

# Konkurransedyktighet for dype geotermiske energibrønner

En casestudie basert på pilotprosjektet ved Oslo Lufthavn - Gardermoen



Skrevet av:

*Rasmus Myren & Jørgen Våge*

**Masteroppgave 2019**

*Handelshøgskolen ved Universitetet i Stavanger*



Universitetet  
i Stavanger



Universitetet  
i Stavanger

**UIS BUSINESS SCHOOL**  
**MASTER'S THESIS**

STUDY PROGRAM:

Master of Business Administration

THESIS IS WRITTEN IN THE FOLLOWING  
SPECIALIZATION/SUBJECT:

Economic analysis

IS THE ASSIGNMENT CONFIDENTIAL?

(**NB!** Use the red form for confidential theses)

TITLE:

Konkurransedyktighet for bruk av dype geotermiske energibrønner – En casestudie basert på pilotprosjektet ved Oslo Lufthavn - Gardermoen

AUTHOR(S)

SUPERVISOR:

Gorm Kipperberg

Candidate number:

4106

.....

4004

.....

Name:

Rasmus Myren

.....

Jørgen Våge

.....

## Forord

Denne oppgaven er det avsluttende arbeidet av en toårig mastergrad i Økonomi og administrasjon ved Universitetet i Stavanger. Oppgaven er normert til 30 studiepoeng.

Først og fremst vil vi takke Rock Energy AS for å gi oss tilgang til informasjon om pilotprosjektet ved Oslo Lufthavn – Gardermoen, og ønsker dem lykke til med flere prosjekt i fremtiden.

Vi vil gi en takk til Lars Christian Bruno for hjelp til å sette opp Excel-modeller. Takk også til vår veileder, Gorm Kipperberg, for god hjelp underveis.

Avslutningsvis, tusen takk til familie og venner underveis med både oppmuntrende ord og hjelp.

Rasmus Myren og Jørgen Våge

Stavanger, 17. juni 2019.

## Sammendrag

Denne utredningen har som formål å analysere konkurransekraften for bruk av dype geotermiske energibrønner til oppvarmingsformål i Norge. Dette blir vurdert ved bruk av modellen kjent som *Energikostnad over levetid* (LCOE). Modellen ser på et gitt energisystems kostnader per enhet energi produsert over beregnet levetid.

Fra Norges Vassdrag- og Energidirektorat (NVE) finner vi at per dags dato vil en LCOE på 75,4 øre/kWt anses som konkurransedyktig (Norges Vassdrag- og energidirektorat, 2017). Med utgangspunkt i egenkonstruerte produksjons- og kostnadsfunksjoner har vi utviklet en LCOE-modell fra bunn. Modellen er konstruert på en måte som gjør det mulig å gjennomføre avanserte scenarioanalyser ved bruk av Excel-verktøyet @Risk.

For våre analyser og kalkulasjoner har vi brukt en case-studie, angående et nylig ferdigstilt prosjekt ved Oslo Lufthavn - Gardermoen, hvor det årlige energibehovet er oppgitt til å være 300 000 kWt.

Analysene består av 2 scenarioer, med og uten investeringsstøtte på 40%. Videre består scenarioene av 11 simuleringer som representerer årlige energiproduksjon. Hver av simuleringene er gjennomført med 100 000 repetisjoner, som utgjør til sammen 2,2 millioner mulige utfall for LCOE.

Med utgangspunkt i scenarioene finner vi at et prosjekt av denne størrelsen i stor grad er avhengig av investeringsstøtte for å kunne anses som konkurransedyktig sett i lys av LCOE. Gjennom videre analyse av *scenario 2* finner vi at for å oppnå en konkurransedyktig LCOE må systemet driftes mer enn 3696,3 timer, noe som tilsvarer en årlig produksjon på 700 000 kWt. Dette vil gi en  $\overline{LCOE}$  på 62,3 øre/kWt, og konkurransedyktighet i 76,2% av 100 000 repetisjoner.

# Innholdsliste

<b>Forord</b> .....	<b>II</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>III</b>
<b>Innholdsliste</b> .....	<b>IV</b>
<b>1 Introduksjon</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Bakgrunn</b> .....	<b>3</b>
<b>2.1 Historisk utvikling</b> .....	<b>3</b>
<b>2.2 Geologisk og teknologisk bakgrunn</b> .....	<b>4</b>
2.2.1 Hydrotermisk system.....	5
2.2.2 Grunnvarme .....	5
2.2.3 Konstruert geotermisk system .....	6
<b>2.3 Geotermisk energi i verden</b> .....	<b>7</b>
2.3.1 Geotermisk energi i Norge .....	8
<b>2.4 Rock Energy AS</b> .....	<b>9</b>
2.4.1 Pilotprosjekt – Oslo lufthavn - Gardermoen .....	9
<b>3 Litteraturstudie</b> .....	<b>11</b>
<b>3.1 Litteraturgjennomgang</b> .....	<b>12</b>
<b>4 Teoretisk rammeverk</b> .....	<b>15</b>
<b>4.1 Produksjonsfunksjon</b> .....	<b>15</b>
<b>4.2 Kostnadsfunksjon</b> .....	<b>17</b>
<b>4.3 Energikostnad over levetid (LCOE)</b> .....	<b>20</b>
4.3.1 Investerings- og utviklingskostnad .....	22
4.3.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader .....	22
4.3.3 Energiproduksjon over levetid .....	23
4.3.4 Økonomisk levetid .....	23
4.3.5 Reell vs. nominell LCOE .....	23
4.3.6 Kalkulasjonsrente .....	24
4.3.7 Kapitalverdimodell .....	25
4.3.8 Valg av kalkulasjonsrente .....	26
<b>5 Metode og data</b> .....	<b>27</b>
<b>5.1 Casestudie</b> .....	<b>27</b>
<b>5.2 Datainnsamling</b> .....	<b>28</b>
5.2.1 Reliabilitet og validitet.....	28
<b>5.3 Datagrunnlag for analyse</b> .....	<b>28</b>
5.3.1 NVE .....	29
5.3.2 Rock Energy .....	31
5.3.3 Risikosimulering.....	32

<b>6 Analyse og resultat .....</b>	<b>33</b>
<b>6.1 Analyse del 1: Utarbeidelse av LCOE-modellen .....</b>	<b>33</b>
6.1.1 Investeringskostnad .....	33
6.1.2 Produksjonsfunksjon .....	35
6.1.3 Kostnadsfunksjon .....	39
6.1.4 Presentasjon av LCOE .....	41
<b>6.2 Analyse del 2: Risikosimulering ved bruk av Monte Carlo .....</b>	<b>42</b>
<b>6.2.1 Fremgangsmåte .....</b>	<b>42</b>
6.2.2 Resultat av risikosimulering uten subsidie .....	44
6.2.3 Resultat av simulering med subsidie .....	48
<b>7. Diskusjon .....</b>	<b>51</b>
<b>7.1 Begrensninger.....</b>	<b>53</b>
<b>8 Konklusjon .....</b>	<b>54</b>
<b>Litteraturliste.....</b>	<b>55</b>
<b>Vedlegg A - litteraturgjennomgang.....</b>	<b>59</b>
<b>Vedlegg B - intervjuguide.....</b>	<b>67</b>
<b>Vedlegg C – Simuleringsresultat uten subsidier.....</b>	<b>71</b>
<b>Vedlegg D – Simuleringsresultat med subsidier .....</b>	<b>75</b>
<b>Vedlegg E – Utsnitt av resultatet fra scenario 1 .....</b>	<b>79</b>
<b>Vedlegg F – Utsnitt av resultatet fra scenario 2 .....</b>	<b>82</b>

Tabell 1 Topp 5 installert geotermisk kapasitet Kilde: (World Energy Council, 2016) .....	7
Tabell 2 Tema litteraturgjennomgang .....	12
Tabell 3 Diskonteringsrente. Kilder: (International Energy Agency, 2010), (Norges vassdrag- og energidirektorat, 2015), (Norges Vassdrag- og energidirektorat, 2017), (Enova, 2013), (Tidball, Bluestein, Rodriguez, & Knoke, 2010), (IRENA, 2016) .....	26
Tabell 4 Konkurrerende energikilders LCOE. Kilde: (Norges Vassdrag- og energidirektorat, 2017).....	29
Tabell 5 Oversikt over mottatte regneark fra Rock Energy .....	31
Tabell 6 Totalkostnad for energibrønnene .....	35
Tabell 7 Årlig produksjon, gitt formål .....	35
Tabell 8 Prosentvis endring ved økning fullasttimer .....	38
Tabell 9 Variabler, risikosimulering .....	43
Tabell 10 LCOE, uten subsidier .....	44
Tabell 11 LCOE, med subsidier .....	48

Figur 1 Historisk utvikling. Kilder: (Estevao), (City of Bath), (Fotovoltaico), (Alberta Culture and Tourism), (Travel and Leisure, 2018), (U.S Department of Energy), (Global Geothermal News, 2017) .....	3
Figur 2 Jordens oppbygging. Kilde: (CGER).....	4
Figur 3 Oversikt over de tektoniske platene. Kilde (Worldatlas, 2018).....	5
Figur 4 Bilde fra Rusegropa .....	10
Figur 5 Total produksjon .....	17
Figur 6 Marginal enhetsendring .....	17
Figur 7 Konstant skalaavkastning .....	19
Figur 8 Ikke konstant skalaavkastning .....	19
Figur 9 Konkurrerende energikilders LCOE, grafisk.....	30
Figur 10 Fremgangsmåte for risikosimulering. Kilde: (Savvides, 2004).....	32
Figur 11 Totale investeringskostnader .....	34
Figur 12 Effekt per brønn.....	36
Figur 13 Produksjonsfunksjon, brønn .....	36
Figur 14 Produksjonsfunksjon, elkjel.....	37
Figur 15 Produksjonsfunksjon, brønn og elkjel .....	38
Figur 16 Kostnadsfunksjon .....	40
Figur 17 Gjennomsnittskostnader .....	40
Figur 18 Grafisk LCOE, uten subsidier .....	45
Figur 19 Sim #1 Distribusjon .....	46
Figur 20 Sim #1 Tornadograf .....	46
Figur 21 Sim #6 Distribusjon .....	46
Figur 22 Sim #6 Tornadograf .....	46
Figur 23 Sim #11 Distribusjon .....	46
Figur 24 Sim #11 Tornadograf .....	46
Figur 25 Grafisk LCOE, med subsidier .....	48
Figur 26 Sim #1 Distribusjon .....	50
Figur 27 Sim #1 Tornadograf .....	50
Figur 28 Sim #6 Distribusjon .....	50
Figur 29 Sim #6 Tornadograf .....	50

Figur 30 Sim #11 Distribusjon .....	50
Figur 31 Sim #11 Tornadograf .....	50



# 1 Introduksjon

Et globalt fokus på en mer miljøvennlig og bærekraftig fremtid har ført til store endringer i energisektoren, etter at 185 land i 2015 signerte Parisavtalen. Avtalen har som mål at den globale temperaturen ikke skal stige mer enn 2 °C i løpet av det 21. århundre. For de landene som har forpliktet seg til denne avtalen betyr dette at bruk av fossilt brennstoff og utslipp av miljøfiendtlige gasser må reduseres (FN-sambandet, 2018). En direkte konsekvens av dette målet har ført til store investeringer innen alternative energikilder, hvor det legges til rette for å utnytte de fornybare ressursene som vår planet tilbyr.

Norge er heldige med sin langstrakte natur, høye fjell med kraftige fosser og elver, samt store vidder og fjorder. Grunnet disse forutsetningene er Norge i stand til å være fullstendig selvforsynte av ren, fornybar energi. Likevel viser det seg at nordmenn er rangert høyt når det kommer til CO<sub>2</sub> utslipp per innbygger. Da Norge i 2015 signerte Parisavtalen, ble det bestemt å redusere mengden CO<sub>2</sub> utslipp med 40% innen 2030, men med dagens miljøpolitikk vil den realistiske reduksjonen være på omlag 13% innen den tid (Fjeld, 2018).

Et steg i riktig retning for å redusere utslipp av miljøfiendtlige gasser er å se til alternative energikilder med uutforsket potensiale. Vindkraft og vannkraft er begge grønne energikilder hvis potensiale er kjent - men hva med energien som ligger i bakken?

Med geotermisk energi utnytter man energien som er lagret under våre ben, og energipotensialet vokser jo dypere en kommer. Mulighetsområdet er stort, med potensiale for å produsere både varme og elektrisitet. Den største hindringen er for øyeblikket tilgjengeligheten, men med god kompetanse og lang erfaring fra olje- og gassindustrien har Norge gode forutsetninger for å også bli pionérer innen geotermisk energi.

Per dags dato eksisterer det kun ett selskap i Norge som tilbyr denne form for energi ved bruk av dype geotermiske brønner. Rock Energy ferdigstilte i november 2018 det første dype geotermiske anlegget ved Oslo Lufthavn - Gardermoen, hvor energien hentes ut ved hjelp av dype brønner på 1 500 meter. Denne energien brukes direkte til oppvarming av en utendørs overflate med mål om å holde den snø- og isfri.

I denne utredningen vil vi vurdere dette prosjektets konkurransekraft opp mot eksisterende energikilder ved å gjennomføre en kostnadsanalyse. Med dette som bakteppe har vi kommet frem til følgende problemstilling:

***Hvor konkurransedyktig er dype geotermiske energibrønner sett i lys av kostnader over levetiden?***

Videre har vi utarbeidet følgende forskningsspørsmål:

1. Hva er korrekt valg av diskonteringsrente?
2. Hva er ansett som konkurransedyktig LCOE?
3. Hvor sensitiv er energikostnaden for endringer i relevante variabler?
4. I hvilken grad er geotermiske energibrønner avhengig av subsidieordninger?

Forskningsspørsmålene vil være til hjelp for å besvare vår problemstilling, og vil bli besvart i den rekkefølgen som de er presentert.

Denne utredningen er bygget opp på følgende måte: Kapittel 2 dekker den historiske utviklingen, dagens situasjon for bruk av geotermisk energi, samt en introduksjon til selskapet Rock Energy. Her vil også caset som studiet baserer seg på bli introdusert. Kapittel 3 er en litteraturgjennomgang bestående av tidligere forskning, og baserer seg på til sammen 32 studier. Kapittel 4 tar for seg relevant teori som vil være med på å besvare den utarbeidede problemstillingen, hvor kapittel 5 beskriver metoden for hvordan det gjennomføres. Kapittel 6 presenterer de gjennomførte analysene, samt resultatet man finner ved bruk av verktøyet @Risk. Denne analysen vil videre bli diskutert opp mot tidligere forskning i kapittel 7, som så bygger opp til konklusjonen for denne utredningen, presentert i kapittel 8.

## 2 Bakgrunn

I dette kapitlet vil den historiske, geologiske og teknologiske bakgrunnen for geotermisk energi bli presentert, for så å forklare hvordan denne teknologien har utviklet seg i nyere tid. Videre vil bruken av geotermisk energi i dag presenteres, før vi avslutningsvis beskriver prosjektet som denne utredningen baserer seg på.

### 2.1 Historisk utvikling

Utnyttelse av geotermisk energi er ikke noe nytt. Arkeologiske funn viser utnyttelse av denne energikilden så tidlig som 8 000 år før vår tidsregning. De første innvandrerne i Nord-Amerika bosatte seg i nærheten av varme kilder, som i tillegg til sin antatte helbredende kraft, hadde klare praktiske fordeler (Conserve Energy Future). I Romerriket ble det bygget templer rundt de varme kildene, og legekunstens far, Hippokrates, beskrev de helsemessige fordelene ved å bade i dem (Alberta Culture and Tourism).

Det var ikke før i 1904 at varmen som jordkloden tilbyr fikk et nytt bruksområde. Geotermisk energi kunne brukes til produksjon av elektrisitet, og i Larderello, Italia ble det første kraftverket ferdigstilt i 1913 (Alberta Culture and Tourism). Veksten fortsetter og i Island ble det i 1928 for



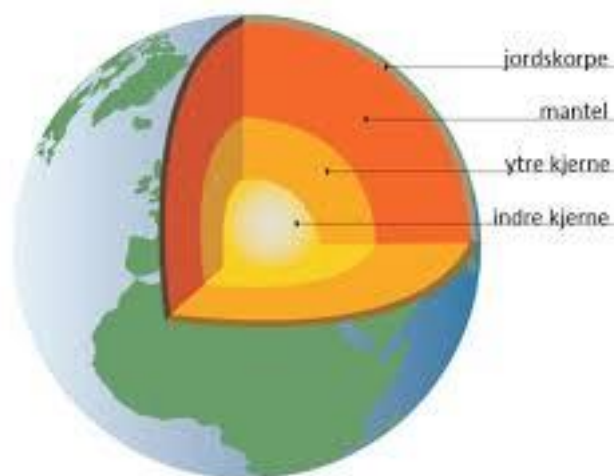
Figur 1 Historisk utvikling. Kilder: (Estevao), (City of Bath), (Fotovoltaico), (Alberta Culture and Tourism), (Travel and Leisure, 2018), (U.S Department of Energy), (Global Geothermal News, 2017)

første gang brukt geotermisk energi til oppvarming i stor skala. I dag dekker energikilden hele 29% av landets strømproduksjon, og 9/10 husstander benytter det til oppvarming (National Energy Authority). Kilden er ventet å spille en stor rolle i energimiksen i fremtiden, grunnet den tilsynelatende utømmelige energikilden. (Fridleifsson, 2001).

## 2.2 Geologisk og teknologisk bakgrunn

Geotermisk energi er energi som er lagret i jordens indre, og inneholder store mengder varme. Mye av energien har ligget lagret siden jordens opprinnelse, samtidig som en del kontinuerlig produseres gjennom nedbrytning av radioaktive isotoper i jordskorpen (Glassley, 2010).

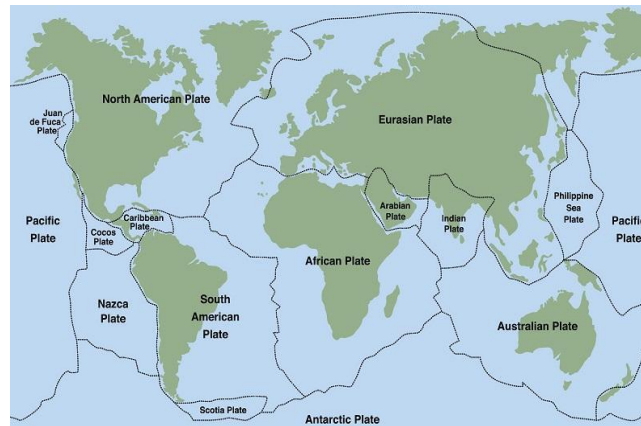
Jordkloden, med en radius på 6370 kilometer, består hovedsakelig av 3 lag: kjerne, mantel og jordskorpe. Kjernen har en temperatur på opptil 7000 °C som strømmer mot jordens overflate. Idet varmestrålingen har nådd det ytterste laget vil store deler av energien være tapt. Likevel er det estimert at det er mulig å nå temperaturer på opp mot 870 °C selv i dette laget (Plummer, Carlson, & Hammersley, 2016).



Figur 2 Jordens oppbygging. Kilde: (CGER)

Temperaturgradienten, som sier hvor varm jorden blir per kilometer, er globalt sett estimert å være 30 °C i gjennomsnitt (Gupta & Roy, 2006). Denne temperaturgradienten er likevel varierende, avhengig av diverse geografiske forutsetninger. Det er store forskjeller på temperaturen i områder som ligger nærme åpninger og sprekker i de tektoniske platene, hvor

det også ofte eksisterer vulkansk aktivitet (Barbier, 2002). Figur 3 viser de tektoniske platene i verden og en ser raskt en sammenheng mellom sprekker og utnyttelsen av energien gjennom historien.



Figur 3 Oversikt over de tektoniske platene.  
Kilde (Worldatlas, 2018)

Geotermisk energi har inntil nyere tider kun hatt økonomisk potensial i områder hvor ressursen har vært lett tilgjengelig. Ny brønn- og boreteknologi, som stammer fra oljebransjen, har gjort det mulig å utnytte den geotermiske energien som ligger lagret dypt under jordoverflaten uavhengig av geologiske forutsetninger. I dag er det hovedsakelig tre metoder å utvinne den geotermiske energien, hydrotermisk, grunnvarme og konstruerte systemer. Disse metodene vil bli presentert i de tre neste delkapitlene.

### 2.2.1 Hydrotermisk system

Et hydrotermisk system baserer seg på å utvinne varme fra naturlige vannreservoarer, enten i form av vann eller damp (Barbier, 2002). Energien ligger normalt i eller like under overflaten, noe som betyr at visse geologiske forutsetninger må ligge til grunn. Energien hentes opp fra reservoarene gjennom brønner, og kan brukes til produksjon av elektrisitet eller direkte til oppvarming, avhengig av temperatur (Sørensen, 2004).

### 2.2.2 Grunnvarme

Grunnvarme er utnyttelse av den energien som ligger lagret i den øverste delen av jordskorpen. Denne type anlegg ligger normalt mellom 80-200 meters dybde, og holder en konstant temperatur på mellom 3-4 °C gjennom hele året. For å utnytte den lave temperaturen er man avhengig av en varmepumpe. (Ramstad, 2011). Metoden er ansett som en energieffektiv måte

for oppvarming av boliger, og det er anslått grunnvarmen alene kan dekke opp mot 70% av varmebehovet i en husholdning (Norges Geologiske Undersøkelse, 2015b).

### 2.2.3 Konstruert geotermisk system

Konstruerte geotermiske systemer, oversatt fra det engelske uttrykket *enhanced geothermal systems*, baserer seg på å utvinne energi på opptil flere kilometers dyp og er utnyttelse av det som er kjent som *dyp geotermisk energi* (Dipippo, 2007). I denne type systemer kan energien hentes ut gjennom to metoder: Hot Wet Rock (heretter HWR) og Hot Dry Rock (heretter HDR) som vil bli kort introdusert videre i dette delkapittelet.

#### **Hot Wet Rock**

Et HWR-system benytter seg av varme kilder i form av vann, lagret dypt i jordskorpen. På lik linje som et ved et oljereservoar, er man nødt til å skape tilgang til ressursen gjennom boring av brønner (Norges Geologiske Undersøkelse, 2015a). Ved elektrisitet- eller varmeproduksjon pumpes det varme vannet fra underjordiske reservoarer opp til overflaten for videre prosessering. Systemet er ansett som en fornybar kilde, gitt at uttaket av energi ikke overgår inntaket.

#### **Hot Dry Rock**

Et HDR system vil i motsetning til et HWR system være tilgjengelig for alle, da man ikke lenger er avhengig av spesifikke geologiske forutsetninger. Ved denne type system utnytter man energien ved å bore dype brønner i jordskorpen. Videre blir det pumpet en produksjonsvæske ned i brønnen som henter ut varme fra jordmassen. Vannet blir så pumpet opp til overflaten hvor det blir brukt til sitt respektive formål. Teknologien bak HDR stammer fra en gruppe forskere ved Los Alamos Scientific Laboratory, USA, tidlig på 1970-tallet som ville undersøke om konstruerte energibrønner ville være økonomisk bærekraftig (D. W. Brown, 2012, p. 16). Ved hjelp av hydraulisk frakturering, en teknologi kjent fra oljeindustrien, ble det laget gjennomstrømnings-passasjer i berget for å koble sammen en injeksjonsbrønn og produksjonsbrønn<sup>1</sup>. Produksjonsvæsken ble dermed en del av en gjentakende loop, hvor det

---

<sup>1</sup> Testene ble utført i to faser gjennom 70- og 80-tallet: i den første fasen ble det konstruert brønner ned til ca. 3000 meter, med en bunntemperatur på ca. 200 grader celsius. I den andre fasen ble det etter prøving og feiling boret ned til 4000 meter med en bunntemperatur på 327 grader celsius, og testene ble til slutt beregnet som vellykket (Tester. et.al., 2006).

pumpes tilbake i injeksjonsbrønnen etter det har gått til formålet på overflaten. Det viser seg at denne teknologien kan skape brytninger i jordoverflaten, noe som kan lede til jordskjelv (Brodsky & Lajoie, 2013). Dette betyr nødvendigvis ikke at faren for jordskjelv skal begrense utviklingen av energibrønner, men at nødvendige forholdsregler må tas høyde for (Majer et al., 2007).

Designet for dype geotermiske brønner har frem mot i dag hatt stor utvikling. Ny teknologi gjør det mulig å hente energi uten bruk av frakturering, noe som eliminerer faren for brytninger i jordoverflaten. Særegent for HDR er at systemet er 100% produsert av mennesker. Dette betyr at produsenten av systemet har full kontroll over de tekniske parameterne. Til motsetning er det ved HWR allerede gitt de forskjellige faktorene; mengde energi, temperatur og utvinningsgrad. (D. W. Brown, 2012, p. 27).

### 2.3 Geotermisk energi i verden

Som tidligere nevnt har geotermisk energi blitt produsert kommersielt siden 1913 til elektrisitet og oppvarming, med stor vekst i senere tid. I år 2000 ble det rapportert at utnyttelse av geotermisk energi fant sted i 58 land, med en årlig produksjon av elektrisitet og varme på 49 TWt og 58 TWt, respektivt (Friðleifsson, Albertsson, & Elders, 2010). Veksten har fortsatt videre inn i det 21 århundre, og i 2017 det ble registrert en årlig produksjon på om lag 85 TWt elektrisitet og 85 TWt termisk energi for oppvarming (International Energy Agency, 2018).

I 2016 ble det registrert at den totale installerte kapasiteten av geotermisk energi var 83 400 MW. Det er fem land som skiller seg ut som større produsenter av denne energikilden presentert i tabell 1. Det viser seg at de fem landene står for til sammen 60% av den totale installerte kapasiteten i verden.

<b>Land</b>	<b>Installert kapasitet</b>
<i>Kina</i>	<i>20 970 MW</i>
<i>Amerika</i>	<i>17 927 MW</i>
<i>Tyrkia</i>	<i>5 600 MW</i>
<i>Sverige</i>	<i>3 514 MW</i>
<i>Island</i>	<i>2 710 MW</i>

Tabell 1 Topp 5 installert geotermisk kapasitet Kilde: (World Energy Council, 2016)

I dag representerer geotermisk energi kun en brøkdel av det totale energibehovet i verden, selv ettersom ressursen har vist seg å ha et enormt potensial (Fridleifsson, 2001). Det er derimot ventet økt utnyttelse av denne energikilden frem mot 2050 (International Energy Agency, 2011). Organisasjonen estimerer at geotermisk energi vil dekke 3,5% av produksjon av elektrisitet, og 3,9% av varmeproduksjonen, globalt. Konstruerte geotermiske systemer vil stå for over halvparten av veksten.

### 2.3.1 Geotermisk energi i Norge

Studier fra 2010 har vist at temperaturgradienten i norsk berggrunn er langt høyere enn tidligere antatt, og at forholdene ligger til rette for å utforske geotermiske ressurser i stor skala (Pascal, 2010). Norges behov for oppvarming og kjøling i bygninger kan i teorien dekkes ved bruk av geotermisk energi alene, og allerede benyttes energikilden flere steder i landet. I 2011 ble det registrert over 26 000 grunnvarmeanlegg på mellom 100-180 meters dyp. Den samlede energiproduksjon utgjorde ca. 3,5 TW/t (Ramstad, 2011).

Interessen for utnyttelse av geotermisk energi i landet har vært økende etter at det i 2009 ble stiftet et senter for denne kilden, kalt Norwegian Center for Geothermal Energy Research (CGER). Senteret ble etablert av Norwegian Research Center (NORCE), med en målsetning om å tilrettelegge for forskning og utvikling om denne type energi, som igjen vil kunne bidra til økt tilgang til energikilden.

Per dags dato eksisterer det ingen kraftproduserende geotermiske anlegg i Norge, men i 2018 ble boring av dype brønner realisert. Selskapet Rock Energy AS, med hjelp fra boreselskapet Båsum Boring AS, ferdigstilte i november 2018 Norges første dype geotermiske energibrønner med en dybde på 1 500 meter. En gjennomgang av selskapet Rock Energy og prosjektet vil bli presentert i neste delkapittel.



## 2.4 Rock Energy AS

Rock Energy AS er et nyetablert selskap lokalisert i Oslo. Ved bruk av ny og moderne teknologi innen brønnboring leverer selskapet i samarbeid med Båsum Boring, fullstendige energisystemer ved bruk av dype geotermiske brønner. Teknologien selskapet bruker stammer fra flere års erfaring fra oljenæringen og omhandler utvikling av robuste borhammere, samt et nytt brønnndesign. Ifølge selskapet krever boring på dybder ned mot 1 000 til 1 500 meter langt sterkere utstyr og borkroner enn hva grunne brønner vil. Årsaken til dette er at det er tids- og kostnadskrevende å trekke opp riggens borestreng fra 1000 meters dyp, skifte og sette sammen utstyret, før boringen kan gjenopptas.

Ved å benytte energien som er lagret i jordens dyp, har selskapet som mål å kunne levere både strøm og varme gjennom en måte som er i balanse med naturen. I dag tilbyr selskapet komplette energisystemer som blir designet og utformet for kundens energibehov. Avhengig av dette leverer Rock Energy pakkeløsninger med boring og installasjon av energisystemet. I dette tilfellet vil kunden stå ansvarlig for å dekke kostnader knyttet til drift og vedlikehold av systemet. For fremtidige prosjekter har selskapet en målsetting om å bygge, drifte og eie energisystemet selv, for så å selge den geotermiske energien mot det åpne markedet.

Per i dag har selskapet ferdigstilt ett prosjekt ved Oslo Lufthavn – Gardermoen, og er allerede godt i gang med sitt neste prosjekt ved Politiets nasjonale beredskapssenter på Taraldrud. For å besvare den utarbeidede problemstillingen angående konkurransekraft for utnyttelse av geotermisk energi til oppvarmingsformål, vil denne oppgaven basere seg på data fra pilotprosjektet ved Gardermoen. Prosjektet vil bli kort introdusert i neste delkapittel, og selve caset for denne utredningen vil bli presentert i kapittel 5.

### 2.4.1 Pilotprosjekt – Oslo lufthavn - Gardermoen

I november 2018 ble Norges dypeste geotermiske brønner ferdigstilt og overlevert til Avinor. Prosjektet består av to energibrønner som strekker seg 1500 meter ned i bakken. I tillegg til brønnene er det også installert en elektrisk kjel med en installert ytelse på 150 kW, som er direkte koblet på distribusjonssystemet. Denne kjelen er med for å dekke en eventuell topplast på dager hvor energibehovet er av den grad at brønnene ikke strekker til.

For å finansiere prosjektet ble det mottatt en støtte fra Innovasjon Norge og Enova på 40% av den totale kostnaden for prosjektet.

Pilotprosjektet på Gardermoen har i oppdrag å holde et område kjent som Rusegropen snø- og isfri. Rusegropen har en overflate på størrelse med en fotballbane, hvor hensikten med området er å teste motorene på fly. Rusegropen holdes snø- og isfritt ved at vannboren varme sirkulerer under overflaten og holder en jevn og stabil temperatur uavhengig av værforhold. Figur 4 ble tatt 21 februar 2019 under omvisning av prosjektet, og viser effekten av brønnene. Resultatet er som planlagt: en snø- og isfri overflate.

Ved å gjennomføre dette prosjektet vil Avinor kunne spare kostnader i form av energiforbruk samtidig som de kan redusere sitt forbruk av kjemikalier, som igjen vil være til fordel for miljøet.



*Figur 4 Bilde fra Rusegropa*

For å opprettholde en snø- og isfri overflate som Rusegropen, er det ventet at det årlige energibehovet vil være på 300 000 kw/t. Det er forventet at hver av energibrønnene må driftes mellom 1 250 til 1 500 timer per år for at de skal være i stand til å dekke det årlige energibehovet.

### 3 Litteraturstudie

Som det kommer frem innledningsvis har det i senere tid vært et økende fokus på en omstilling i energisektoren, hvor fornybare kilder har fått stor oppmerksomhet. Denne omstillingen har ført til et økt fokus på studier av alternative teknologier med fokus på ren energi, og det finnes i dag en rekke forskning som ser på nettopp dette. På en systematisk måte vil vi i dette kapittelet analysere tidligere forskning opp mot den problemstillingen som er presentert i kapittel 1. For å unngå at kildene omhandler et spesifikt fagmiljø, har vi benyttet kilder med forskjellige formål innen fornybare og ikke-fornybare energikilder. Dette vil gi oss et bedre bilde av dagens situasjon for vurdering av konkurransekraft og risikovurdering (Stake, 2010)

Denne litteraturstudien er basert på 32 forskningsartikler som er gjennomgått og oppsummert i tabellen, vedlagt i vedlegg A. Artikkene ble valgt ut fra et bredt utvalg av litteratur for å undersøke hvordan investering innen fornybar energi har blitt gjennomført tidligere, samt hvilke modeller som er brukt for å sammenligne de forskjellige energikildene. Det ble videre bestemt å begrense artikkene til artikler som har blitt produsert etter 2000. Dette er for å sikre at vi benytter oss av den mest oppdaterte tilgjengelige data per dags dato.

Det er verdt å merke seg at ikke alle artikkene som er inkludert i vedlegg A ser på utnyttelse av energi til oppvarmingsformål, slik som denne utredningen gjør. Enkelte fokuserer på produksjon av elektrisitet (*Sanyal, Morrow, Butler, & Robertson-Tait, 2007*) (*Timilsina, Cornelis van Kooten, & Narbel, 2013*) (*Timilsina, Kurdgelashvili, & Narbel, 2011*) (*Ouyang & Lin, 2014*) (*C. W. Lee & Zhong, 2014*) (*Castro-Santos, Martins, & Guedes Soares, 2016*) (*B. Lee et al., 2017*) (*Ram et al., 2018*) mens andre ser på teknologier som kan brukes i kombinasjon av varme- og strømproduksjon (*Chamorro, García-Cuesta, Mondéjar, & Pérez-Madrado, 2014*) (*Schreiner, 2014*) (*Hirvonen, Kayo, Hasan, & Sirén, 2016*) (*V. Nian, Sun, Ma, & Li, 2016*) (*Olasolo, Juárez, Olasolo, Morales, & Valdani, 2016*) (*Connolly, 2017*) (*Odavić, Zekić, & Milić, 2017*). Artikkene er likevel tatt med da metodene som er brukt for å vurdere en gitt teknologis konkurransekraft er av interesse.

Den oppsummerende tabellen gitt i vedlegg A er fordelt på 9 kolonner. Hver kolonne er inkludert for å gi et kort og oversiktlig bilde av hva artiklene inneholder. Tabell 2 nedenfor presenterer de 9 kolonnene. I neste delkapittel vil hver av kolonnene bli presentert.

Kolonne	
1	Forfatter, år, tidsskrift
2	Sted hvor studiet og analysene tok sted
3	Artikkelens formål
4	Energikilde(r) som er vurdert /analysert
5	Miljøpåvirkning
6	Verdsettelsesmetode
7	Metode or innsamling av data
8	Forskningsmetode
9	Resultat av studiene

Tabell 2 Tema litteraturgjennomgang

### 3.1 Litteraturgjennomgang

Det økonomiske potensialet for fornybar energi har blitt utforsket i store deler av verden. Av 33 artikler finner studiene sted i 22 forskjellige land, hovedsakelig fordelt over Nord-Amerika, Europa og Asia. Kolonne 3 beskriver kort hva artikkelens formål er, før en i kolonne 4 ser på hvilke kilder artiklene fokuserer på. Det er stor variasjon i hvilke energikilder som er analysert, som blant annet vind, sol, bølge- og vannkraft, biomasse, og geotermisk energi. Fire av artiklene har også inkludert fossile energikilder som naturgass og kull (*Olasolo et al., 2016*) (*Liu, 2017*) (*Ram et al., 2018*) (*Hansen, 2019*), mens én av artiklene kun fokuserer på den sistnevnte energikilden (*Y.-L. Nian & Cheng, 2018*). Grunnen til at konvensjonelle energikilder blir inkludert, er for å vurdere om fornybar energi er konkurransedyktig eller ikke. Blant dem finner Ram et.al. (2018) at LCOE for fornybar energi allerede er lavere enn for konvensjonelle metoder som kull og gass for flere G20 land. Artikkelen konkluderer med at fornybar energi vil være konkurransedyktig i samtlige av landene innen 2030.

Kolonne 5 viser at en stor andel av artiklene også inkluderer potensielle miljøpåvirkninger enkelte teknologier kan resultere i. Alternative energikilder viser seg å kunne tilby flere positive sider. I artikkelen til Liu (2017) kommer det frem at Kina i dag forsyner hele 66% av sitt

oppvarmingsbehov med kull. Med konkurransedyktige driftskostnader, kommer Liu frem til at geotermisk energi kan være med på å redusere dette forbruket. Popovski (*Popovski, Fleiter, Santos, Leal, & Fernandes, 2018*) kom også frem til signifikante miljømessige fordeler i sin artikkel ved å gå fra gassdrevne kjøle- og varmesystem til elektriske varmepumper.

For å vurdere konkurransekraften til de forskjellige teknologiene er det flere verdsettelsesmodeller å velge mellom. De mest brukte modellene er Levelized Cost of Energy (heretter LCOE), Levelized Cost of Heating og Netto Nåverdi (heretter NNV), mens mindre brukte modeller er Total Life Cycle Costs, Total Annual Costs, Expected Monetary Value, Internal Rate of Return, og Payback.

For å vurdere konkurranseforholdet mellom ulike teknologier i et rent kostnadsperspektiv er det i stor grad LCOE-modellen som benyttes (*Aldersey-Williams & Rubert, 2019*), og modellen er anerkjent av private og offentlige aktører (*International Energy Agency, 2010*) (*Department for Business Energy & Industrial Strategy, 2016*) (*Norges vassdrag- og energidirektorat, 2015*) (*Enova, 2013*) (*Lazard, 2018*).

LCOH-modellen er en videreutvikling av LCOE, og er en modell som er tatt mer og mer i bruk i senere tid. Modellen er tilpasset teknologier med oppvarmingsformål, men grunnet modellens mangel av teoretisk rammeverk, vil den ikke bli brukt for denne utredningen.

Kolonne 7 og 8 presenterer hvordan dataene i de respektive artiklene er samlet inn, og hvilken forskningsmetode som er brukt for å gjennomføre eventuelle analyser. Dataene som benyttes i artiklene er i stor grad sekundære, enten via offentlige kilder eller direkte fra leverandører. Dataene anses å være kvantitativ i samtlige artikler, og den primære forskningsmetoden er case-basert. Connolly (*2017*) & Ram et al. (*2018*) benytter seg av en sammenligningsstudie, og Kwak & Ingall (*2009*) benytter seg av en utforskende studie. Av de 32 artiklene er det i 15 av dem gjennomført risikoanalyser. Monte Carlo er den mest brukte metoden, og fremkommer i 7 av artiklene (*Gustafsson, Myhren, & Dotzauer, 2018*), (*Hacura, Jadamus-Hacura, & Kocot, 2001*), (*Kwak & Ingall, 2009*), (*B. Lee et al., 2017*), (*Odavić et al., 2017*), (*Pereira, Pinho, Galhardo, & Macêdo, 2014*), (*C. W. Lee & Zhong, 2014*).

Den siste kolonnen representerer resultatet fra hver artikkel. Det er store variasjoner i resultatene, avhengig av hvilken energikilde som er blitt analysert. Måten resultatene blir presentert på er ofte om analysen av teknologien(e) er i stand til å tilby økonomisk lønnsomhet

og konkurransedyktighet. Flere av artiklene inkluderer også de miljømessige fordelene i sin konklusjon, mens noen har disse fordelene som hovedfokus (Liu, 2017) (Schreiner, 2014) (Timilsina et al., 2011).

16 av de 32 utvalgte artiklene omhandler utnyttelse av geotermisk energi, hvor 8 fokuserer på denne kilden alene (Daniilidis, Alpsoy, & Herber, 2017) (Sanyal et al., 2007) (D. Brown, 2009) (Weijermars et al., 2018) (Reber, Beckers, & Tester, 2014) (Schreiner, 2014) (Thorsteinsson & Tester, 2010) (Chamorro et al., 2014). Av disse 8 artiklene blir LCOE modellen benyttet i 5 av dem for å avgjøre om teknologien er konkurransedyktig eller ikke. Teknologien har vist seg å være både bærekraftig og fornybar, men vil i stor grad være avhengig av subsidieordninger, enten gjennom investerings- eller produksjonsstøtte (Timilsina et al., 2011) (Hansen, 2019) (Liu, 2017) (Pereira et al., 2014) (Sanyal et al., 2007) Selv med subsidieordninger finner Olasolo et.al. (2016) i sin artikkel at utnyttelse av geotermisk energi vil være økonomisk utfordrende.

## 4 Teoretisk rammeverk

I dette kapittelet vil det bli presentert relevant teori som vil være til nytte for å kunne besvare den utarbeidede problemstillingen angående konkurransedyktighet for dype HDR-energibrønner.

Ettersom Rock Energy er et selskap som i dag leverer systemer med formål om å utvinne energi, vil det være hensiktsmessig å først introdusere teori relatert til produksjon. Videre vil det også bli gitt en introduksjon til kostnadsrelatert teori, for så å kombinere de to teoriene til metoden som er valgt å benytte kjent som energikostnad over levetid (LCOE). Den mikroøkonomiske teorien relatert til produksjons- og kostnadsfunksjonen er basert på boken *Microeconomic Theory* av Snyder, Stewart og Nicholsons (2015).

### 4.1 Produksjonsfunksjon

Hovedformålet til et hvert produksjonsselskap er å forvandle inngående varer til utgående produkter. Forholdet kan representeres ved hjelp av en produksjonsfunksjon som viser hvilke innsatsfaktorer ( $x$ ) som kreves for å produsere en vare eller tjeneste ( $q$ ), og kan uttrykkes som følgende:

$$q = f(X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (1)$$

$q$ : Utgående produkt i en gitt periode

$x$ : Inngående vare

Produksjonsfunksjonen viser den maksimale mengden av gode  $q$ , gitt alternative kombinasjoner av godene  $x_j$ . Godene kan være arbeidskraft, energi, realkapital og råvarer, som sammen er nødvendige for å framstille en vare eller tjeneste.

Den utgående produksjonen ( $q$ ) vil påvirkes av enhetsendringer i innsatsfaktorene. For å illustrere dette vil en forenklet produksjonsfunksjon bli benyttet ved å simplificere modellen ovenfor, og fokusere på et 2-goders scenario. Funksjonen er gitt under, og viser at  $q$  er et produkt av en kombinasjon mellom godene  $x_1$  og  $x_2$ .

$$q = f(x_1, x_2) \quad (2)$$

Simplifiseringen gjør at en nå kan illustrere hvilken effekt hver av de inngående variablene vil ha, gitt et todimensjonalt perspektiv. Hensikten er å se hvor stor effekten av en enhetsendring i  $x_j$  vil ha på den totale produksjonen  $q$ , gitt at  $x_j$  holdes konstant. Dette er kjent som Marginal Physical Product (heretter MP), og beregnes ved å derivere produksjonsfunksjonen med den respektive variabelen, gitt som:

$$MP_{X_i} = \frac{\partial f}{\partial X_i} = f_{X_i} > 0 \quad (3)$$

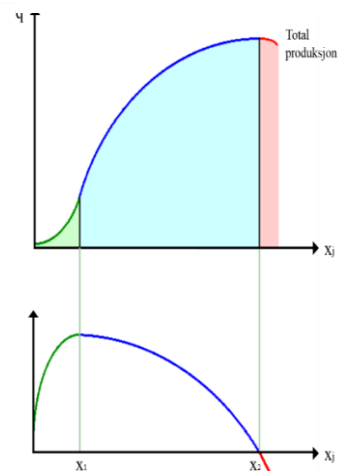
Den deriverte av funksjon  $f(\cdot)$  settes større enn 0, ettersom det er forventet at en økning i forbruket av  $x_i$  vil gi økt mengde  $q$ . Det er imidlertid ikke forventet at denne økningen vil holdes konstant. Over en gitt mengde av  $x_i$  vil økningen ha en redusert effekt på  $q$ , hvor det på et tidspunkt vil kunne føre til en reduksjon fremfor økning. Dette er kjent som Diminishing marginal productivity, og blir matematisk fremstilt ved derivere MP på den respektive variabelen:

$$\frac{\partial MP_{X_i}}{\partial X_i} = \frac{\partial^2 f}{\partial X_i^2} = f_{X_i X_i} \quad (4)$$



Forholdet mellom total produksjon og den marginale enhetsendringen er illustrert i figur 5 og 6. Figur 5 viser den totale produksjonen av  $q$  på y-aksen og mengden av gode  $x_i$  på x-aksen. Figur 6 viser effekten av en enhetsendring i  $x_i$ . Som en ser har  $x_i$  en positiv og økende effekt på den totale produksjonen frem til  $x_i = x_1$ . Den inngående varen vil fortsette å ha en økende effekt på total produksjon i området mellom  $x_1$  og  $x_2$ , men per enhet økning vil gi et mindre utslag på  $q$ , opp til  $x_i = x_2$ . I dette området vil ikke lenger en enhetsendring ha en effekt på den totale produksjonen. I det  $x_i$  er større enn  $x_2$  vil en økning i innsatsfaktoren føre til fall i produksjonen.

Figur 5 Total produksjon



Figur 6 Marginal enhetsendring



Nå som effekten av en enhetsendring har blitt gjennomgått, vil det være interessant å se på hvordan den totale produksjonen reagerer på en økning i samtlige av innsatsfaktorene. For eksempel, hvilken effekt vil en dobling av alle inngående varer ha på den totale produksjonen? Dette er kjent som skalaavkastning, hvor effekten kan være konstant, avtagende eller økende. Effekten kan vises på følgende måte, hvor alle inngående varer øker med en faktor  $t$ , hvor  $t > 1$ .

- Hvis  $f(t \cdot X_1, t \cdot X_2) = t \cdot q \rightarrow$  Konstant skala avkastning
- Hvis  $f(t \cdot X_1, t \cdot X_2) < t \cdot q \rightarrow$  Avtagende skala avkastning
- Hvis  $f(t \cdot X_1, t \cdot X_2) > t \cdot q \rightarrow$  Økende avkastning

I hvilken grad produksjonsfunksjonen viser tegn til skalaavkastning vil videre påvirke strukturen på et selskaps totale kostnadsfunksjon, et tema som vil bli dekket i det kommende delkapittelet.

## 4.2 Kostnadsfunksjon

Som det ble nevnt innledningsvis er hovedformålet til ethvert produksjonsselskap å forvandle inngående varer til et utgående produkt, noe som vil resultere i kostnader. Å beregne de påløpende kostnader er en viktig del av analysen for et selskap. Det vil gjøre dem i stand til å kunne estimere profitt, og kan også være med på å beregne den optimale produksjonen av et gitt produkt.

Uttrykket under representerer et selskaps totale kostnader som en funksjon av enhetskostnadene for innsatsfaktorer ( $c_j$ ) og total produksjon ( $q$ ). Funksjonen viser at for enhver kombinasjon av disse, vil den minimale kostnaden som påløper være:

$$C = C(c_1, c_2, \dots, c_n, q) = c_1X_1 + c_2X_2 + \dots + c_nX_n \quad (5)$$

$C$ : Totale kostnader                       $c$ : kostnad per enhet av gode  $x$                        $q$ : total produksjon

Kostnadsfunksjonen viser tydelig at de totale kostnadene vil øke dersom produksjon av  $q$  øker, og gir et komplett og informativt bilde av forholdet mellom produksjon og kostnad. Likevel kan det ofte være av interesse å analysere den videre ved å fokusere på kostnad per enhet ( $q$ ). Før en gjør det, vil det bli introdusert tre antagelser:

1. Produksjon av  $q$  krever 2 innsatsfaktorer,  $x_1$  og  $x_2$  (introdusert i delkapittel 4.1)
2. Perfekt konkurranse i marked
3. Kostnad ( $c_i$ ) forblir uendret i analyseperioden

Ved hjelp av de oppgitte antagelsene gir dette en kostnadsfunksjon som følgende:

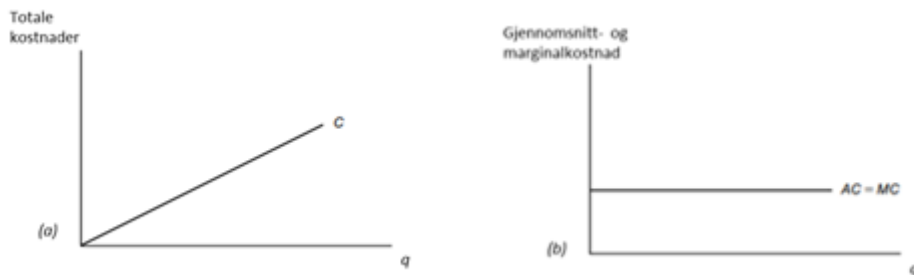
$$C = C(c_1, c_2, q) = c_1 \cdot X_1 + c_2 \cdot X_2 \quad (6)$$

For å analysere funksjonen videre brukes det to måleenheter: gjennomsnittskostnader (AC) og marginale kostnader (MC). Gjennomsnittskostnaden viser hvor mye hver enhet av  $q$  koster, og marginalkostnaden viser enhetskostnaden for å produsere en ekstra enhet av varen. Formelen for de respektive målingene er gitt som følger:

$$\text{Gjennomsnittskostnader} = AC(c_1, c_2, q) = \frac{C(c_1, c_2, q)}{q} \quad (7)$$

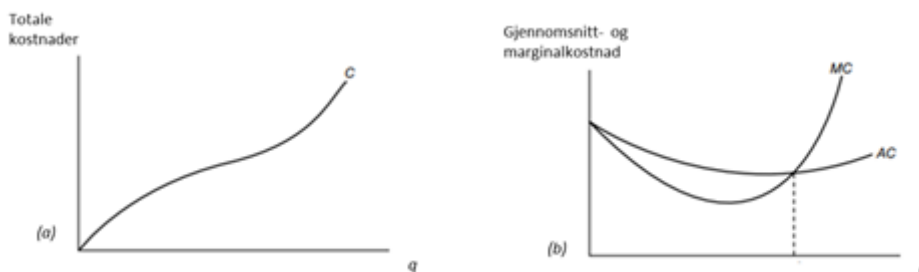
$$\text{Marginal kostnad} = MC(c_1, c_2, \dots, c_n, q) = \frac{\partial C(c_1, c_2, q)}{\partial q} \quad (8)$$

Merk at begge måleenhetene ovenfor er avhengig av hvor mye som produseres av ( $q$ ), som indirekte kombinerer innsatsfaktorene  $x_1$  og  $x_2$ . Forholdet mellom totale kostnader og mengden produsert av gode  $q$  kan illustreres på flere måter, avhengig av hvilken skalaavkastning den estimerte produksjonsfunksjonen utviser. Figur 7 og 8 illustrerer to tilfeller for hvordan forholdet kan se ut.



Figur 7 Konstant skalaavkastning

I det første tilfelle antar man at produksjonsfunksjonen utviser konstant skalaavkastning. I dette tilfellet vil de totale kostnadene være proporsjonale (figur 7a), noe som betyr at kostnadene øker like mye for hver enhet som produseres. På grunn av dette ser man at  $MC=AC$ , og holdes konstant uavhengig av produksjonsvolum (figur 7b).



Figur 8 Ikke konstant skalaavkastning

Det andre er tilfellet noe mer utfordrende. Kostnadsfunksjonen (figur 8a) er antatt å være konkav ved at kostnadene øker raskt i starten. Over en gitt mengde produksjon vil kostnadene derimot avta, før det igjen øker, noe som gjør funksjonen konveks. Dette kan skyldes at en eller flere av innsatsfaktorene er faste, og dermed ikke mulige å endre.

For å optimalisere disse faktorene kan det derfor være hensiktsmessig å øke produksjonen. En for stor økning vil derimot være kostbart da det kan medføre overbelastning. Dette er grunnen

til at funksjonen igjen blir brattere. Som en kan se er  $MC=AC$  for den første enheten. Videre ser man at

- $MC < AC$  Gjennomsnittskostnadene er fallende
- $MC > AC$  Gjennomsnittskostnadene er økende
- $MC = AC$  Gjennomsnittskostnader er minimert

Teorien som til nå er introdusert omhandler total produksjon, samt kostnader for å gjennomføre denne produksjonen. Denne teorien legger grunnlag for modellen som er valgt å benytte i våre analyser, nemlig LCOE. Modellen beskriver et energisystems enhetskostnad over beregnet levetid i form av Nok/kWh, og beregnes ved å dividere nåverdien av de totale kostnadene med den totale mengden produksjon (i dette tilfelle energi) som produseres i løpet av prosjektets levetid. Modellen vil bli gjennomgått i neste delkapittel.

### 4.3 Energikostnad over levetid (LCOE)

Som det kommer frem i litteraturgjennomgangen er LCOE-modellen en mye brukt modell å benytte for å evaluere og vurdere alternative energikilders konkurransekraft. Som nevnt kan modellen bygges opp basert på teorien som er presentert i kapittel 4.2, og dermed gi en enhetskostnad per kWh (Pris/kWh) for total installasjon og operasjon. Formelen er gitt som:

$$LCOE = \frac{\text{Nåverdi av totale levetidskostnader (Nok)}}{\text{Nåverdi av produksjon over levetid (kWh)}} \quad (9)$$

Formel 9 kan omorganiseres ved å multiplisere hver av sidene med nåverdien av produksjon over levetid, noe som gir følgende uttrykk:

$$LCOE \times (\text{Nåverdi av produksjon over levetid (kWh)}) = \text{Nåverdi av totale kostnader} \quad (10)$$

Formel 10 kan videre omskrives og uttrykkes som illustrert i formel 11, hvor alle verdier er representert som nåverdier. Med andre ord sier formel 10 og 11 det samme.

$$\underbrace{\text{Pris} \left( \frac{\text{Nok}}{\text{kWh}} \right) \times \text{Energi (kWh)}}_{(a)} = \underbrace{\text{Kostnad (Nok)}}_{(b)} \quad (11)$$

Formel 11 viser at inntekt (a) må være lik kostnad (b). Dette betyr at LCOE representerer den produksjonsprisen for energi som gjør at en investor går i null.

En markedspris over denne verdien vil gjøre investoren tjent med et gitt prosjekt, mens en markedspris under vil gjøre at investoren taper penger (International Energy Agency, 2010). Ved å beregne denne “*break-even*” prisen for potensielle energikilder, kan man sammenligne og se hvilken teknologi som har lavest LCOE, og dermed mest konkurransedyktig.

Formel 9, energikostnad over levetid, består av flere variabler og kan ifølge NVE uttrykkes som følgende:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n (I_t + M_t + F_t) \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E_t \cdot (1+r)^{-t}} \quad (12)$$

$I_t$ : Investerings- og utviklingskostnad

$E_t$ : Energi produsert

$M_t$ : Drifts- og vedlikeholdskostnader

$n$ : Økonomisk levetid i antall år

$F_t$ : Energi- og brenselkostnader

$r$ : Kalkulasjonsrente

For å beregne verdien i dag av en investering med fremtidige beløp, benytter man ofte modellen kjent som Netto Nåverdi-modellen. NNV benytter en kalkulasjonsrente “ $r$ ” for å neddiskontere og summere de totale kontantstrømmene som er forventet i løpet av prosjektets levetid “ $n$ ” (Enova, 2013). Resultatet representerer fremtidige kontantstrømmer i dagens verdi, og det er denne modellen som benyttes for å neddiskontere kostnader og produksjon av energi i LCOE-modellen. Formelen for NNV uttrykkes som følgende:

$$NNV = -I + \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (13)$$

Merk at i et sammenstillingsperspektiv basert på kostnad, vil metoden kunne gi teknologier med høye investeringskostnader og lave driftskostnader en ulempe i og med at store deler av den totale verdien allerede er i dagens verdi. For teknologier med lave investeringskostnader og høye driftskostnader vil en større del av netto nåverdien diskonteres vekk.

LCOE-modellen er ifølge IEA (2010) basert på følgende viktige antagelser:

- Kalkulasjonsrenten “ $r$ ” er stabil og uendret gjennom prosjektets levetid
- Prisen på energi er stabil og uendret. All energi produsert selges til denne prisen.
- Alle beregninger i modellen er oppgitt i reelle tall.

Det er viktig å merke seg at investorer ikke bør ta avgjørelser basert på LCOE alene. Det er en rekke faktorer som vil avgjøre om et gitt prosjekt er lønnsomt eller ikke, noe som ikke vil fremkomme ved å kun benytte LCOE. LCOE gir en indikasjon på hvor konkurransedyktig en gitt teknologi er i forhold til andre, basert på totale kostnader og produksjon.

#### 4.3.1 Investerings- og utviklingskostnad

Investeringskostnad omhandler alle engangskostnader. Dette gjelder innkjøp av utstyr, materialer og komponenter, samt installasjon av et prosjekt. I tillegg inkluderes kostnader angående administrasjon og prosjektledelse i denne posten. Eventuell restverdi for utstyr, infrastruktur og material etter anslått økonomisk levetid er ekskludert fra beregningene av energikostnad (Norges vassdrag- og energidirektorat, 2015). Formel 12 inkluderer kun kostnader på systemnivå. Man ser derfor vekk fra enkelte teknologiers behov for ekstrakostnader knyttet til blant annet overføringsnett og distribusjonsnett.

#### 4.3.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Under drifts- og vedlikeholdskostnader inkluderes variable og faste kostnader som påløper på grunn av produksjon. Dette gjelder kostnader som blant annet lønn til driftspersonell, vedlikehold av maskineriet, leie av land, reparasjoner, forskning og serviceavtaler.

Energi- og brensel kostnader som råvare i produksjon av kraft og varme skal også inkluderes i denne posten, men på grunn av store forskjeller mellom ulike teknologier er denne delen skilt ut. Grunnen til dette er for å vise hvor stor påvirkning denne posten har på resultatet for enkelte energikilder.

### 4.3.3 Energiproduksjon over levetid

I beregning av den neddiskonterte energiproduksjonen over et gitt prosjekts levetid bruker man netto energiproduksjon (Norges vassdrag- og energidirektorat, 2015). Her ser en vekk fra eventuelle tap innenfor anleggets systemgrenser. Netto årlig energiproduksjon blir i stor grad basert på fullasttimer, også kjent som brukstid. Fullasttimer uttrykkes som energiproduksjon fordelt med installert ytelse. Formelen er gitt som:

$$\text{Fullasttimer [Timer/år]} = \frac{\text{Årlig energiproduksjon [MWh]}}{\text{Installert ytelse [MW]}} \quad (14)$$

Basert på formel 14 finner man den årlige energiproduksjonen ved å multiplisere fullasttimer med den installerte ytelsen av et gitt system. Den årlige energiproduksjonen (mWh) er dermed den installerte ytelsen (MW) multiplisert med fullasttimer.

### 4.3.4 Økonomisk levetid

Det skilles mellom teknisk og økonomisk levetid. Teknisk levetid er den tiden et anlegg fysisk sett kan operere før det er nedslitt og ikke lenger er i stand til å tjene sitt formål. Det kan i noen tilfeller være lønnsomt å skifte ut anleggsmiddelet før den tekniske levetiden er over, da kostnader for drift og vedlikehold kan overgå kostnaden for en eventuell ny investering. Dette er kjent som økonomisk levetid for et anleggsmiddel, og vil ha kortere levetid enn hva som teknisk er mulig. (Bredesen, 2015, p. 112).

### 4.3.5 Reell vs. nominell LCOE

En kontantstrøm i en inflasjonsperiode kan bli uttrykt i enten nominelle eller reelle verdier. Ved å direkte inkludere inflasjonseffekten i kontantstrømmen for hvert år, er beløpene nominelle. Transaksjonene som budsjetteres måles da i “prisenivået på det tidspunktet transaksjonen finner sted” (Bredesen, 2015, p. 302). Dette kan potensielt gi mer tallmessig presise resultater, men ettersom enkelte teknologier kan ha en økonomisk levetid på flere tiår og den ekte inflasjonsraten er i konstant endring, vil det være utfordrende å forutsi hva den vil kunne være i løpet av denne perioden. Det kan derfor være vel så nyttig å benytte reelle verdier fremfor nominelle. I budsjettering av reelle kontantstrømmer benytter man en fast pengeverdi, og bruker prisenivået for et bestemt år, kjent som referanseår (Bredesen, 2015, p. 302).

Basert på tidligere forskning ser man at valget om inflasjon skal inkluderes eller ekskluderes varierer, og at det ikke er direkte bestemt. NVE og Enova har ikke inkludert dette i sine kalkulasjoner, og presenterer dermed sine beregninger i reelle verdier.

#### 4.3.6 Kalkulasjonsrente

Inflasjon påvirker også kalkulasjonsrenten som benyttes for å neddiskontere de fremtidige kontantstrømmene i LCOE-modellen. Dersom beregningene er gjort i nominelle verdier, er det viktig at en også bruker et nominelt avkastningskrav. Er beregningene gjort i faste priser, ser man vekk fra inflasjon, og man bruker derfor et realavkastningskrav.

Kalkulasjonsrenten “ $r$ ” benyttes for å neddiskontere en gitt kontantstrøm. Renten har til hensikt å reflektere den alternativkostnaden en eier og eventuelle långivere kan oppnå ved å plassere kapitalen i et alternativt prosjekt med lik risiko (Boye & Keeping, 2018, p. 230). En kalkulasjonsrente inneholder normalt sett en risikofri realrente og en kompensasjon for eventuell utsettelse for systematisk risiko. Denne risikoen vil variere fra prosjekt til prosjekt, blant annet på grunn av teknologiens modenhet, eventuelle rammebetingelser som støtteordninger, og dens produksjonsprofil (Norges vassdrag- og energidirektorat, 2015). For å beregne avkastningskravet for et prosjekt benytter man et veid gjennomsnitt av kostnadene for egenkapital og gjeld. Andelen av de to kapitalkostnaden bestemmes av hvor mye av investeringsbeløpet som finansieres med egenkapital og gjeld. Dette avkastningskravet er kjent som totalkapitalkostnad og kommer fra det engelske uttrykket “Weighted Average Cost of Capital - WACC”, som etter skatt er gitt som følgende:

$$WACC = r_t = r_{ek} \frac{EK}{V} + r_g(1 - s) \cdot \frac{G}{V} \quad (15)$$

$V$ : Total markedsverdi for selskapet

$EK$ : Markedsverdi for egenkapital

$G$ : Markedsverdi for gjeld

$s$ : Skatt

$r_{ek}$ : Egenkapitalkostnad

$r_g$ : gjeldskostnad



For å beregne egenkapitalkostnaden ( $r_{ek}$ ) og gjeldskostnaden ( $r_g$ ) bruker man i stor grad kapitalverdimodellen som vil bli presentert i neste delkapittel.

#### 4.3.7 Kapitalverdimodell

Kapitalverdimodellen (heretter KVM) kan benyttes for ethvert prosjekt som er utsatt for risiko for å finne den riktige kalkulasjonsrenten, enten det gjelder et enkeltstående prosjekt eller i en portefølje (Gjølberg & Johnsen, 2009). Modellen er uttrykt som følgende:

$$E(r_j) = r_f + \beta_j[E(r_m) - r_f] \quad (16)$$

$E(r_j)$ : Forventet avkastning prosjekt  $j$

$r_f$ : Risikofri rente

$\beta_j$ : Betakoeffisienten til prosjekt  $j$

$E(r_m)$ : Forventet avkastning i markedet

KVM består av summen av to elementer, risikofri rente og prosjektets risikopremie. Både den forventede risikofrie renten og markedets avkastningskrav er makroverdier, noe som innebærer at de er like for alle prosjekter. Det som skiller den forventede avkastningen til prosjekt  $j$  fra prosjekt  $i$  er den systematiske risikoen, representert som betakoeffisient ( $\beta$ ). Dette er risiko som er relatert til makroforhold i markedet, som inflasjon, konjunkturer, og rentenivå. Dette er kilder til risiko som bedrifter ikke kan diversifiseres bort fra. Noen selskaper vil påvirkes mer av disse endringene enn andre, og derfor vil ikke betakoeffisienten være lik for alle.

Kapitalverdimodellen er basert på en rekke antagelser, som blant annet at alle investorer er rasjonelle og at de har samme anslag på forventet avkastning, varians og korrelasjon mellom investeringene. En forutsetter også at markedet er i likevekt, noe som innebærer at tilbudet av risikoutsatte prosjekter er lik etterspørsel, samtidig som det er fri konkurranse i kapitalmarkedet. I den virkelige verden vil nok ikke hver og en av de gitte antagelsene holde, men det betyr ikke at modellen ikke kan aksepteres (Bredesen, 2015, p. 386).

### 4.3.8 Valg av kalkulasjonsrente

I denne utredningen vil det ikke bli gjennomført egne kalkulasjoner for å beregne avkastningskrav. Årsaken til dette ligger i mangel på data for å kunne estimere den systematiske risikoen ( $\beta$ ) for prosjekter av den størrelsen, presentert i kapittel 2.4.1. Vi velger å støtte oss på tidligere forskning, hovedsakelig fra NVEs (2017) reviderte kostnadsrapport. I denne rapporten bruker direktoratet en kalkulasjonsrente på 6%, oppjustert fra 4% i 2015. De argumenterer med at LCOE-modellen har til hensikt å sammenligne ulike produksjoners energikostnader, hvor eksempelvis rammebetingelser ekskluderes. Ved å bruke den samme kalkulasjonsrenten for all teknologi som sammenlignes, vil man kunne se forskjellen i energikostnaden mellom de ulike teknologiene basert på kostnader og produksjon over levetid.

Tabell 3 viser hva private og offentlige organisasjoner legger til grunn i sine kalkulasjoner for å beregne LCOE.

$r_t$		
Privat	IEA	5%
		10%
		15%
Offentlig	NVE	4% (2015)
		6% (2017)
Offentlig	Enova	5%
Privat	NREL	7%
Privat	IRENA	7,5% for OECD-land og Kina
		10% for resten av verden

Tabell 3 Diskonteringsrente. Kilder: (International Energy Agency, 2010), (Norges vassdrag- og energidirektorat, 2015), (Norges Vassdrag- og energidirektorat, 2017), (Enova, 2013), (Tidball, Bluestein, Rodriguez, & Knoke, 2010), (IRENA, 2016)

Vi vil benytte oss av den reviderte renten til NVE i vår basemodell, og konkluderer med at den korrekte diskonteringsrenten å bruke for denne utredningen er 6%.

## 5 Metode og data

I dette kapitlet vil valg av metoder, prosedyrer og teknikker for å innhente informasjon bli presentert. Disse vil videre bli benyttet for å besvare den utarbeidede problemstillingen:

*Hvor konkurransedyktig er dype geotermiske energibrønner sett i lys av kostnader over levetiden*

Denne utredningen vil bestå av en kombinasjon mellom kvantitative og kvalitative data, kjent som metodetriangulering (Johannessen, 2011, p. 421), hvor den kvalitative dataen vil brukes som en forberedelse til de kvantitative undersøkelsene.

Videre i dette kapitlet vil *caset* som denne utredningen er basert på bli presentert, samt metoden for datainnsamling. Relevant data vil bli presentert og vurdert opp mot reliabilitet og validitet. Avslutningsvis vil fremgangsmåte for å besvare vår problemstilling bli presentert.

### 5.1 Casestudie

Denne utredningen utføres i samarbeid med Rock Energy AS angående det ferdigstilte pilotprosjektet ved Oslo Lufthavn – Gardermoen som ble presentert i kapittel 2.4.1. Utredningen vil derfor ha form som en casestudie, som defineres som “en empirisk undersøkelse som studerer et aktuelt fenomen i det virkelige kontekst ettersom grensene mellom fenomenet og konteksten er uklare” (Yin, 2007).

Som det kommer frem i delkapittel 2.4.1 består prosjektet ved Gardermoen av 2 energibrønner på 1 500 meters dyp, samt en elektrisk kjel. Sammen skal systemet opprettholde en snø- og isfri overflate på størrelse med en fotballbane. Det estimerte årlige energibehovet for dette området er oppgitt til å være 300 000 kWt. Det er likevel ventet at et system av denne størrelsen kan levere langt mer enn dette i løpet av samme periode.

For denne case-studien vil vi ved hjelp av egne beregninger analysere konkurransekraften for systemet som er installert ved Gardermoen opp mot eksisterende energikilder. Data for de eksisterende kildene vil være basert på NVE sin kostnadsrapport fra 2017, revidert fra 2015. Med hjelp fra tilleggsprogrammet @Risk, vil vi være i stand til å kunne gjennomføre avanserte simuleringer som vil avgjøre om prosjektet kan anses som konkurransedyktig, og eventuelt hva som skal til for å bli det.

## 5.2 Datainnsamling

For å hente inn data for pilotprosjektet ble det gjennomført et intervju med representanter fra selskapet Rock Energy. Respondentene er etter avtale med selskapet anonymisert.

I forkant av intervjuet som fant sted 19. februar 2019, ble det forberedt en semi-strukturert intervjuguide. Formålet med denne guiden var å tilrettelegge for at viktige temaer og spørsmål vi hadde ble dekket, samtidig som det legger opp til muligheten for oppfølgingsspørsmål (Johannessen, 2011, p. 145). Intervjuguiden ble utarbeidet med et mål om å samle inn korrekt data i forhold til vår problemstilling. Selve guiden har et oppsett med tema, nøkkelord og spørsmål i individuelle kolonner for å holde en naturlig flyt i intervjuet og hindre for mange avsporinger. I forkant av møtet ble nøkkelspørsmålene sendt over til respondentene. Dette var for å gi dem en mulighet til å forberede seg på spørsmål vi selv anså som tidkrevende. Intervjuguiden er gitt i vedlegg B.

### 5.2.1 Reliabilitet og validitet

Et grunnleggende spørsmål i all forskning er å vurdere datas pålitelighet (Johannessen, 2011, p. 44). Det må derfor stilles krav til om en kan stole på den data analysen er bygget på. For denne utredningen vil analysene bestå av data fra Rock Energy og NVE, og vi anser kildene som reliable ettersom de er hentet direkte fra leverandør og statlig forvaltningsorgan.

## 5.3 Datagrunnlag for analyse

I dette delkapittelet vil vi presentere den innsamlede data som vil bli brukt for videre analyser og konklusjon. Datagrunnlaget vil bestå av den innsamlede data og informasjon vi innhentet gjennom intervjuet med Rock Energy, samt funn fra det offentlige direktoratet NVE sin kostnadsrapport fra 2017. Grunnlaget består dermed av en blanding av myke og harde data.

### 5.3.1 NVE

Data for utvalgte konkurrenter er hentet fra NVEs rapport fra 2015: Kostnader i energisektoren (2015). Rapporten ble i 2017 revidert per 2016, hvor de viktigste endringene har vært følgende:

- Diskonteringsrenten satt til 6% mot tidligere 4%
- Oppdaterte priser for brensel og avgiftssatser
- Oppdaterte kostnadstall

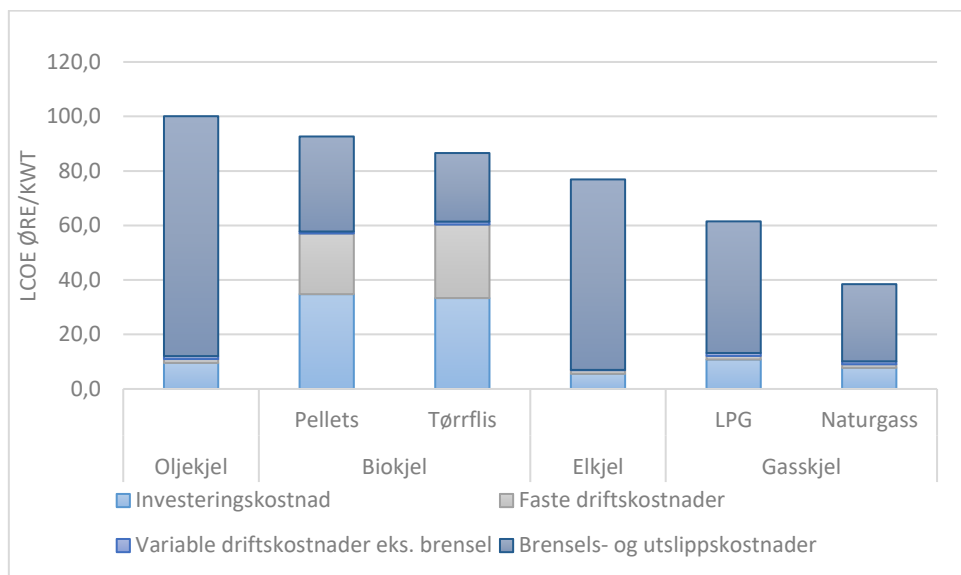
I NVEs utregninger er det forbeholdt de samme antagelsene som er lagt til grunn i teorien. Tabell 4 viser en oppsummering av til sammen fire former for oppvarmingsmetoder som vi anser som sammenlignbare opp mot denne case-studiens analyseobjekt. Det skal likevel nevnes at NVE også har foretatt beregninger for større systemer. Grunnen til at vi har valgt de respektive energiformene gitt i tabell 4 er at dette er systemer som kan installeres direkte på området, og er derfor ikke avhengig av oppkobling til et fjernvarmeanlegg.

	Elkjel	Oljekjel	Biokjel		Gasskjel	
			Tørrflis	Pellets	Naturgass	LPG
<b>Diskonteringsrente</b>	6%	6%	6%	6%	6%	6%
<b>Levetid</b>	20 år	20 år	20 år	20 år	20 år	20 år
<b>Fullasttimer</b>	2 500	2 500	2 800	2 800	2 500	2 500
<b>Investeringskostnad</b>	23 193 610	37 500 000	108 156 729	118 457 370	33 052 181	46 099 660
<b>Faste driftskostnader</b>	5 572 997	5 572 997	87 410 241	75 755 542	5 572 997	5 572 997
<b>Variable kostnader eks. brensel</b>	464 416	4 272 631	3 535 259	2 489 840	4 644 164	4 644 164
<b>Brensels- og utslippskostnader</b>	292 278 253	345 526 213	81 582 891	118 703 107	120 800 827	20 6081 065
<b>Årlig produksjon (kW/t)</b>	4 181 189	3 925 197	3 242 099	34 04 204	4 266 520	4 266 520
<b>LCOE</b> $\frac{\text{øre}}{\text{kW/t}}$	76,9	100,1	86,6	90,6	38,5	61,5

Tabell 4 Konkurrerende energikilders LCOE. Kilde: (Norges Vassdrag- og energidirektorat, 2017)

Tallene i tabell 4 er oppgitt i øre. Tabellen viser de totale kostnadene, samt produksjon for hver av teknologiene diskontert over en periode på 20 år, med en diskonteringsrente på 6%.

Verdiene er videre analysert i figur 9, hvor vi grafisk ser hvor stor påvirkning hver av de oppgitte kostnadspostene i tabell 4 utgjør. Det kommer tydelig frem at brensels- og utslippskostnader har størst påvirkning på flere av teknologiene med unntak av biokjel.



Figur 9 Konkurrerende energikilders LCOE, grafisk

For å avgjøre hva som anses som en konkurransedyktig LCOE velger vi å bruke et veid gjennomsnitt fra de presenterte LCOE-verdiene gitt i tabell 4. Dette gir en gjennomsnittlig LCOE på 75,4 øre/kWt, og vi konkluderer med at dette vil være en konkurransedyktig LCOE.

### 5.3.2 Rock Energy

Fra intervjuet med Rock Energy har vi fått tildelt et oppdatert budsjett for 2018. Budsjettet består av en Excel-fil som inneholder 6 regneark, hvor innholdet er representert i tabell 5. Det er med utgangspunkt i disse regnearkene vi vil konstruere egne produksjons- og kostnadsfunksjoner, som sammen legger grunnlag for vår LCOE modell.

<b>Regneark 1</b> Budsjett for 5 brønner	Budsjett for kostnader knyttet til prosjektering og ledelse, mobilisering og demobilisering, boring, overflatearbeid, forsikring, og fortjeneste. Viser total kostnad for 5 brønner
<b>Regneark 2</b> Budsjett for 3 brønner	Budsjett for kostnader knyttet til prosjektering og ledelse, mobilisering og demobilisering, boring, overflatearbeid, forsikring, og fortjeneste. Viser total kostnad for 3 brønner
<b>Regneark 3</b> Budsjett for 1 brønn	Budsjett for kostnader knyttet til prosjektering og ledelse, mobilisering og demobilisering, boring, overflatearbeid, forsikring, og fortjeneste. Denne er modifisert til å vise total kostnad for 2 brønner.
<b>Regneark 4</b> Borekostnad	Budsjetterte borekostnader knyttet til antall dager brukt på boring. Borekostnaden er knyttet opp til total kostnaden.
<b>Regneark 5</b> Kollektor	Budsjettert pris på kollektorslange for brønnen. Denne kostnaden er knyttet opp til total kostnaden.
<b>Regneark 6</b> Kontantstrøm	Kontantstrøm med utgangspunkt i den totale investeringskostnaden fra regneark 3. Inneholder funksjoner for å inkludere eller ekskludere investeringsstøtte. Dette regnearket er utgangspunktet for risikosimuleringen.

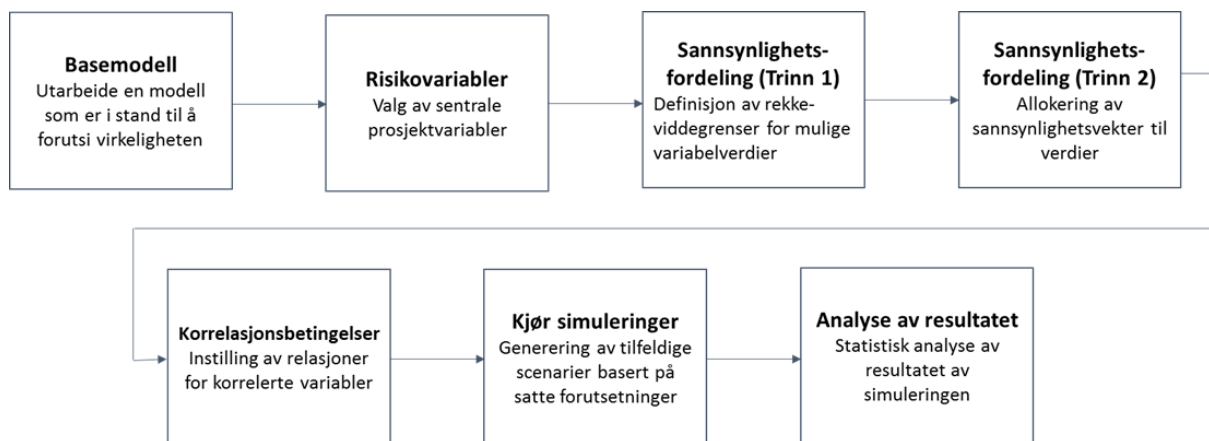
Tabell 5 Oversikt over mottatte regneark fra Rock Energy

Regneark 6 er modifisert til å kunne utvikle produksjon- og kostnadsfunksjon som vil bli presentert i kapittel 6.1, samtidig som funksjonene tar høyde for det årlige energibehovet. Det er med utgangspunkt i ark nummer 6 at risikosimuleringene vil bli gjort.

### 5.3.3 Risikosimulering

For å svare på vår problemstilling vil vi basere oss på LCOE-modellen presentert i kapittel 4.3. Videre vil vi analysere hvor sensitiv våre beregninger er for endringer i relevante variabler. Dette gjøres ved å gjennomføre avanserte risikosimuleringer gjennom Monte Carlo-metoden, som fra litteraturgjennomgangen viser seg å være en vanlig metode å bruke for å vurdere risiko. For denne utredningen vil risikosimuleringene bli gjort i Excel gjennom tilleggsverktøyet @Risk, som tillater oss å gjøre simuleringer med flere variabler samtidig.

I analysen vil vi basere oss på Savvides (2004) fremgangsmåte for risikoanalyse, som vil bli presentert i detalj i kapittel 6.2.



Figur 10 Fremgangsmåte for risikosimulering. Kilde: (Savvides, 2004)



## 6 Analyse og resultat

I denne delen av utredningen vil vi presentere våre analyser. Analysen er delt inn i to, hvor del 1 er en deskriptiv analyse som tar for seg utarbeidelse av produksjons- og kostnadsfunksjoner, samt de forskjellige kostnadspostene relatert til selve investeringen. Denne delen av analysen baserer seg på informasjon vi har mottatt fra Rock Energy. Dette legger grunnlaget for de videre analysene av LCOE, som vil bli presentert avslutningsvis i del 1.

Del 2 av denne analysen tar for seg risikosimuleringene som er brukt for å avgjøre om driften av energibrønnene gir en konkurransedyktig LCOE, og i tilfelle når. Denne delen innleder med en utdypende forklaring på vår fremgangsmåte, basert på figur 10 som ble presentert i kapittel 5.4.1, før resultatene fra våre scenarier blir presentert.

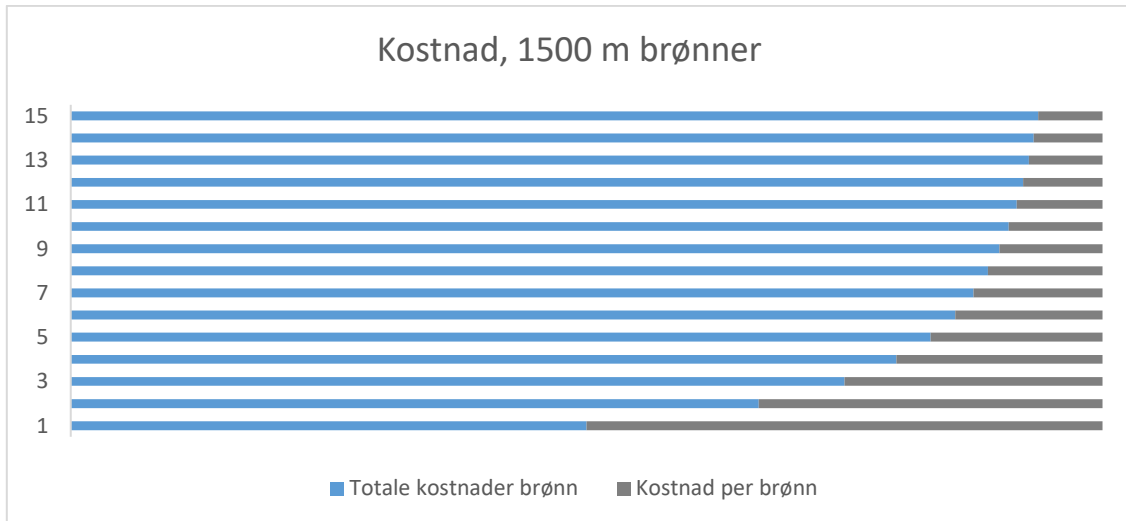
### 6.1 Analyse del 1: Utarbeidelse av LCOE-modellen

Som det kommer frem i kapittel 4 består modellen for LCOE av summen av de totale investeringskostnadene, samt de neddiskonterte kontantstrømmer, delt på den totale produksjonen i samme periode. Denne delen av analysen tar for seg utredelse av hver av disse postene, for så å sette det sammen til en LCOE-modell. Modellen vil videre bli brukt til å gjennomføre en rekke simuleringer, noe som vi vil komme tilbake til i analyse del 2. Estimer og kalkulasjoner er basert på den innsamlede dataen fra Rock Energy, og vil bli gjennomført i reelle verdier. Dette betyr at vi ikke vil foreta inflasjonsjusteringer for de fremtidige kontantstrømmene, på lik linje som for NVE sine kalkulasjoner.

#### 6.1.1 Investeringskostnad

Den totale kostnaden for prosjektet ved Gardermoen er oppgitt å være i overkant av 14,5 millioner kroner, bestående av til sammen 7 kostnadsposter. Postene omhandler prosjektering og ledelse, mobilisering og demobilisering, boring, overflatearbeid, forsikring, og fortjeneste. For dette prosjektet ble det budsjettert med en fortjeneste til selskapet på 30%. Videre ble prosjektet tildelt en investeringsstøtte fra Enova og Innovasjon Norge på til sammen 40%.

Ved å analysere de forskjellige kostnadspostene videre, finner vi at det kun er kostnader angående boring og ledelse som varierer i forhold til hvor mange brønner som skal bores. Dette betyr at de totale investeringskostnadene vil være økende men avtagende, illustrert i figur 11.



Figur 11 Totale investeringskostnader

Videre analyse viser at kostnader knyttet til boring står for 74% av totalbeløpet for prosjektet ved Gardermoen. Borekostnadene er derimot sensitiv til hvor lang tid det tar å ferdigstille en brønn på 1500 meter, og påvirkes i stor grad av antall arbeidsdager det tar å ferdigstille den. For prosjektet ved Gardermoen ble det brukt 30 arbeidsdager per brønn. Gjennom intervju kom det frem at antall dager er forventet å redusere for fremtidige prosjekter grunnet erfaring og læring. Selv har selskapet som mål om å kunne bore 100 meter per dag, og dermed levere brønner på 1500 meter i løpet av 15 arbeidsdager. Dette vil ha en signifikant betydning på totalbeløpet.

Ifølge NVE (2015) skal en eventuell investerings- og produksjonsstøtte ekskluderes fra LCOE-modellen. Ettersom utnyttelse av geotermisk energi er svært kapitalkrevende, velger vi å gjennomføre LCOE-analysene i 2 scenarioer; både med og uten støtte.

Videre vil vi analysere hvor stor effekt antall arbeidsdager vil ha på den totale investeringskostnaden. For denne analysen vil vi se på effekten fra 15 til 30 arbeidsdager per brønn vil ha på LCOE modellen. Kostnadene for de respektive scenarioene er gitt i tabell 6, hvor posten angående *fortjeneste* er ekskludert. Grunnen til dette er at vi kun vil inkludere kostnader som direkte omhandler installasjon av prosjektet. Det er på grunn av dette at beløpet er oppgitt å være 11,26 millioner og ikke 14,5 millioner.

<b>Total investeringskostnad</b>	<b>15 arbeidsdager</b>	<b>30 arbeidsdager</b>
0% investeringsstøtte	8 920 000 NOK	11 260 000 NOK
40% investeringsstøtte	5 352 000 NOK	6 756 000 NOK

Tabell 6 Totalkostnad for energibrønnene

## 6.1.2 Produksjonsfunksjon

Effekten som en energibrønn er i stand til å levere i form av varme er avhengig av hvor mye systemet driftes i løpet av en gitt periode. Ved lav driftstid vil systemet kunne hente ut en høyere mengde kW/t enn ved høy driftstid. Dette skyldes at produksjonsvæsken som sirkulerer i systemet vil ha mulighet til å hente ut mer varme fra berggrunnen jo lenger den er i kontakt med den.

Rock Energy har estimert hvor mye hver brønn på 1500 meter vil være i stand til å levere, avhengig av mengden fullasttimer. Tabell 7 representerer 4 scenarier, og viser hvordan den installerte kapasiteten reduseres ved en økning i årlig bruk. Likevel ser man at den årlige produksjonen øker, selv ved lavere kapasitet.

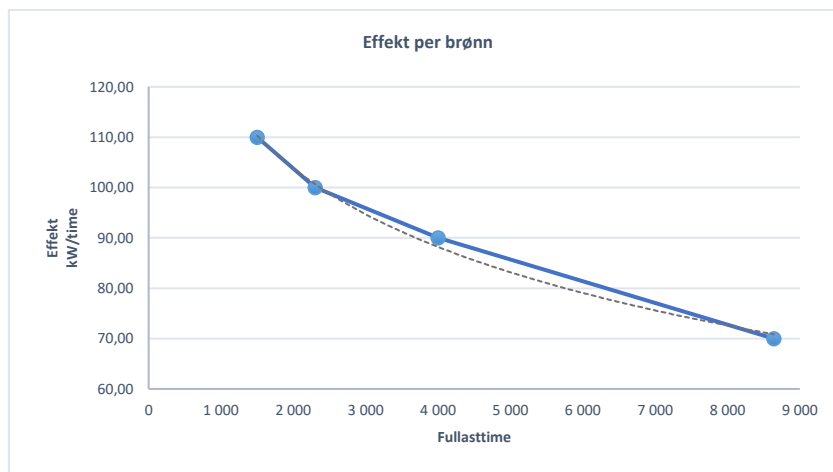
<b>1500 m dyp brønn</b>	<b>Overflate</b>	<b>Kontorbygg</b>	<b>Boligbygg</b>	<b>Industri</b>
Årlig bruk	1500 timer	2300 timer	4000 timer	8640 timer
Installert kapasitet	110 kW	100 kW	90 kW	70 kW
Årlig produksjon	165 MWt/år	230 MWt/år	350 MWt/år	614 MWt/pr

Tabell 7 Årlig produksjon, gitt formål

Ut ifra denne tabellen har vi estimert en funksjon som viser hvor stor effekt i kW/t som er forventet å kunne utvinne per brønn. Funksjonen er basert på teorien gitt i kapittel 4.3.3, og viser at effekten vil være avhengig av den inngående variabelen fullasttimer. Funksjonen kan uttrykkes på følgende måte:

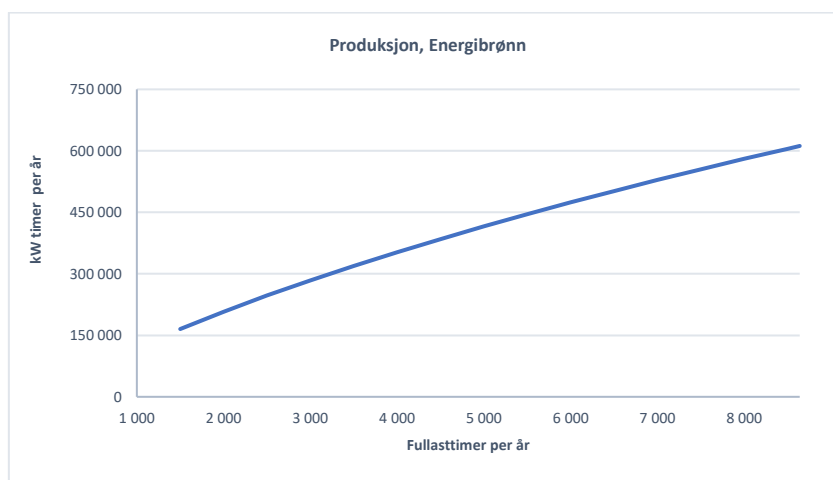
$$\text{Effekt per brønn} = -22,53 \ln(\text{fullasttimer}) + 275,04$$

For denne funksjonen vil det kun være én innsatsfaktor, nemlig hvor mange timer systemet driftes i løpet av et år, og er illustrert i figur 12.



Figur 12 Effekt per brønn

Funksjonen for effekt per brønn brukes videre for å beregne systemets produksjonsfunksjon, som vist i figur 13. Funksjonen finner man ved å multiplisere den estimerte effekten per brønn med den respektive mengden timer systemet skal driftes i løpet av en gitt periode. Dette gir oss den totale mengden energi i form av kW/t som kan produseres per år.

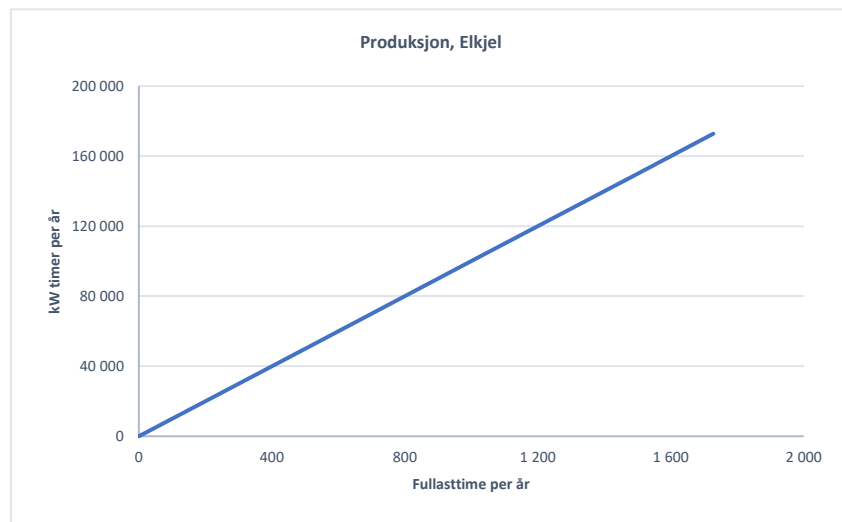


Figur 13 Produksjonsfunksjon, brønn

Figur 13 viser at den totale produksjonen øker med antall driftstimer, men at økningen er avtagende, noe som tyder på tegn til *avtagende skalaavkastning*. Det betyr at en dobling i antall driftstimer ikke vil resultere i dobbelt så stor produksjon, noe som er i tråd med teorien presentert i kapittel 4.

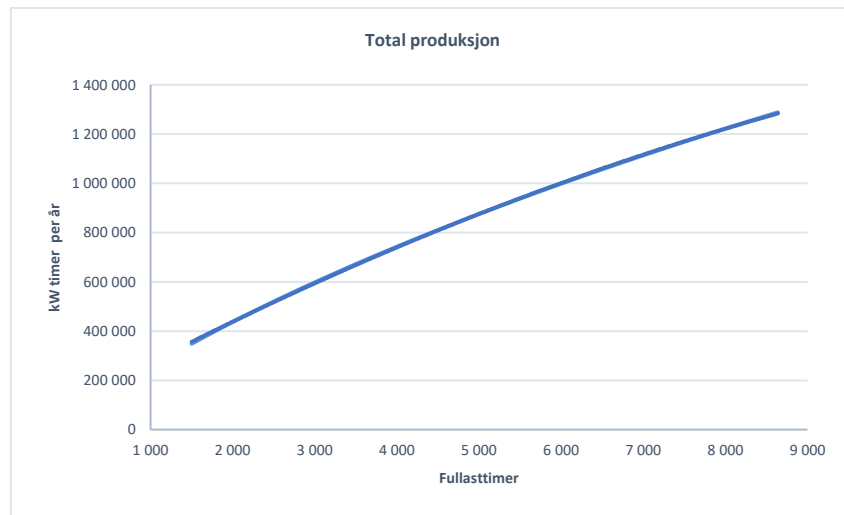
For prosjektet ved Gardermoen brukes energien fra brønnene direkte i oppvarming av overflaten uten noen form for varmpumpe. For å dekke en eventuell topplast er det derfor også installerte elektrisk kjel på området som har en ytelse på 150 kW/t.

Denne energikilden har også en produksjonsfunksjon som er avhengig av antall driftstimer. Forskjellen er at den elektriske kjelen vil ha konstant skalaavkastning, som vist i figur 14.



Figur 14 Produksjonsfunksjon, elkjel

For å beregne den totale produksjonsfunksjonen for pilotprosjektet ved Oslo Lufthavn - Gardermoen, kombinerer vi funksjonene for to energibrønner og en elkjel. I dette case-studiet har det blitt bestemt å fokusere på et scenario hvor brønnene dekker 95% av det årlige energibehovet. Resterende 5% vil bli dekket av den elektriske kjelen, og benyttes til å forsyne eventuelle uforutsigbare hendelser og topplast. Funksjonen tilsier at den minimale mengden driftstimer for hver brønn vil være på 1244 timer per år (100 timer for elkjel). Årsaken til dette er at vi ikke har data for lavere drift. Samtidig vil vi med denne mengden driftstimer produsere 300 000 kw/timer per år, nøyaktig hva som er det oppgitte årlige behovet ved Gardermoen, presentert i kapittel 2.3.1. Det maksimale antall timer vil være 8640 timer per brønn, per år (429,52 timer for elkjel). Dette forutsetter at systemet driftes kontinuerlig gjennom hele året. Den totale energiproduksjonen er gitt under i figur 15.



Figur 15 Produksjonsfunksjon, brønn og elkjel

På lik linje som ved produksjonsfunksjonen for én energibrønn, finner vi at funksjonen for totalproduksjon også er økende men avtagende, som igjen betyr at funksjonen utviser *avtagende skalaavkastning*. Dette ser man ved teste hvor stor effekt en dobling i den inngående variabelen har på totalproduksjonen. Tabell 8 viser den prosentvise endringen i produksjon ved å doble mengden fullasttimer fra 1 500 til 3 000, og fra 3 000 til 6 000, og beviser at den totale produksjonen utviser avtagende skalaavkastning

Fullasttimer	Effekt per brønn	Årlig produksjon	$\Delta$ produksjon
1500	110,27	165 409,72	-
3000	94,66	283 969,62	71,68%
6000	79,04	474 239,60	67,00%

Tabell 8 Prosentvis endring ved økning fullasttimer

Fra teorien presentert i kapittel 4.2 kommer det frem at enhver form for produksjon medfører kostnader. Med utgangspunkt i produksjonsfunksjonen har vi også analysert og utarbeidet en kostnadsfunksjon, noe som vil bli presentert i neste delkapittel.

### 6.1.3 Kostnadsfunksjon

I utarbeidelse av prosjektets kostnadsfunksjon har vi funnet de faste og variable kostnadene for drift av to energibrønner og en elektrisk kjel. På lik linje som for den elektriske kjelen, driftes også energibrønnene av strøm. På grunn av dette vil kostnadene være avhengig av strømprisen og årlig produksjon. Mengden som produseres i løpet av året avgjøres av den utarbeidede produksjonsfunksjonen, og kostnadsfunksjonen tar direkte i bruk denne, noe som er i tråd med teorien fra kapittel 4.

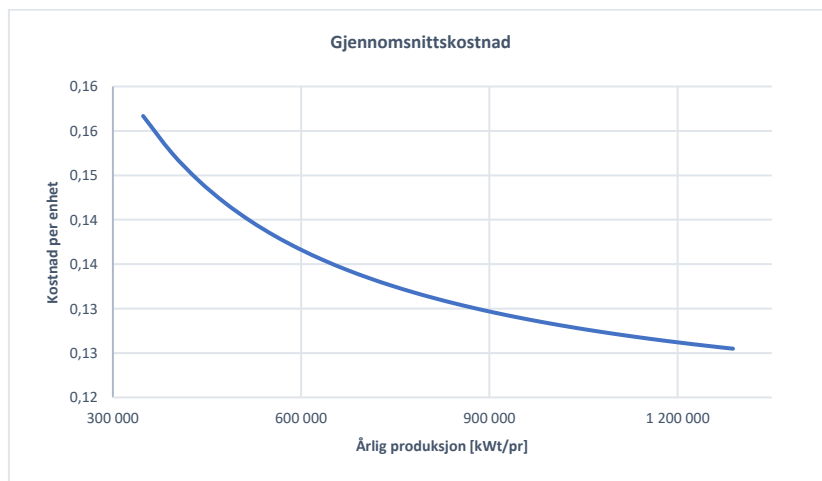
I utarbeidelse av produksjonsfunksjonen ble det som nevnt bestemt at energibrønnene vil dekke 95% av det totale energibehovet. Dette betyr derimot ikke at brønnene vil stå for 95% av driftskostnadene. Grunnen til dette er at brønnene er ansett som svært energieffektive med lave drifts- og vedlikeholdskostnader, noe som kommer frem gjennom intervju og analyse av selskapets kontantstrøm.

Rock Energy har selv estimert at for hver kilowattime som brukes til å drifte én energibrønn, vil den kunne hente opp mot 93 kW i varmeeffekt. Dette betyr at brønnsystemet kun bruker 7% kW/t i forhold til hva det kan levere i form av varme. Videre kommer det frem at for hver kW som produseres per brønn vil det koste 5 øre i drift- og vedlikehold. Dette betyr at ved en årlig produksjon på 165 000 kW/t vil kostnaden for drift og vedlikehold være Nok 8 250. Vi anser estimatene som lave, og vil derfor teste hvor stor påvirkning en eventuell økning vil ha på LCOE-resultatet, noe vi vil komme tilbake til i kapittel 6.2.

For våre beregninger har vi lagt til grunn en elektrisitetspris på 0,71 kroner per kW/t. Prisen er hentet fra NVEs kostnadsrapport (2017), og inflasjonsjustert til referanseåret 2018. Elektrisitetsprisen skal ikke inflasjonsjusteres, da analysene gjennomføres i reelle verdier. De totale kostnadene, samt de gjennomsnittlige kostnadene for dette prosjektet er illustrert i figur 16 og 17.



Figur 16 Kostnadsfunksjon



Figur 17 Gjennomsnittskostnader



### 6.1.4 Presentasjon av LCOE

Analysene som til nå er gjennomført gir grunnlag for utarbeidelse av LCOE-modellen. Det er med hjelp fra denne modellen at vi vil kunne svare på vår problemstilling, angående bruk av dype geotermiske energibrønner og deres konkurransedyktighet opp mot andre energikilder med oppvarmingsformål.

Både produksjons- og kostnadsfunksjonen er årlige beregninger, og må derfor diskonteres i henhold til det året de forekommer. Som det kommer frem i kapittel 5.4 er kontantstrømmene til Rock Energy estimert over en periode på 50 år. Vi velger derfor å estimere produksjon og kostnader over samme tidsperiode, fra år 0 til 50. LCOE-modellen vil bestå av følgende komponenter:

- Totale investeringskostnader
- Totale drifts- og vedlikeholdskostnader
- Totale produksjonskostnader
- Total produksjon [kWt]

I de opprinnelige dataene vi fikk tildelt, fant vi at Rock Energy har brukt en diskonteringsrente på 4% i sine lønnsomhetsberegninger. For å få et mer nøyaktig bilde av konkurranseforholdet mellom denne teknologien og andre, vil vi bruke den kalkulasjonsrenten som vi anser som mest korrekt valg, nemlig 6%. Det vil derimot være av interesse å se hvor stor effekt kalkulasjonsrenten har på LCOE, noe som vil bli videre analysert i delkapittel 6.2.

Basert på den teorien som er gitt i kapittel 4, vil den utarbeidede LCOE-modellen inneholde følgende antagelser når vi gjennomfører våre Monte Carlo- Simuleringer:

- diskonteringsrenten er lik over hele prosjektets levetid
- kostnadene er lik over hele prosjektets levetid
- produksjon er lik over hele prosjektets levetid
- inflasjon er ikke kalkulert inn



Reelle verdier

## 6.2 Analyse del 2: Risikosimulering ved bruk av Monte Carlo

I denne delen av analysen vil vi gjennomføre 2 scenarioer som hver av dem består av 11 simuleringer. Forskjellen i scenarioene er inkludering av subsidier eller ikke. Eventuell inntekt og subsidie skal ekskluderes fra LCOE-modellen (Norges vassdrag- og energidirektorat, 2015), men ettersom investering av geotermiske brønner er svært kapitalkrevende velger vi å inkludere dette i et eget scenario for å se på hvor stor effekt støtten kan ha.

I kapittel 5.3.1 presenterte vi de konkurrerende energikildene. Det er basert på deres LCOE-verdi vi vil avgjøre om de geotermiske brønnene ved Gardermoen vil kunne anses som konkurransedyktige. For denne analysen ble det bestemt å bruke gjennomsnittet av de konkurrerende teknologienes LCOE som sammenligningsgrunnlag, og fant den til å være 75,4 øre/kWt. Videre er det bestemt at en øvre grense på 15% over den gjennomsnittlige LCOE vil være kravet for konkurransedyktighet for energibrønnene. Det betyr en LCOE opp mot 86,7 øre/kWt vil regnes som konkurransedyktig, og blir heretter referert til som *øvre grense*.

### 6.2.1 Fremgangsmåte

Som nevnt er det blitt gjennomført til sammen 11 simuleringer for hver av de 2 scenarioene gjennom analyseverktøyet @Risk. Simuleringene er basert på årlig energiproduksjon fra 300 000 kW/t til 1 288 260 kW/t, med et intervall på 100 000. Hver av simuleringene er gjennomført med 100 000 repetisjoner, hvor analysen til sammen består av 2 200 000 forskjellige utfall. Ved å gjennomføre så mange repetisjoner vil man oppnå et mer nøyaktig estimat på LCOE (*output*). For at modellen som er laget i Excel skal være i stand til å håndtere denne mengden repetisjoner, har vi hatt fokus på å bygge en grundig og solid modell, som samtidig tillater av man foretar endringer i utvalgte variabler. Modellen er videre bygget opp på en måte som gjør at en unngår potensielle korrelasjonsproblemer.

For simuleringene er det laget én rapport for hvert scenario. Rapportene inneholder resultater for LCOE grafisk og numerisk. I tillegg inneholder rapporten sensitivitetsanalyser for hver simulering som viser påvirkningen de inkluderte variablene har på sluttresultat. De valgte variablene, samt deres distribusjon er gitt i tabell 9.

Variabler	Minimum	Mest sannsynlig	Maksimum
Rente	4%	6%	8%
Totalkostnad (0% støtte)	8 920 000 NOK	10 090 000 NOK	11 260 000 NOK
Totalkostnad (40% støtte)	5 352 000 NOK	6 054 000 NOK	6 756 000 NOK
Produksjonskostnad, brønn	4%	7%	15%
Energipris, el	0,57 NOK/kwh	0,71 NOK/kwh	0,86 NOK/kwh
Vedlikeholdskostnader, brønn	0,03 NOK/kwh	0,05 NOK/kwh	0,10 NOK/kwh

Tabell 9 Variabler, risikosimulering

Vi har valgt å bruke en triangulær distribusjon da dette er ansett som en brukervennlig måte, og deler variablene inn i kategoriene *mest sannsynlig*, *minimum* og *maksimum*.

Verdien som er oppgitt som *mest sannsynlig* er verdier basert på tall fra budsjettet som er brukt for prosjektet ved Gardermoen, med unntak av diskonteringsrenten som er basert på NVEs kostnadsrapport fra 2017. Diskonteringsrenten som er valgt som *mest sannsynlig* i analysen er derfor 6%, med et intervall fra 4-8%. Minimum verdien på 4% er hva Rock Energy har lagt til grunn i sine analyser, og anses som lav i forhold til hva andre energikilder er estimert ut fra.

For de totale investeringskostnadene har vi bestemt å sette den *mest sannsynlige* verdien til å være gjennomsnittet av intervallet av kostnadene, presentert i tabell 9. Verdien som *mest sannsynlig* for variablene for *Drift- og vedlikehold* og *produksjon* er basert på Rock Energys budsjetter, hvor minimum og maksimum videre er basert på rimelige antagelser. Avslutningsvis er prisen for elektrisitet basert på den inflasjonsjusterte kostnadsanalysen fra NVE (2017), hvor vi inkluderer en endring på  $\pm 25\%$ .

I de neste to delkapitlene vil vi presentere resultatet av risikosimuleringene. Videre vil vi presentere distribusjonsfordelingen og tornadografen for tre utvalgte simuleringer, #1, #6 og #11. I distribusjonsfordelingen har vi inkludert grenseområdet for hvor simuleringen blir ansett som konkurransedyktig, i henhold til kravet for konkurransedyktighet beskrevet i kapittel 6.2. Vi har da lagt til grunn verdien for *øvre grense*, som er oppgitt å være 86,7 øre/kWh. Tornadografene viser i hvilken grad hver av variabelen som er inkludert i simuleringen har på LCOE-resultatet, gitt resterende variablene holdes konstant ved sin baseverdi. Grafene for de to scenarioene, samt et utsnitt fra repetisjonene for simulering #1, #6 og #11 er gitt i vedlegg C, D, E og F, respektivt.

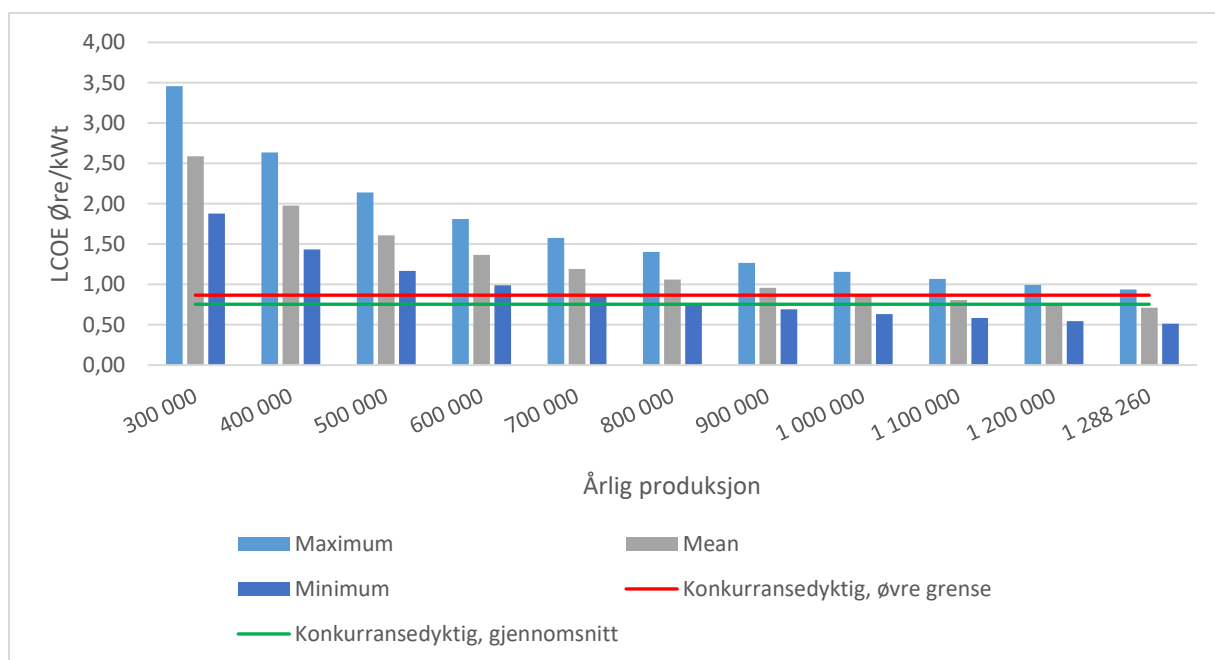
## 6.2.2 Resultat av risikosimulering uten subsidie

I dette scenarioet er det lagt til grunn en investeringsstøtte på 0%. Resultatet for hver av simuleringene er representert i tabell 10. Tabellen viser den estimerte effekten med tilhørende driftstimer, utarbeidet fra produksjonsfunksjonen. Videre viser tabellen gjennomsnittlig-, minimum- og maksimum LCOE, samt i hvilken grad simuleringen anses som konkurransedyktig.

Sim.	Subsidie = 0%	Effekt p/brønn	Årlig drift	$\overline{LCOE}$	Min. LCOE	Maks. LCOE	Konkurransedyktig
#1	300 000	114,47	1244,82	2,589	1,880	3,456	0%
#2	400 000	106,33	1786,89	1,977	1,435	2,634	0%
#3	500 000	99,89	2377,46	1,610	1,168	2,140	0%
#4	600 000	94,55	3014,30	1,365	0,990	1,811	0%
#5	700 000	89,95	3696,34	1,190	0,862	1,576	0%
#6	800 000	85,91	4423,30	1,059	0,767	1,401	1,2%
#7	900 000	82,28	5195,44	0,957	0,693	1,265	14,8%
#8	1 000 000	78,99	6013,47	0,875	0,634	1,157	46,0%
#9	1 100 000	75,96	6878,49	0,809	0,585	1,068	78,1%
#10	1 200 000	73,48	7792,00	0,753	0,544	0,994	94,8%
#11	1 288 260,8	70,82	8640,00	0,711	0,514	0,939	99,3%

Tabell 10 LCOE, uten subsidier

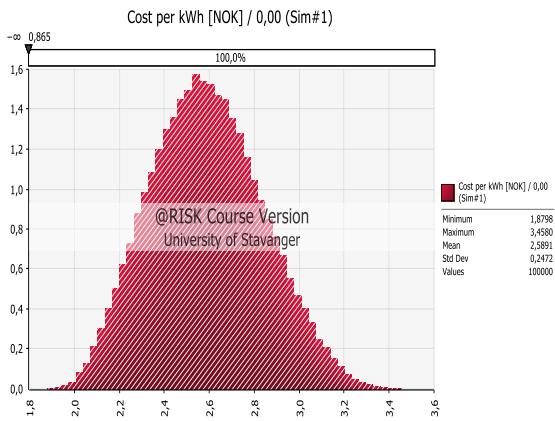
Resultatene i tabell 10 er videre illustrert grafisk i figur 18. Det viser seg at mengden energi som produseres per år har stor påvirkning på LCOE, hvor verdien er fallende for hver simulering. For denne figuren har vi samtidig inkludert de verdiene som har blitt konkludert som konkurransedyktig LCOE. Den gjennomsnittlige verdien på 75,4 øre/kWt er illustrert med en grønn horisontal strek, mens den øvre grensen på 86,7 øre/kWt er illustrert som rød. Dette gir et bedre bilde av når vi kan anse prosjektet som konkurransedyktig eller ikke.



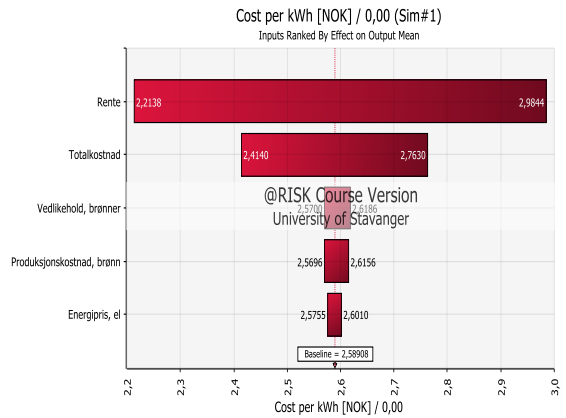
Figur 18 Grafisk LCOE, uten subsidier

I dette scenarioet finner vi lite til ingen form for konkurransekraft. Ved maksimal årlig produksjon vil brønnsystemet levere 1 288 260 kWh/t og viser konkurransedyktig i 89,9% av tilfellene opp mot den øvre grensen. Dette betyr at selv ved maksimal drift vil ikke hver av de 100 000 repetisjonene være innenfor den bestemte grensen. Gitt et formål som ved Rusegropa ved Oslo lufthavn - Gardermoen vil det naturligvis ikke være behov for å drifte brønnene gjennom hele året. Simuleringen er derfor urealistisk for nettopp dette prosjektet. Et prosjekt av denne størrelsen vil derfor med svært liten til ingen sannsynlighet ha mulighet til å være konkurransedyktig mot konkurrerende energikilder, gitt at investeringsstøtten er satt til 0%.

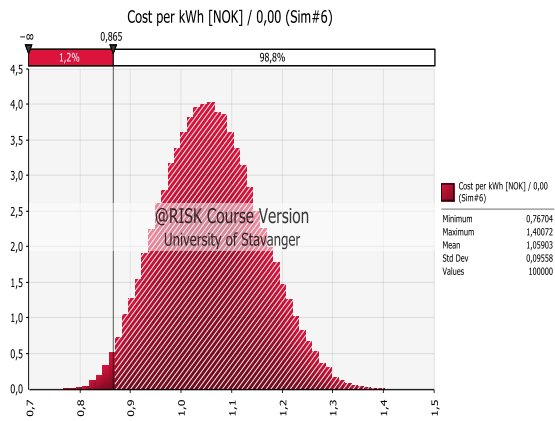
For scenario 1 har vi valgt å presentere distribusjonsfordelingen og tornadografen for tre utvalgte simuleringer: #1, #6 og #11. Figur 19, 21 og 23 viser simuleringene sin distribusjonsfordeling og figur 20, 22 og 24 viser deres tornadograf.



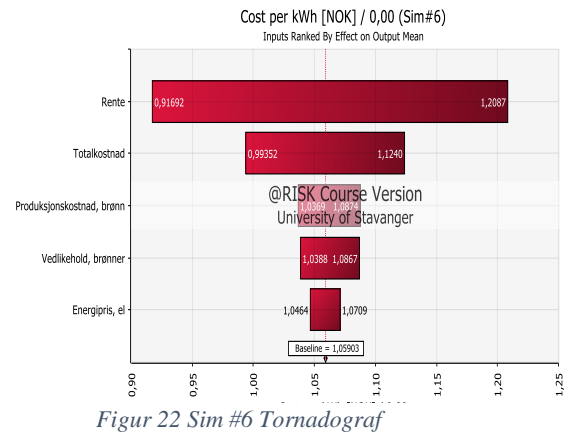
Figur 19 Sim #1 Distribusjon



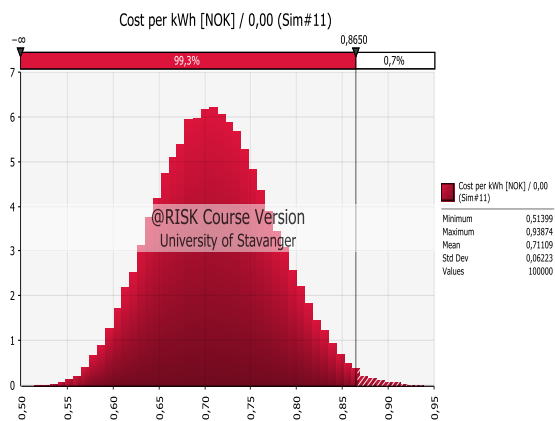
Figur 20 Sim #1 Tornadograf



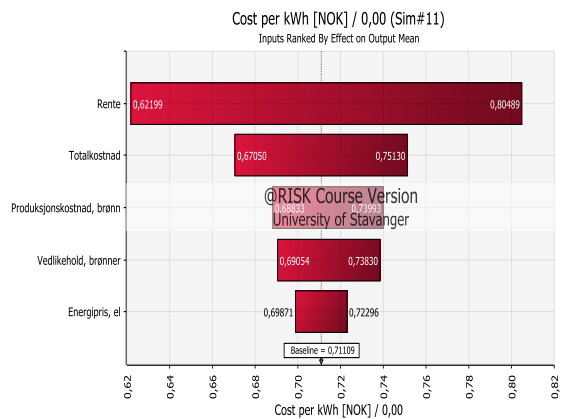
Figur 21 Sim #6 Distribusjon



Figur 22 Sim #6 Tornadograf



Figur 23 Sim #11 Distribusjon



Figur 24 Sim #11 Tornadograf

Fra distribusjonsfordelingen ser vi at simulering #1 viser ingen tegn til konkurransedyktighet, og #6 viser kun tegn i 1,6% av tilfellene. For simulering #11 er situasjonen noe bedre, og viser som nevnt en konkurransedyktig LCOE i 89,9% av tilfellene.

Fra tornadografene finner vi at diskonteringsrenten er den variabelen som har den største påvirkningen på resultatet, uavhengig av årlig produksjon. Videre fra analysen ser man at produksjonskostnadene passerer vedlikeholdskostnadene ved en årlig produksjon på 500 000 kW/t. Dette betyr at produksjonskostnadene har større effekt på LCOE enn vedlikeholdskostnadene ved økt produksjon. Ved å studere verdien mellom minimum- og maksimumsverdien for variablene i tornadografene, ser man at intervallet blir mindre og mindre ved økt produksjon. Dette betyr at jo mer som produseres per år, jo lavere effekt og påvirkning har variablene på LCOE-resultatet.

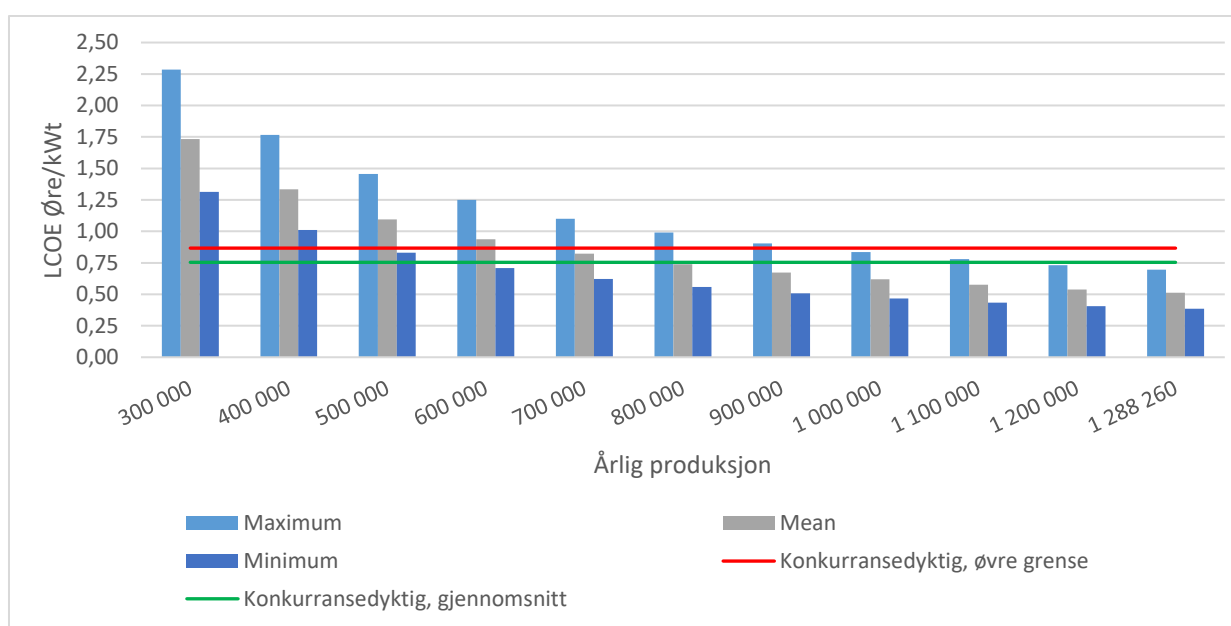
### 6.2.3 Resultat av simulering med subsidie

I dette scenarioet er lagt til grunn en investeringsstøtte på 40%. Resultatet fra simuleringene er gitt i tabell 11, og er presentert på lik linje som for tabell 10 fra det foregående delkapittelet.

Sim.	Subsidie = 40%	Effekt p/brønn	Årlig drift	$\overline{LCOE}$	Min. LCOE	Maks. LCOE	Konkurransedyktig
#1	300 000	114,47	1244,82	1,733	1,313	2,284	0%
#2	400 000	106,33	1786,89	1,335	1,011	1,767	0%
#3	500 000	99,89	2377,46	1,096	0,830	1,456	0,1%
#4	600 000	94,55	3014,30	0,937	0,70	1,249	19,3%
#5	700 000	89,95	3696,34	0,823	0,623	1,101	76,2%
#6	800 000	85,91	4423,30	0,738	0,558	0,990	98,8%
#7	900 000	82,28	5195,44	0,672	0,508	0,904	100%
#8	1 000 000	78,99	6013,47	0,619	0,468	0,835	100%
#9	1 100 000	75,96	6878,49	0,575	0,434	0,779	100%
#10	1 200 000	73,48	7792,00	0,539	0,406	0,732	100%
#11	1 288 260,8	70,82	8640,00	0,512	0,384	0,696	100%

Tabell 11 LCOE, med subsidier

På lik linje som ved foregående scenario, blir resultatet for hver av simuleringene presentert grafisk i figur 25. Effekten er fortsatt den samme, hvor man ser at LCOE er fallende ved økt produksjon.



Figur 25 Grafisk LCOE, med subsidier

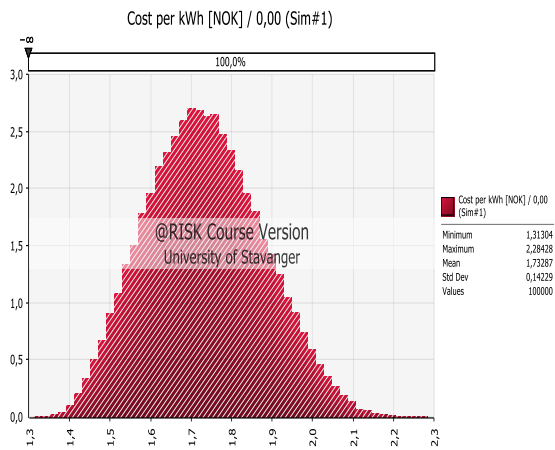


Fra tabell 11 og figur 25 finner vi at i et scenario hvor investeringsstøtte er på 40% vil systemet utvise en konkurransedyktig LCOE allerede ved en årlig produksjon på 600 000 kW/t. Fra og med simulering #5 finner vi at  $\overline{LCOE}$  er under den øvre grensen, og fra simulering #6 er den også under den gjennomsnittlige verdien.

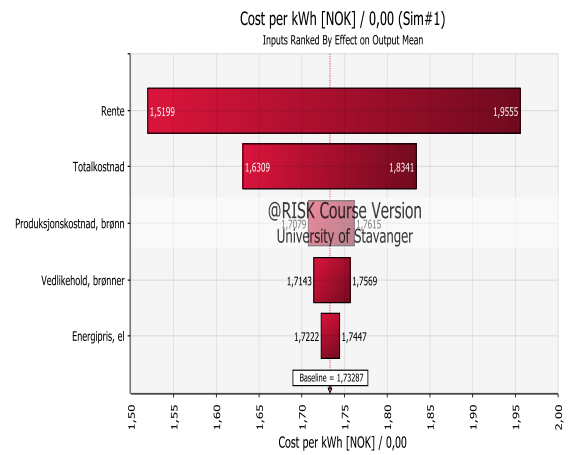
I likhet med scenario 1 vil vi også i dette scenarioet presentere distribusjonsfordelingen og tornadografen for simulering #1, #6 og #11, se neste side. Distribusjonsfordelingen for simulering #6 (figur 28) viser at ved denne produksjonsmengden vil de geotermiske energibrønnene være konkurransedyktig i 98,7% av de 100 000 forskjellige repetisjonene, noe som anses som svært sterke resultater.

På lik linje som for scenario 1 ser man ut fra tornadografen illustrert i figur 27, 29 og 31 at det klart er diskonteringsrenten som har størst påvirkning på LCOE. Gitt at resterende variabler holdes konstant med sin respektive variabel, finner vi at LCOE varierer med mellom 10 og 20 øre/kWt grunnet denne variabelen. Videre ser man fra tornadografene at vedlikeholdskostnader i dette scenarioet holdes konstant ved sin posisjon uavhengig av årlig produksjon. Dette er ikke tilfellet for scenario 1, hvor vi finner at produksjonskostnad passere total kostnaden ved en årlig produksjon på 1 200 000 kW/t.

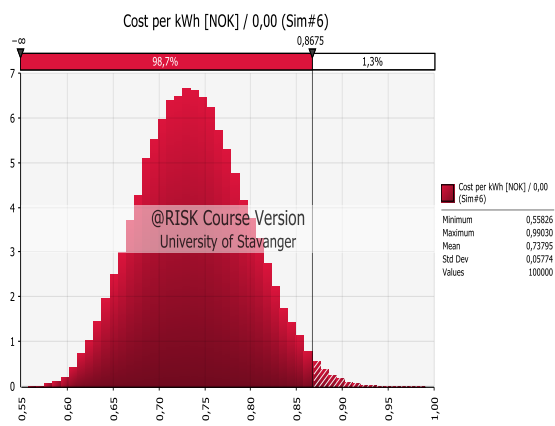
Analysen og resultatene som frem til nå er presentert vil i neste kapittel bli diskutert opp mot tidligere forskning, hvor formålet er å avdekke konkurransekraften for dype geotermiske brønner.



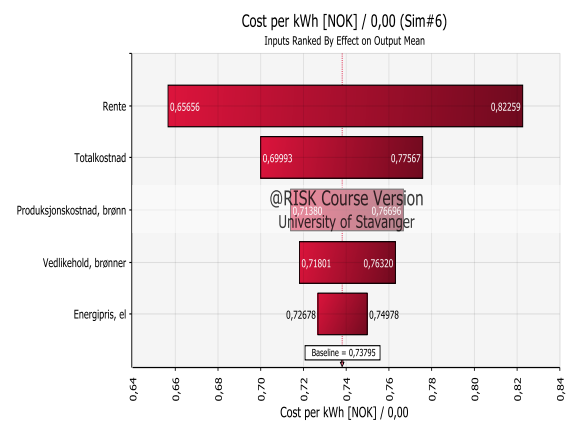
Figur 26 Sim #1 Distribusjon



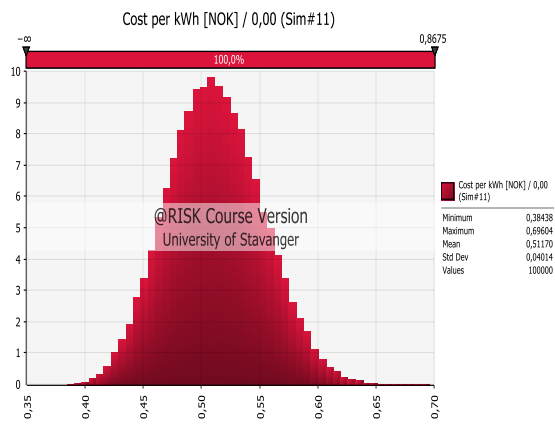
Figur 27 Sim #1 Tornadograf



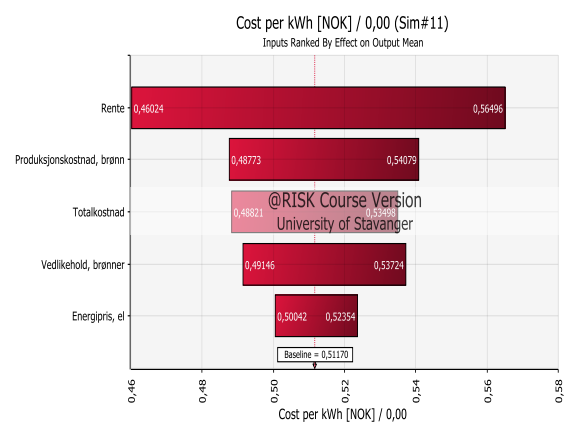
Figur 28 Sim #6 Distribusjon



Figur 29 Sim #6 Tornadograf



Figur 30 Sim #11 Distribusjon



Figur 31 Sim #11 Tornadograf

## 7. Diskusjon

I dette kapitlet vil vi diskutere resultatene vi har fått gjennom våre analyser, og samtidig trekke frem likheter opp mot tidligere forskning. Diskusjonen legger grunnlag for videre konklusjon, hvor formålet er å avdekke om de geotermiske energibrønnene ved Oslo Lufthavn – Gardermoen er konkurransedyktige.

Resultatene i denne analysen er som tidligere nevnt basert på 2 scenarier som begge er gjennomført med 11 simuleringer. Hver av simuleringene er gjennomført med 100 000 repetisjoner, som betyr at våre resultater består av til sammen 2,2 millioner mulige utfall for LCOE.

Resultatet fra analysene viser at for scenario 1, hvor all form for subsidie er ekskludert, vil et geotermisk prosjekt av denne størrelsen utvise lav konkurransekraft. Dette gjelder selv for scenario #11, hvor antall fullasttimer er maksimert. I denne simuleringen finner vi at  $\overline{\text{LCOE}}$  er 71,1 øre/kWt. Denne verdien er under både den *øvre grensen* og den *gjennomsnittlige* verdien av hva vi anser som konkurransedyktig LCOE. Likevel viser det seg at den maksimale LCOE for dette scenarioet er 93,9 øre/kWt, og det kan derfor argumenteres for at et prosjekt av denne størrelsen *ikke* vil anses som konkurransedyktig gitt at investeringsstøtten er satt til 0%. Dette er i tråd med tidligere forskning. Fra litteraturgjennomgangen finner vi at prosjekter innen fornybar energi er i stor grad avhengig av en form for støtte. Blant dem er Reber et.al (2014) og Popovski et.al. (2018) som i sine studier konkluderer med at subsidieordninger er en forutsetning for å oppnå konkurransedyktighet. Olasolo et.al. (2016) finner i sin studie at behovet for en eventuell støtte for geotermiske prosjekt vil vedvare frem til tidligst 2030 i påvente av teknologisk utvikling.

Situasjonen er noe annerledes for scenario 2. Med en investeringsstøtte på 40% er det gjennom denne analysen ventet at LCOE vil gå fra 173,3 til 51,2 øre/kWt fra simulering #1 til #11. Videre er det ventet at prosjektet vil være konkurransedyktig i 76,2% av tilfellene, allerede fra en årlig produksjon på 700 000 kW/t. Dette betyr at de totale investeringskostnadene vil ha stor påvirkning på LCOE, og at det er behov for betydelige støtteordninger, i dette tilfelle 40%.

For prosjektet ved Oslo Lufthavn - Gardermoen ble det årlige behovet estimert til å være 300 000 kWt. Basert på våre analyser finner vi at ved denne produksjonen vil  $\overline{\text{LCOE}}$  være 173,3 øre/kWt. Dette er langt over hva som er lagt til grunn som en konkurransedyktig LCOE, og viser at brønnene ved Gardermoen *ikke* er ansett som konkurransedyktig i lys av denne modellen, selv med en investeringsstøtte på 40%. Som tidligere nevnt har Rock Energy en “filosofi” hvor systemet driftes lenger enn hva det i utgangspunktet er behov for. Dette er for å holde en mer stabil overflatetemperatur. Selv ved å ta dette i betraktning vil ikke prosjektet anses som konkurransedyktig før simulering #5, hvor den årlige energiproduksjonen er 700 000 kW/t. Dette er langt over faktisk årlig energibehov for Rusegropa, og betyr at for et geotermisk prosjekt av denne størrelsen vil man være avhengig av å optimalisere driften for å konkurrere mot alternative energikilder.

Det kan argumenteres for om maksimal drift av systemet er den beste løsningen for å oppnå konkurransedyktighet basert på LCOE. En konsekvens av økt drift av systemet er at effekten per brønn går ned, som presentert i kapittel 6.1.2. Basert på denne funksjonen vil man kun oppnå en installert ytelse på 70 kW per brønn ved en årlig drift på 8640 timer. For prosjektet ved Oslo Lufthavn-Gardermoen *kan* dette bety at systemet ikke lenger vil være i stand til å kunne levere nok energi på de kaldeste dagene av året for å holde overflaten ved Rusegropen snø- og isfri, og en vil derfor være mer avhengig av den elektriske kjelen.

I våre analyser tillater vi en endring i årlig drift fra 1220 til 8640 timer, og vi finner bevis for at antall driftstimer har stor effekt på LCOE. Det kan stilles spørsmål til om dette vil ha lik effekt for resultatene til NVE. Fra tabell 4 ser man at fullasttimer er mellom 2500 og 2800 timer, avhengig av teknologi. Vi har inkludert en økning på 1 000 fullasttimer per år for de utvalgte teknologiene, og det viser seg at den gjennomsnittlige LCOE verdien forblir tilnærmet uendret. Dette skyldes at brensels- og utslippskostnader utgjør en signifikant andel av LCOE-verdien for samtlige av teknologiene, som man kan se fra figur10. Resultatet er en kansellering, hvor økt energiproduksjon og økte kostnader er tilnærmet lik. Dette betyr at vi kan tillate endringer i produksjon av energibrønnen, og samtidig anse de øvre og gjennomsnittlige LCOE-verdiene som sammenligningsbare.

## 7.1 Begrensninger

Analysene som er gjennomført i dette casestudiet er basert på data som er gitt fra Rock Energy, og gjelder et nylig ferdigstilt pilotprosjekt ved Oslo Lufthavn - Gardermoen. Grunnet prosjektets levetid består utredningen av estimerte verdier, og ikke realiserte. Produksjonsfunksjon er basert på dataen som er gitt i tabell 7, med 4 eksempler på årlig produksjon, gitt effekt og driftstimer. En direkte konsekvens av dette er at produksjonsfunksjon vil kunne ha avvik fra den faktiske produksjonsfunksjon.

Ettersom det ikke eksisterer tilsvarende prosjekter i Norge eller verden forøvrig, finnes det heller ingen sammenligningsgrunnlag av denne type størrelse, hvor geotermisk energi fra 1 500 meters dyp utnyttes. Dette blir ansett som en svakhet i våre analyser.

For variablene som er brukt i Monte Carlo-simuleringene ble det bestemt å bruke en triangulær distribusjon for hver av dem. Verdiene som er brukt som minimum- og maksimum verdier er i stor grad basert på egne antagelser, med unntak av de totale investeringskostnadene. En svakhet med denne metoden er at intervallet mellom ytterpunktene kan være for bred eller for smal.

Angående valg av hva vi anser som konkurransedyktig verdi for LCOE er dette i sin helhet basert på data hentet fra NVE. Denne dataen tar ikke hensyn for andre faktorer som faktisk sparte kostnader eller eventuell miljømessig gevinst/tap, emner som vil være viktige for et beslutningsgrunnlag ved en eventuell investering. Ettersom våre analyser er basert på samme antagelser og teori som NVE, har heller ikke vi inkludert eventuelle andre faktorer.

## 8 Konklusjon

Formålet med denne studien er å besvare den utarbeidede problemstillingen:

*Hvor konkurransedyktig er dype geotermiske energibrønner sett i lys av kostnader over levetiden*

Problemstillingen omhandler vurdering av konkurransekraften til dype geotermiske brønner med oppvarmingsformål. For å besvare dette spørsmålet har vi basert oss på den anerkjente modellen LCOE, som ser på en teknologisk kostnader over estimert levetid.

Fra våre analyser og diskusjoner konkluderes det med at brønnene som er lokalisert ved Oslo Lufthavn - Gardermoen *ikke* vil bli ansett som konkurransedyktige gitt det årlige energibehovet på 300 000 kWt. Dette gjelder selv i et scenario hvor det er tildelt subsidie på 40%. Det konkluderes derimot med at prosjektet vil anses som konkurransedyktig gitt at den årlige driften optimaliseres. Allerede ved en årlig energiproduksjon på 700 000 kW/t finner vi at brønnene er konkurransedyktige. I dette tilfellet vil systemet være i drift 3 696,3 timer per år med en installert ytelse på 89,95 kW.

Som det kommer frem i delkapittel 4.3 bør ikke en eventuell investor ta avgjørelse basert på LCOE alene. Selv om vi i denne utredningen konkluderer med at energibrønnene ved Gardermoen ikke anses som konkurransedyktige opp mot alternative energikilder, betyr ikke det at prosjektet ikke er lønnsomt. Modellen som er brukt fokuserer kun på kostnader og mengde produksjon, og ser derfor vekk fra all form for inntekt. For fremtidige analyser vil det derfor være interessant å vurdere utnyttelse av dype geotermiske brønner ved bruk av andre beslutningsverktøy.

## Litteraturliste

- Alberta Culture and Tourism (Producer). (1. mai 2019). Geothermal Energy throughout the Ages. [Picture] Retrieved from <http://www.history.alberta.ca/energyheritage/energy/alternative-energy/geothermal-energy/geothermal-energy-throughout-the-ages.aspx>
- Aldersey-Williams, J., & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. In *Energy Policy* (pp. 169-179).
- Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: an overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(1), 3-65. doi:10.1016/S1364-0321(02)00002-3
- Boye, K., & Keeping, D. (2018). *Finansielle emner* (15. utg. ed.). Oslo: Cappelen Damm akademisk.
- Bredesen, I. (2015). *Investering og finansiering* (5. utg. ed.). Oslo: Gyldendal akademisk.
- Brodsky, E. E., & Lajoie, L. J. (2013). Anthropogenic seismicity rates and operational parameters at the Salton Sea Geothermal Field. *Science (New York, N.Y.)*, 341(6145), 543. doi:10.1126/science.1239213
- Brown, D. (2009). *HOT DRY ROCK GEOTHERMAL ENERGY: IMPORTANT LESSONS FROM FENTON HILL*. Retrieved from Stanford University, Stanford, California:
- Brown, D. W. (2012). *Mining the Earth's heat : hot dry rock geothermal energy*. Berlin ;,London: Springer.
- Castro-Santos, L., Martins, E., & Guedes Soares, C. (2016). Cost assessment methodology for combined wind and wave floating offshore renewable energy systems. *Renewable Energy*, 97, 866-880. doi:10.1016/j.renene.2016.06.016
- CGER (Producer). (1. mai 2019). Dyp geotermisk energi. [Picture] Retrieved from <http://cger.no/doc/pdf/Energi21%20-%20Dyp%20Geotermisk%20Energi.pdf>
- Chamorro, C. R., García-Cuesta, J. L., Mondéjar, M. E., & Pérez-Madrado, A. (2014). Enhanced geothermal systems in Europe: An estimation and comparison of the technical and sustainable potentials. *Energy*, 65, 250-263. doi:10.1016/j.energy.2013.11.078
- City of Bath (Producer). (1. mai 2019). Hot Springs. [Picture] Retrieved from <https://www.bathworldheritage.org.uk/hot-springs>
- Connolly, D. (2017). Heat Roadmap Europe: Quantitative comparison between the electricity, heating, and cooling sectors for different European countries. *Energy*, 139, 580-593. doi:10.1016/j.energy.2017.07.037
- Conserve Energy Future (Producer). (1. mai 2019). History Of Geothermal Energy. Retrieved from <https://www.conserve-energy-future.com/geothermalenergyhistory.php>
- Daniilidis, A., Alpsoy, B., & Herber, R. (2017). Impact of technical and economic uncertainties on the economic performance of a deep geothermal heat system. *Renewable Energy*, 114(PB), 805-816. doi:10.1016/j.renene.2017.07.090
- Department for Business Energy & Industrial Strategy. (2016). *Electricity generation costs*. Retrieved from [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/566567/BEIS\\_Electricity\\_Generation\\_Cost\\_Report.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566567/BEIS_Electricity_Generation_Cost_Report.pdf)
- Dipippo, R. (2007). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact* (2 ed.): Elsevier Science.
- Enova. (2013). *Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013*. Retrieved from [https://www.enova.no/upload\\_images/9EF9602A2B454C008F472DF2A98F6737.pdf](https://www.enova.no/upload_images/9EF9602A2B454C008F472DF2A98F6737.pdf)
- Estevao, J. (Producer). (1. mai 2019). BLACK WHITE STROKKUR GEYSIR GEYSER HOT SPRING AREA ICELAND. [Picture] Retrieved from <https://www.jdestevao.com/black-white-strokkur-geysir-geyser-hot-spring-area-iceland-pumpi/>
- Fjeld, I. E. (2018, 25/10 2018). Ingen miljøvernministere har nådd målene: – Har bedratt oss selv flere ganger. *NRK*. Retrieved from <https://www.nrk.no/norge/for-fjerde-tiar-pa-rad-er-norge-milevis-unna-sine-klimamal-1.14252878>
- FN-sambandet. (2018). Parisavtalen. Retrieved from <https://www.fn.no/Om-FN/Avtaler/Miljoe-og-klima/Parisavtalen>

- Fotovoltaico (Producer). (1. mai 2019). PIETRO GINORI CONTI: IL PIONIERE DELL'ENERGIA GEOTERMICA. [Picture] Retrieved from <http://www.fotovoltaicosulweb.it/guida/pietro-ginori-conti-il-pioniere-dell-energia-geotermica.html>
- Friðleifsson, G. Ó., Albertsson, A., & Elders, W. A. (2010). *The Iceland Deep Drilling Project (IDDP)–10 years later–still an opportunity for an international collaboration*. Paper presented at the Proc. World Geothermal Congress.
- Fridleifsson, I. B. (2001). Geothermal energy for the benefit of the people. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 5(3), 299-312. doi:10.1016/S1364-0321(01)00002-8
- Gjøølberg, O., & Johnsen, T. (2009). Investeringer i produksjon av fornybar energi: Hvilket avkastningskrav bør legges til grunn? *Praktisk økonomi & finans*(02), 77-93.
- Glassley, W. E. (2010). *Geothermal energy: renewable energy and the environment*: CRC Press.
- Global Geothermal News (Producer). (2017, 1. mai 2019). Indonesia: Government Seeks 25% of Electricity from Renewable Energy. [Picture] Retrieved from <http://geothermalresourcescouncil.blogspot.com/2017/11/indonesia-geothermal.html>
- Gupta, H. K., & Roy, S. (2006). *Geothermal Energy: An Alternative Resource for the 21st Century*: Elsevier Science.
- Gustafsson, M. S., Myhren, J. A., & Dotzauer, E. (2018). Life cycle cost of heat supply to areas with detached houses—a comparison of district heating and heat pumps from an energy system perspective. *Energies*, 11(12), <xocs:firstpage xmlns:xocs=""/>. doi:10.3390/en11123266
- Hacura, A., Jadamus-Hacura, M., & Kocot, A. (2001). Risk analysis in investment appraisal based on the Monte Carlo simulation technique. *The European Physical Journal B - Condensed Matter and Complex Systems*, 20(4), 551-553. doi:10.1007/s100510170238
- Hansen, K. (2019). Decision-making based on energy costs: Comparing levelized cost of energy and energy system costs. *Energy Strategy Reviews*, 24, 68-82. doi:10.1016/j.esr.2019.02.003
- Hirvonen, J., Kayo, G., Hasan, A., & Sirén, K. (2016). Zero energy level and economic potential of small-scale building-integrated PV with different heating systems in Nordic conditions. *Applied Energy*, 167, 255-269. doi:10.1016/j.apenergy.2015.12.037
- International Energy Agency. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*. Retrieved from [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)
- International Energy Agency. (2011). *Technology Roadmap Geothermal Heat and Power*. Retrieved from [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal\\_Roadmap.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Geothermal_Roadmap.pdf)
- International Energy Agency. (2018). *Renewables 2018 - Global Status Report*. Retrieved from [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652\\_GSR2018\\_FullReport\\_web\\_1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_1.pdf)
- IRENA. (2016). *The Power To Change: Solar and wind cost reduction potential to 2025*. Retrieved from [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA\\_Power\\_to\\_Change\\_2016.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf)
- Johannessen, A. C., Line; Tufte, Per Arne. (2011). *Forskningsmetode for økonomisk-administrative fag* (Vol. 3. utgave): Abstrakt forlag.
- Kwak, Y. H., & Ingall, L. (2009). Exploring monte carlo simulation applications for project management. *IEEE Engineering Management Review*, 37(2), 83-83. doi:10.1109/EMR.2009.5235458
- Lazard. (2018). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0*. Retrieved from <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-12-0-vfinal.pdf>
- Lee, B., Heo, J., Choi, N. H., Moon, C., Moon, S., & Lim, H. (2017). Economic evaluation with uncertainty analysis using a Monte-Carlo simulation method for hydrogen production from high pressure PEM water electrolysis in Korea. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(39), 24612-24619. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.08.033
- Lee, C. W., & Zhong, J. (2014). Top down strategy for renewable energy investment: Conceptual framework and implementation. *Renewable Energy*, 68, 761-773. doi:10.1016/j.renene.2014.03.015
- Liu, H. (2017). Evaluating the environmental and economic impacts of one China's HDR geothermal energy based heating system in a life cycle framework. *International Journal of Energy Sector Management*, 11(4), 609-625. doi:10.1108/IJESM-04-2016-0008



- Majer, E. L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B., & Asanuma, H. (2007). Induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. *Geothermics*, 36(3), 185-222. doi:10.1016/j.geothermics.2007.03.003
- National Energy Authority. Geothermal. Retrieved from <https://nea.is/geothermal/?fbclid=IwAR3jkqsFMN3jk4dGOnk59Qyjs4txBB-K8hJzRw34C-ArS0jQJGCUWVZ5us>
- Nian, V., Sun, Q., Ma, Z., & Li, H. (2016). A Comparative Cost Assessment of Energy Production from Central Heating Plant or Combined Heat and Power Plant. In (pp. 556-561).
- Nian, Y.-L., & Cheng, W.-L. (2018). Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells. *Energy*, 142, 592-607. doi:10.1016/j.energy.2017.10.062
- Norges Geologiske Undersøkelse. (2015a). Geotermisk energi. Retrieved from <https://www.ngu.no/emne/geotermisk-energi>
- Norges Geologiske Undersøkelse. (2015b, 2017). Grunnvarme. Retrieved from <https://www.ngu.no/emne/grunnvarme>
- Norges vassdrag- og energidirektorat. (2015). *Kostnader i energisektoren*. Retrieved from [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015\\_02a.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf)
- Norges Vassdrag- og energidirektorat. (2017). *Revidert kostnadsrapport*. Retrieved from [https://www.nve.no/Media/6766/tekstforklaring\\_kostnadsrapport2017\\_publicert19032018.pdf](https://www.nve.no/Media/6766/tekstforklaring_kostnadsrapport2017_publicert19032018.pdf)
- Odavić, P., Zekić, V., & Milić, D. (2017). Life cycle cost of biomass power plant: Monte Carlo simulation of investment. *Ekonomika Poljoprivrede (1979)*, 64(2), 587-599. doi:10.5937/ekoPolj1702587O
- Olasolo, P., Juárez, M. C., Olasolo, J., Morales, M. P., & Valdani, D. (2016). Economic analysis of Enhanced Geothermal Systems (EGS). A review of software packages for estimating and simulating costs. *Applied Thermal Engineering*, 104, 647-658. doi:10.1016/j.applthermaleng.2016.05.073
- Ouyang, X., & Lin, B. (2014). Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*, 70, 64-73. doi:10.1016/j.enpol.2014.03.030
- Pascal, C. E., Harald; Olesen, Odleiv. (2010). *An Assessment of Deep Geothermal Resources in Norway*. Retrieved from
- Pereira, E. J. D. S., Pinho, J. T., Galhardo, M. A. B., & Macêdo, W. N. (2014). Methodology of risk analysis by Monte Carlo Method applied to power generation with renewable energy. *Renewable Energy*, 69, 347-355. doi:10.1016/j.renene.2014.03.054
- Plummer, C. C., Carlson, D. H., & Hammersley, L. (2016). *Physical geology*: New York, NY: McGraw-Hill/Education, Inc.
- Popovski, E., Fleiter, T., Santos, H., Leal, V., & Fernandes, E. O. (2018). Technical and economic feasibility of sustainable heating and cooling supply options in southern European municipalities-A case study for Matosinhos, Portugal. *Energy*, 153, 311-323. doi:10.1016/j.energy.2018.04.036
- Ram, M., Child, M., Aghahosseini, A., Bogdanov, D., Lohrmann, A., & Breyer, C. (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. In *Journal of Cleaner Production* (pp. 687-704).
- Ramstad, R. K. (2011). *Grunnvarme i Norge - Kartlegging av økonomisk potensial*. Retrieved from
- Reber, T. J., Beckers, K. F., & Tester, J. W. (2014). The transformative potential of geothermal heating in the U.S. energy market: A regional study of New York and Pennsylvania. *Energy Policy*, 70, 30-44. Retrieved from [https://ac.els-cdn.com/S0301421514001517/1-s2.0-S0301421514001517-main.pdf?\\_tid=f57a9a92-48e4-4a0d-a93f-49b17da5bbb7&acdnat=1549283774\\_0902883e4a5303e10d78cf0b9124eb61](https://ac.els-cdn.com/S0301421514001517/1-s2.0-S0301421514001517-main.pdf?_tid=f57a9a92-48e4-4a0d-a93f-49b17da5bbb7&acdnat=1549283774_0902883e4a5303e10d78cf0b9124eb61). doi:10.1016/j.enpol.2014.03.004
- Sanyal, S. K., Morrow, J. W., Butler, S. J., & Robertson-Tait, A. (2007). Is EGS commercially feasible? *Geothermal Resources Council Transactions*, 31, 313-322.
- Savvides, S. (2004). Risk Analysis in Investment Appraisal. In (Vol. 1): EconWPA.
- Schreiner, J. P. (2014). The Present and Future of Szigetvár Spa – An Economic Analysis of Geothermal Energy Investment. *DETUROPE*, 6(2), 94-107.

- Snyder, C., Stewart, R., & Nicholson, W. (2015). *Microeconomic theory : basic principles and extensions* (Europe, Middle East & Africa edition. ed.). Andover: Cengage Learning.
- Sørensen, B. (2004). *Renewable energy : its physics, engineering, use, environmental impacts, economy, and planning aspects*(3rd ed. ed.).
- Stake, R. (2010). *Qualitative Research* (1 ed.): The Guilford Press.
- Thorsteinsson, H. H., & Tester, J. W. (2010). Barriers and enablers to geothermal district heating system development in the United States. *Energy Policy*, *38*(2), 803-813. doi:10.1016/j.enpol.2009.10.025
- Tidball, R., Bluestein, J., Rodriguez, N., & Knoke, S. (2010). *Cost and performance assumptions for modeling electricity generation technologies*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48595.pdf>
- Timilsina, G. R., Cornelis van Kooten, G., & Narbel, P. A. (2013). Global wind power development: Economics and policies. *Energy Policy*, *61*, 642-652. doi:10.1016/j.enpol.2013.06.062
- Timilsina, G. R., Kurdgelashvili, L., & Narbel, P. A. (2011). Solar energy: Markets, economics and policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*(1). doi:10.1016/j.rser.2011.08.009
- Travel and Leisure (Producer). (2018). How to See the Northern Lights in Iceland in 2019. [Picture] Retrieved from <https://www.travelandleisure.com/trip-ideas/nature-travel/iceland-when-to-see-northern-lights>
- U.S Department of Energy (Producer). About Los Alamos National Laboratory. [Picture] Retrieved from <https://www.sbv.org/technologies/geothermal-lanl.html>
- Weijermars, R., Burnett, D., Claridge, D., Noynaert, S., Pate, M., Westphal, D., . . . Zuo, L. (2018). Redeveloping depleted hydrocarbon wells in an enhanced geothermal system (EGS) for a university campus: Progress report of a real-asset-based feasibility study. *Energy Strategy Reviews*, *21*, 191-203. doi:10.1016/j.esr.2018.05.005
- World Energy Council. (2016, 2016). Energy Resources. Retrieved from <https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/geothermal/>
- Worldatlas. (2018, 16. august 2018). How Many Tectonic Plates Are There? Retrieved from <https://www.worldatlas.com/articles/major-tectonic-plates-on-earth.html>
- Yin, R. K. (2007). *Fallstudier: design och genomförande*. Malmö: Liber.

## Vedlegg A - litteraturgjennomgang

Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Brown, Brian</b> (GHC Bulletin, 2007)	USA	Evaluering av geotermisk fjernvarmeprosjekt av et bysentrum.	Geotermisk energi Gass	-	Enkle kalkulasjoner med forbruk ihht etterspørsel		Case-studie	På bakgrunn av historiske analyser og kalkulasjoner, viser det geotermiske fjernvarmeprosjektet levedyktighet og økonomisk potensiale til avkastning.
<b>Connolly</b> (Energy, 2017)	Danmark	En sammenligning av energiforbruket for 28 Europeiske land med fokus på tre sektorer innen: elektrisitet, varme og kjøling.	Ikke spesifisert	-	LCOE, inkl. transport-kostnad fra produksjon til sluttkunde	Sekundærdata fra 2010, med unntak av data for oppvarming innen industri, hvor data er fra 2012	Sammenligningsstudie av 28 Europeiske land	Elektrisitet representerer en stor andel av energisystemet i Europa. Etterspørselen av varme er størst av de tre sektorene i 25 av 28 land, og 18 av 28 i form av økonomisk verdi.
<b>Castro-Stantos, Martins &amp; Soares</b> (Renewable Energy, 2016)	Portugal	Vurdering av to hybridsystem som utvinner energi fra vind og bølger offshore, for så å estimere kostnadene over systemets livstid.	Bølger Vind	-	TLCC LCOE	Intervju	Case-studie	Storskala vil redusere LCOE. Hybridsystemer produserer mer energi enn kun bruk av vindmøller, men kostnaden er signifikant høyere.
<b>Chamorro</b> (Energy, 2013)	Europa	Estimering av det tekniske og bærekraftige potensialet av «Enhanced» geotermisk energi i Europa. Hvor mye av energien kan hentes ut med dagens teknologi, og hva er bærekraftig energiproduksjon	HDR-geotermisk	-	Enkle formel-kalkulasjoner	Sekundærkiler: Atlas of Geothermal Resources in Europe.	-	Teknisk potensial i Europa er 6560 GWe ved bruk av brønner ned til 10 km dybde og temperatur over 150 °C. Av de 6560 GWe er det 35 GWe som anses å være bærekraftig eller fornybar.
<b>Daniilidis, Alpsoy &amp; Herber</b> (Renewable Energy, 2017)	Nederland	En tekno-økonomisk analyse av direkte utnyttelse av geotermisk energi med dype brønner til oppvarmingsformål.	Geotermisk energi	-	NPV LCOH EMV  MonteCarlo	Sekundærdata fra Groningen	Case-studie	Prosjektet er økonomiske utfordrene, selv med subsidieordninger. Boring og oppkobling på strømmnettverk er de største kostnadspostene. <u>LCOE</u> = 0,36€/kWh.

Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Gabrielli et.al</b> (ScienceDirect, 2014)	Italia	Ser på kostnadsestimeringen for å oppnå en konkurransedyktig LCOH mot andre varmekilder, hovedsakelig naturgass.	Sol	Ser bort fra kostnader som oppstår ved fokus innen helse og miljø	LCOH	Simuleringer, basert på primærdata	Case-studie	CSLFC viser god konkurransevne (LCOH) opp mot naturgass i scenarioet med lave gasspriser, selv uten støtteordninger
<b>Gustafsson, Myhren &amp; Potzaver</b> (Energies, 2018)	Sverige	Sammenligner de økonomiske konsekvensene mellom fjernvarme eller bruk av varmpumpe for oppvarmingsformål for privatboliger ved å se på <i>life cycle cost</i> .	Sol Vind Vann	Fokus på effekten fornybar energi vil ha på miljøet	TLCC NPV Monte Carlo simuleringer	Simuleringer	-	I basisscenariet er varmpumpe mest gunstig med lavest LCC. Likevel er der kombinasjoner av de forskjellige parameterne som gjør at både fjernvarme eller varmpumpe gir mest gunstig LCC.
<b>Hansen</b> (Energy Strategy Reviews, 2019)	Danmark	En analyse av kostnads-metodene LCOE og ESA ved å sammenligne kostnader for elektrisitet, desentralisert oppvarming og fjernvarme-nettverket i det tyske energimarkedet	Vind Solcelle Geotermisk Kull Gass Kjernekraft	Reduksjon av CO <sub>2</sub> utslipp for alle kilder sammenlignet med kull og gass.	LCOE ESA  Discount rate: 4 %	Sekundærdata fra Danish Energy Agency	-	Metodene viser flere likhetstrekk. LCOE modellen tar ikke hensyn til en rekke faktorer, som for eks. CO <sub>2</sub> -utgifter eller subsidieordninger. Beslutningstakere er anbefalt å benytte andre metoder som inkluderer dette.
<b>Hirvonen et.al.</b> (Applied Energy, 2016)	Finland	Økonomisk studie av solenergi for enkelthusstander. Sammenligner flere typer bygninger, med tre forskjellige anvendelser av solenergi: fjernvarme, varmpumpe og direkte elektrisk oppvarming.	Solenergi (Photovoltaic)	-	NPV LCOE (3% diskonteringsrente, 25 års levetid) ZEL (ratio mellom generering og etterspørsel etter strøm)	-	-	Ved å inkludere subsidieordninger i LCOE-modellen finner forfatterne en konkurransedyktig LCOE for solcelle-panel, kontra elnett.

Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Hacura, Jadamus-Hacura &amp; Kocot</b> (The European Physical Journal B, 2001)	Polen	En presentasjon av metodikken og bruken av Monte Carlo simulering teknikk som anvendt i et investeringsprosjekt for å analysere risiko	-	-	NPV Monte Carlo	Primærdata, estimert for å illustrere MC modellen.	Kvalitativ- og kvantitativ metode	Ved å kjøre totalt 1.000 simuleringer finner man en sannsynlighetsfordeling for den NPV. Det konkluderes med at metoder som dette er et nyttig verktøy ved valg av investeringsalternativer.
<b>Kwak &amp; Ingall</b> (Risk Management, 2007)	USA	En studie som utforsker potensialet for Monte Carlo Simulering for å håndtere risiko og usikkerhet.	-	-	NPV Monte Carlo	Data hentet fra tidligere prosjekter	Utforskende-studie	Resultatet en MC-simulering er kvantifiserte, noe som gjør det lettere å kommunisere eventuelle konsekvenser. Selv om det viser seg å være et svært kraftig verktøy, er det fortsatt ikke et populært verktøy inne prosjektledelse.
<b>Liu</b> (Journal of Energy Sector Management, 2017)	Kina	En undersøkelse av det økonomiske og miljømessig potensialet for HDR Geotermisk Energi til oppvarmingsformål, sammenlignet med 4 varmesystemer drevet av kull eller naturgass.	HDR – Geotermisk Kull Naturgass	66% av Kinas energiforbruk dekkes av kull. Geotermisk energi kan være en potensiell løsning	TLCC – Økonomi LCA – Utslipp	Sekundærkilder: National Bureau of Statistics og prosjektestimater	Case-studie	HDR Geotermisk energi er konkurransedyktig og har de laveste driftskostnadene per år. Systemet kan redusere utslipp: CO <sub>2</sub> ned med 1429,3 tonn SO <sub>2</sub> ned med 7,7 tonn NO <sub>2</sub> ned med 16,2 tonn } P.a.
<b>Lee &amp; Zhong</b> (Renewable, Energy 2014)	Hong Kong	Presentasjon av strategisk rammeverk for investeringsbeslutninger for fornybar energi, basert på en «top-down» tilnærming med tre nivåer: Global markedsanalyse, industri- og sektoranalyse, investeringsdrivere.	Sol Vind Geotermisk Biomasse Vind	Ser på effekt ved bruk av regulatoriske, finansielle- og offentlige tiltak	LCOE Følsomhets-analyse	Presentasjon av nytt rammeverk.	Investeringsbeløp er ikke inkludert i artikkelen. Mye av beslutningsgrunlaget er hypotetisk, og dermed noe svakt.	Økt fokus på miljøtiltak er estimert til øke investering innen fornybar energi frem mot 2050.  Artikkelen anbefaler fremtidige studier å benytte Monte Carlo-simuleringer for mer solide analyser.

Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Lee et. Al.</b> (ScienceDirect, 2017)	Korea	En økonomisk analyse av NNV for hydrogenproduksjon, inkludert en usikkerhetsanalyse basert på Monte Carlo simuleringmetoden	Vannkraft	-	NPV Monte Carlo	Data hentet fra en leverandør i Korea	Case-studie	Simulering gjennom Monte Carlo er et nyttig verktøy for å kvantifisere risk som kan ofte oppstår for teknologier under utvikling.
<b>Nian &amp; Cheng</b> (Energy, 2017)	Kina	En analyse av HDR geotermisk energi utvunnet fra en tidligere oljebrønn på 3.000 meter til bruk i oppvarming av en virtuell bygning på 10.000 m <sup>2</sup>	HDR-geotermisk Kull	Potensielt kan om lag 457 tonn CO <sub>2</sub> utslipp reduseres p.a.	Total Annual Cost (TAC)	-	Case-studie av et eksisterende borehull på 3.000 meter	Geotermisk oppvarming fra eksisterende brønner resulterer o miljømessige og økonomiske fordeler. Energien fra brønnen kan levere varme i bygningen på 26 °C med dagens teknologi.
<b>Nian et. Al</b> (Energy Procedia, 2016)	Kina	Kalkulere LCOE og LCOH for et kombinert varme- og strømanlegg, for så å sammenligne resultatet med et varmeanlegg	Kull Gass	-	LCOE LCOH  Discount rate: 5%, 10%, 15%	Sekundærdata fra IEA	Case-studie	Bedre resultat fra LCOE og LCOH for kombinert varme- og strømanlegg enn for kun varmeanlegg alene.
<b>Nitto et. Al.</b> (Energy, 2018)	Tyskland	En sammenligning av kostnader ved direkte bruk av vindkraft til drift av elektrisk kjel, hydro-dynamisk retarder eller varmepumper.	Vind	Fokus på lav-karbonutslipps teknologi	LCOE  Scenario-analyse	-	Case-studie	LCOE under 5c€/kWh kan realiseres, og teknologien er konkurransedyktig sammenlignet med konvensjonelle oppvarmings-teknologier.
<b>Odavić, Zekić &amp; Milić</b> (Economics of Agriculture, 2017)	Serbia	Fastslå hvilken påvirkning investeringskostnaden og fremtidige drifts- og vedlikeholdskostnader har for et CHP biomasse system, for så å vurdere prosjektets risiko ved hjelp av Monte Carlo simulering.	Biomasse	Positiv påvirkning ved å utnytte animalsk avfall	NPV IRR Payback	Data hentet fra forskjellige prosjekter som er gjennomført	Kvantitativ metode	Det konkluderes med at kostnadene som påløper gjennom prosjektets levetid vil kunne påvirke nåverdien, men med hjelp av MC simulering ser finner man at den beregnede netto nåverdien kan tåle variasjoner opp mot 4 %, og vurderes dermed som stabil.

Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Ouyang, Xiaoling; Boqiang, Lin</b> (Energy Policy, 2014)	Kina	En holistisk analyse av for en rekke forskjellige energikilder, for å øke fokuset på fornybar energi. Fokus på LCOE og politiske virkemidler.	Fornybar energi samlet (sol, vind, vann etc.)	Korrelasjon mellom miljøfokus og $\frac{BNP}{Innbygger}$	LCOE	Analyse av til sammen 17 kraftverk	-	Fornybare energikilder preges av høye kapitalkostnader, og krever subsidier og støtteordninger fra offentlige myndigheter. Bruken av innmatingstariffer (FIT) er avgjørende for at bruken av fornybare energikilder skal øke.
<b>Olasolo et. al.</b> (Applied Thermal Engineering, 2016)	Spania	En økonomisk analyse av «Enhanced» geotermiske system, som er en effektiv, storskalautnyttelse av en enorm varmeressurs lagret i jordens indre. Studien inkluderer unyttelse i form av elektrisitet, varme, og kombinert varme og elektrisitet.	Geotermisk Kull Naturgass Kjernekraft Vind Sol	-	LOCE LCOH  Sensitivitets-analyse ved bruk av stjerne-diagram	-	Case-studie	EGS-anlegg er ikke forventet å være lønnsomme og konkurransedyktige med fornybare og ikke-fornybare energikilder før 2030. Signifikante teknologiske forbedringer kreves. LCOE
<b>Pereira et al.</b> (Renewable Energy, 2014)	Brasil	Presenterer en metode for å vurdere fornybare energiprojekts risiko med dens økonomiske parametere ved hjelp av Monte Carlo simuleringer.	Solenergi	-	ALCC/LCC (Annual life cycle cost) NPV IRR <i>Monte Carlo simuleringer</i>	Case – PV-system i Brasil som prosjekt.	-	Gir et bedre estimat/risikobilde over kapitalkostnader, finansiell situasjon og O&M kostnader ettersom MC bruker en sannsynlighetstilnærming, heller enn en basering på tidligere data.  Avhengig av subsidieordninger
<b>Popovski et.al.</b> (Energy, 2018)	Portugal	Ser på kostnadseffektiviteten til kjøle- og varmemuligheter for et varmt sør-europeisk klima med klimavennlige energikilder.	Blandet	55% reduksjon i CO <sub>2</sub> ved å gå fra gass til varmepumpe	LCOE LCOH LCOHC  Følsomhets-analyse	Simuleringer basert på sekundærdata	-	LCOHC for overskuddsvarme viser seg mest konkurransedyktig, men fortsatt svakere enn ved bruk av gass. Behov for offentlig støtte og subsidier.

Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Ram et. Al</b> (Journal of Cleaner Production, 2018)	G20 landene	Estimere og analysere kostnader for forskjellige produksjon av elektrisitet i dag, og frem mot 2030, samt virkningen av eksternaliteter som økte CO <sub>2</sub> kostnader og helsemessige kostnader.	Vind Solcelle Kull Gass Kjernerkraft	Helsemessige fordeler	LCOE Discount rate FE – 5% IFE – 10%	Sekundærdata fra	Sammenlignings-studie	LCOE resultatet for fornybar elektrisitets-produksjon er allerede lavt i flere av G20 landene. Innen 2030 er det forventet at fornybar energi er konkurransedyktig i alle G20 land
<b>Reber, Beckers &amp; Tester</b> (Energy Policy, 2014)	USA (New York & Pennsylvania)	Utvikling av modell for å vurdere potensialet til HDR til bruk for fjernvarme.	Geotermisk energi (<125 c°)	-	LCOE LCOH  Føksomhets-analyse	Simulering basert på sekunderdata	Case-studie	Simuleringene viser at geotermisk energi har et stort oppvarmingspotensial ved bruk av fjernvarme. Med nok støtte og gode subsidieordninger kan fjernvarme med HDR være økonomisk levedyktig i løpet av 10 år.
<b>Savvides</b> (Project Appraisal, 2012)	England	En beskrivelse av Monte-Carlo i form av bruk og metodikk ved å foreta en risikoanalyse av et investeringsprosjekt	-	-	NPV  Monte Carlo	Primærdata, produsert for å illustrere MC modellen	Kvalitativ og kvantitativ metode	En teoretisk fremstilling av Monte Carlo, samt hvordan metoden kan benyttes, viser at man får en langt bedre forståelse for et gitt investeringsalternativ med fokus på risiko.
<b>Sanyal et. Al.</b> (Geothermal Resources Council, 2007)	USA	En evaluering av de totale kostnadene for produksjon av strøm ved bruk av et «Enhanced» geotermisk system	EGS Geotermisk	-	LCOE  MonteCarlo	Sekundærdata	Case-studie	EGS viser seg å ikke være kommersielt konkurransedyktig uten subsidieordninger, men er forventet å være det innen 2050 med tilstrekkelig forskning og utvikling.
<b>Sadiq</b> (Journal of Cleaner Production, 2018)	Pakistan	Kost/nytte analyse av sol-oppvarmet vann for husstander i Islamabad, Pakistan.	Sol	Reduksjon av CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , og NO <sub>x</sub> , henholdsvis 2200 kg, 2 kg, og 3,75 kg.	Kost/nytte-analyse	Kvantitativ, basert på sekundærdata.	-	På grunn av energikapasiteten til det sol-oppvarmede vannet viser analysen at et slikt prosjekt er økonomisk levedyktig i Pakistan.



Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Schreiner</b> (Regional Development and Tourism, 2014)	Ungarn	En analyse av utnyttelse av geotermisk energi for oppvarming av landenes flere utendørs spa	Geotermisk energi (hydrotermisk, HWR) (<125c°)	Bidrar til å redusere CO <sub>2</sub> utslipp	TLCC LCOE, IRR MIRR	Kvantitativ. Bruker historiske data	-	Bruken av geotermisk energi ved spaet er levedyktig på grunn av energikildens levetid. Flere tiltak kan øke rekkevidden for energikilden, ved å resirkulere vannet til andre formål. Miljøet blir spart fossilt drivstoff tilsvarende 6251 GJ, og dermed bidrar teknologien til et lavere CO <sub>2</sub> utslipp (tall fra 2011)
<b>Thorsteinsson &amp; Tester</b> (Energy Policy, 2008)	USA Island	Presentasjon av fjernvarmenettet og andelen som blir dekket av geotermisk energi, samt en sammenligning med Island, hvor 90 % av varme til vann og bygg er geotermisk	Geotermisk	Miljømessige fordeler	LCOE	Intervju	Case-studie av 21 eksisterende GDHS	Nyere anlegg viser seg å være lønnsomme. Kunder sparer på å benytte seg av fjernvarmenettet. LCOE = \$8 - \$36, Tilbakebetalingstid = 3-33 år Kap. Kostnad / KWh= \$500-\$2.700. Lite kunnskap og erfaring blant politikere gjør økt bruk av geotermisk energi utfordrende.
<b>Timilsina et.al.</b> (Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2013)	USA Norge	Analyserer tekniske, økonomiske og politiske aspekt ved utviklingen av solenergiens utvikling, i fortid og fremtid	Sol	-	LCOE Følsomhets-analyse	Kvantitativ, basert på sekundærdata.	-	LCOE for solenergi er for høy i forhold til konvensjonell energiproduksjon (olje, kull, etc.). Avhengig av fortsatt offentlig støtte og subsidieordninger for at utviklingen skal fortsette, samt incentiveløsninger for å velge vekk konvensjonell energi.

Artikkel av	Sted	Artikkelens formål	Energikilde(r)	Miljø-påvirkning	Verdsettelses-metode	Metode for datainnsamling	Forsknings-metode	Resultat
<b>Timilsina, van Kooten &amp; Narbel</b> (Energy Policy, 2011)	USA Canada Norge	En presentasjon av nåværende og fremtidig situasjon for vindkraft på et globalt nivå ved å se på blant annet ressursens potensial, installert kapasitet, økonomi, barrierer, og politikk relatert til klimaendringer.	Vind	Analyse av kostnader for miljøskader	LCOE	Sekundærkilder fra: Lazard IEA EIA	Case-studie	Økonomien rundt vindkart varierer signifikant fra land til land, og er fortsatt dyr i forhold til tradisjonell teknologi. En klimaskade kostnad på \$20/tCO <sub>2</sub> for fossilbart brennstoff vil gjøre onshore vindteknologien konkurransedyktig, mens for offshore kreves det en kostnad på \$100/tCO <sub>2</sub>
<b>Weijermars et. Al.</b> (Energy Strategy Reviews, 2018)	USA	En analyse om det er levedyktig å bruke tomme brønner tidligere brukt til olje- eller gassutvinning til utnyttelse av geotermisk energi og oppvarming av større nærings- eller industribygg.  En analyse om levedyktigheten til å utnytte tomme tidligere oljebrønner til oppvarming eller nedkjøling ved hjelp av geotermisk energi.	Geotermisk energi	Fokus på bærekraftighet og miljøvennlighet	Fokuserer mest på varmekapasitet	Kvalitativ – campusbygg på 8 km <sup>2</sup> på et universitet i Texas, USA.	Ingen egne kalkulasjoner eller beregninger	Fordi man unngår store borekostnader kan slike prosjekt være økonomisk levedyktig, men det innebærer mye risiko siden det er vanskelig å kartlegge varmekapasiteten. Ingen klar konklusjon som beskriver lønnsomheten Tidligere prosjekt (Rittershoffen Prosjektet) hadde ekstremt høye kostnader.

## Vedlegg B - intervjuguide

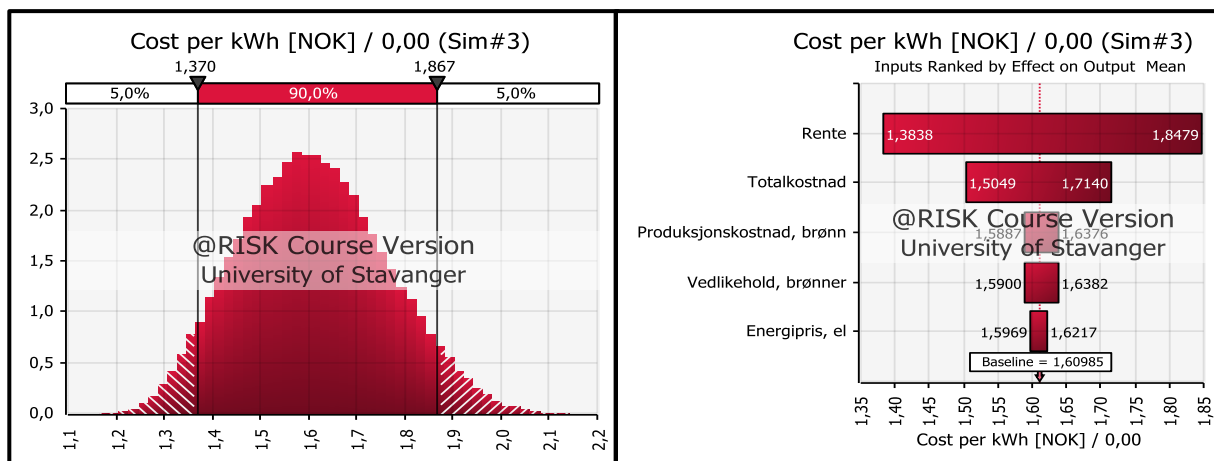
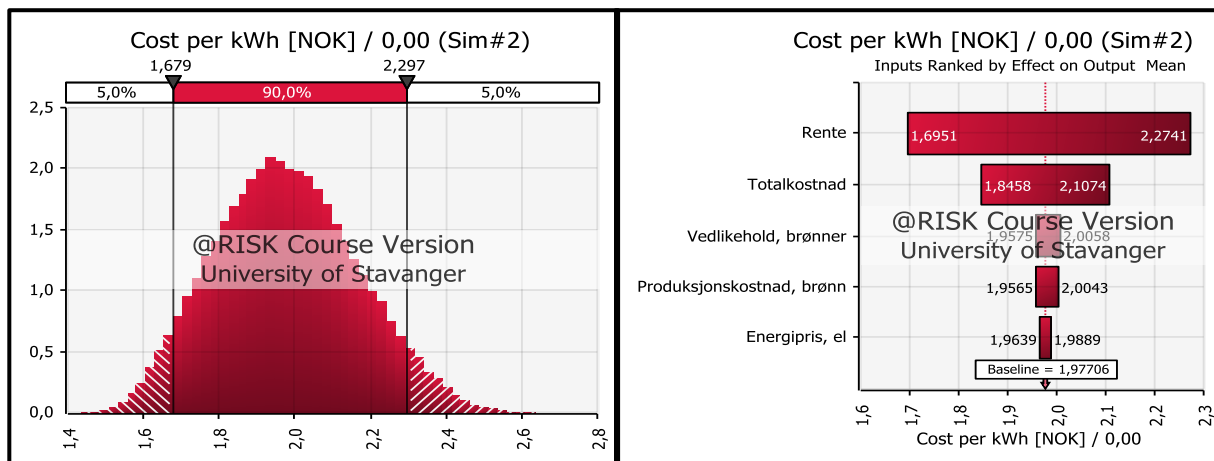
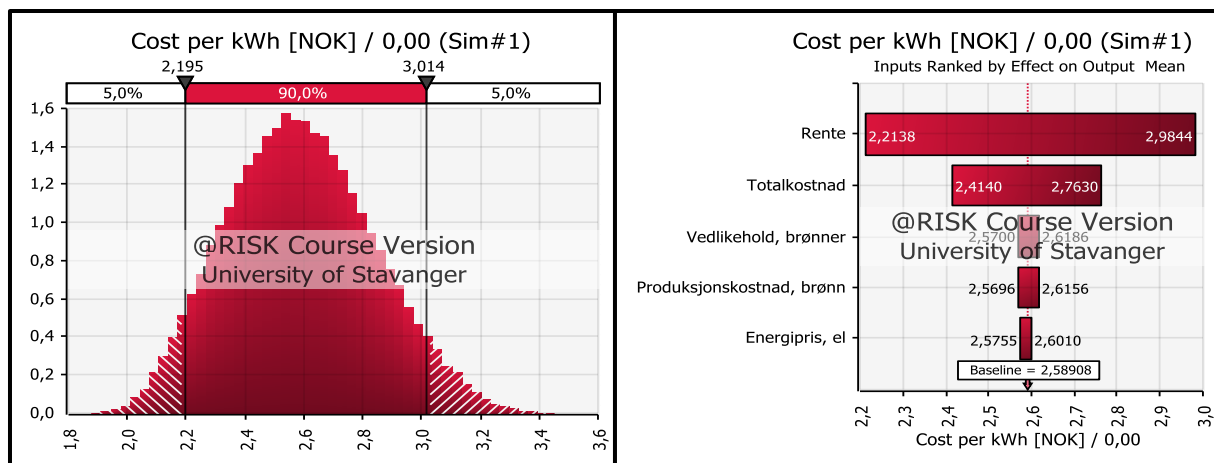
<b>Tema</b>	<b>Nøkkelord</b>	<b>Spørsmål</b>
<b>Historiske data</b>	<i>Tidligere kalkulasjoner</i>	<p>Nettonåverdianalyser</p> <p>Internal Rate of Return</p> <p>Nedbetalingsmetode</p> <p>Hvilken diskonteringsrente ble brukt i deres beregninger?</p> <p>Resultat?</p>
	<i>Analyser</i>	Har dere gjort analyser på kostnad per MW/h?
	<i>Subsidieordning</i>	<p>Hvor mye (%) av kostnadene dekkes av subsidier?</p> <p>Hvem får dere støtte fra?</p>
<b>Økonomiske data</b>	<i>Kostnad</i>	<p>Investeringskostnad</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Borekostnad - funksjon?</li> <li>- Installasjonskostnad</li> </ul> <p>O&amp;M-kostnader</p> <p>Salvage value</p> <p>Prosjektets levetid</p> <p>Forventet diskonteringsrente</p> <p>Forventet produksjon</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Daglig (MW)</li> </ul>
	<i>Inntekt</i>	<p>Salgspris (prosjekt)</p> <p>Break-even</p>
	<i>Profitt</i>	Er prosjektene lønnsomme?
	<i>Målgruppe</i>	<p>Hvem er målgruppen?</p> <p>Videre potensiell målgruppe?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Større industri/næringsbygg</li> </ul>

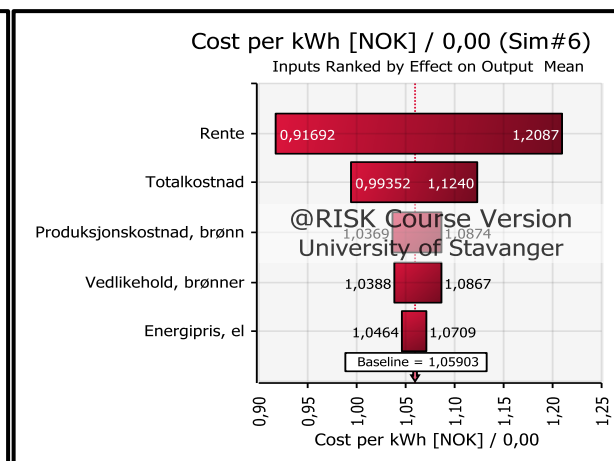
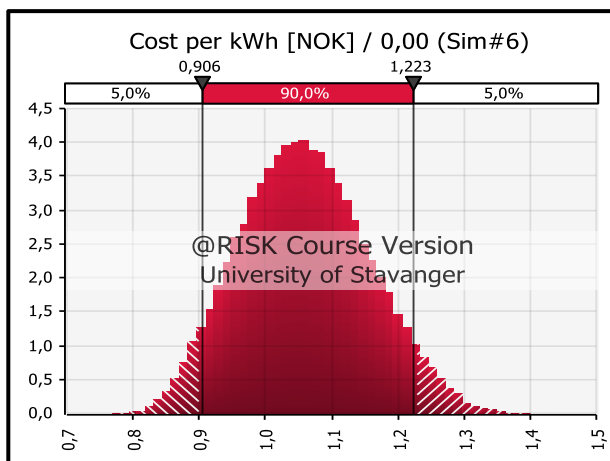
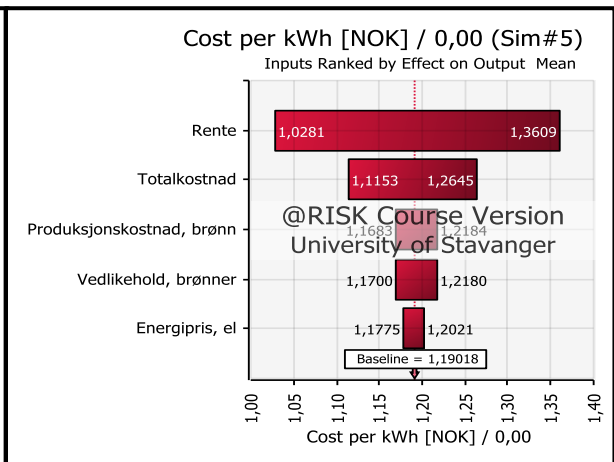
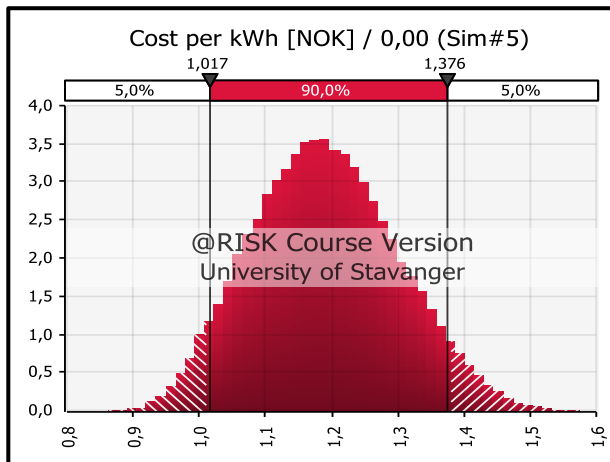
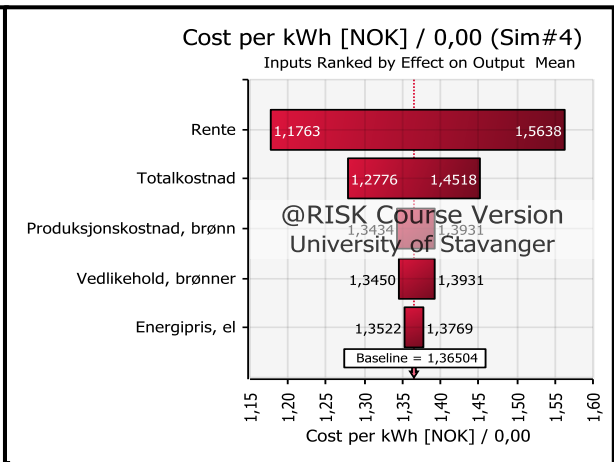
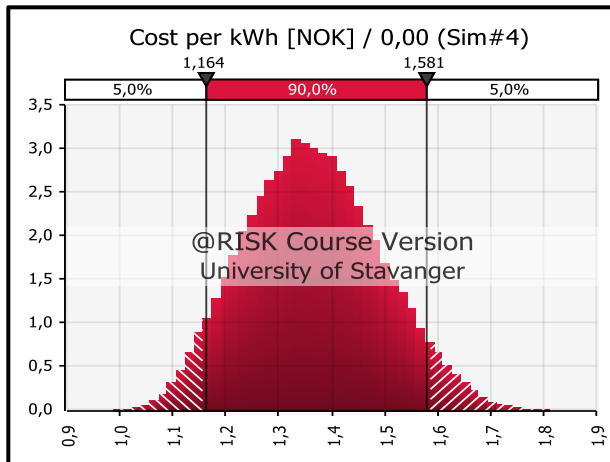
<b>Markedsspørsmål</b>	<i>Konkurransoversikt</i>	<p>Hvem er konkurrenter innen samme segment (oppvarming)? Konvensjonell strøm?</p> <p>Konkurrenter innen geotermisk energi?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Er det noen som produserer strøm fra geotermisk energi i Norge i dag?</li> <li>- Er det noen som produserer strøm med HDR i verden/Europa?</li> </ul> <p>Hva er deres konkurransefortrinn?</p>
<b>Miljømessige spørsmål</b>	<i>Utslipp</i>	<p>Direkte utslipp</p> <p>Indirekte utslipp</p>
<b>Geografiske spørsmål</b>	<i>Geografiske forutsetninger</i>	<p>Krav</p> <p>Høyde, dal, vær?</p>
	<i>Geologiske forutsetninger</i>	<p>Hvilke bergarter er foretrukket?</p> <p>Hvor er det størst forekomst av denne sort?</p> <p>Temperaturgradient (kart?)</p>
<b>Teknologiske spørsmål</b>	<i>Historisk utvikling</i>	<p>Historisk utvikling av det lukkede rørsystemet?</p> <p>Utvikling av HDR i Norge</p> <p>Fracking i Norge</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- hindringer</li> <li>- kostnader</li> </ul>

	<i>Varmedistribusjon</i>	<p>Transportkostnader av varme?</p> <p>Hvordan fraktes varmes rundt?</p> <p>Hva er maksimal temperaturgradient for rørene?</p> <p>Varmeveksler</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- potensiale</li> </ul>
	<i>Nøkkeltall</i>	<p>Jordens temperatur (snitt)</p> <p>Risiko:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Boring Fare for “dårlig” brønn</li> <li>- Drift</li> <li>- Utnyttelse</li> </ul> <p>Rør/brønn:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Utvinningskraft</li> <li>- Diameter på rør</li> <li>- Trykk - Liter/sekund</li> <li>- Tap av varme</li> <li>- Tap av vann</li> </ul> <p>Teknisk levetid</p> <p>Energi inn - energi ut (effektivisering)</p>
<b>Juridiske spørsmål</b>	<i>Tillatelser</i>	<p>Hvilke godkjenninger/ konsesjoner kreves for å kunne bore brønner når det går/ikke går ut over grunnvann?</p> <p>Regler angående dybde, eiendom, etc.</p>
	<i>Støtteordninger</i>	<p>Er det forpliktelse i forbindelse med diverse subsidier?</p>
	<i>Patent</i>	<p>Er teknologien med lukket rørsystem patentert?</p>

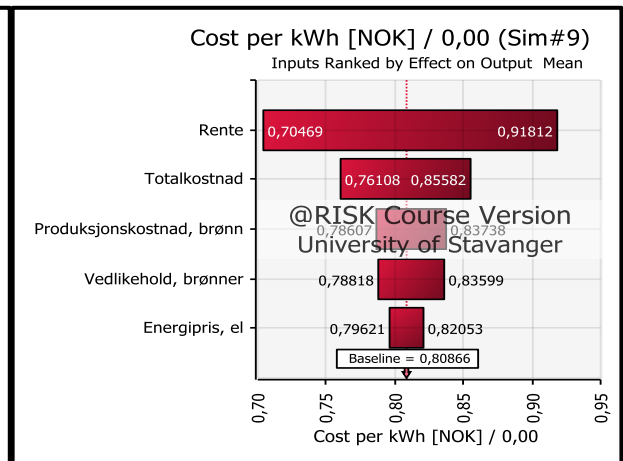
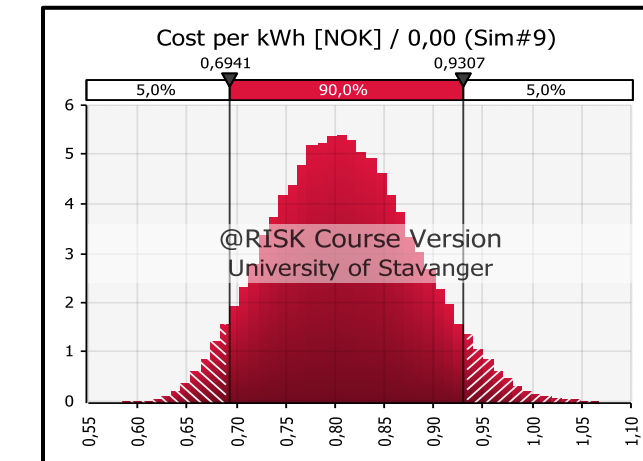
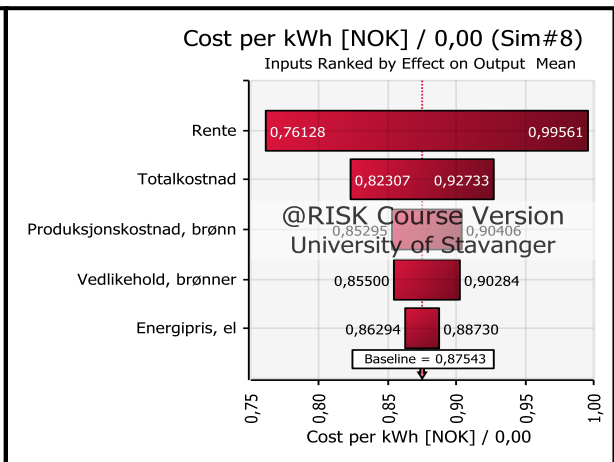
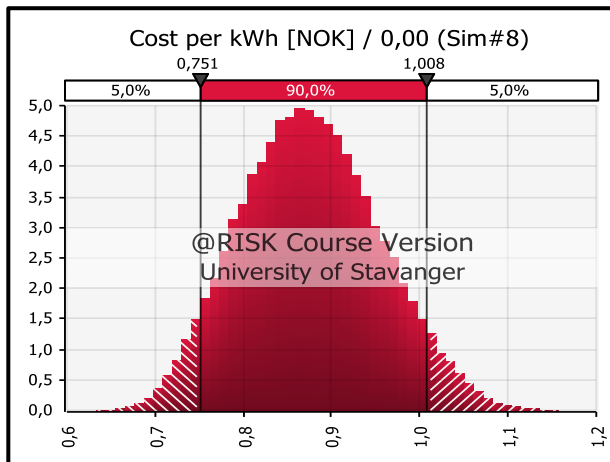
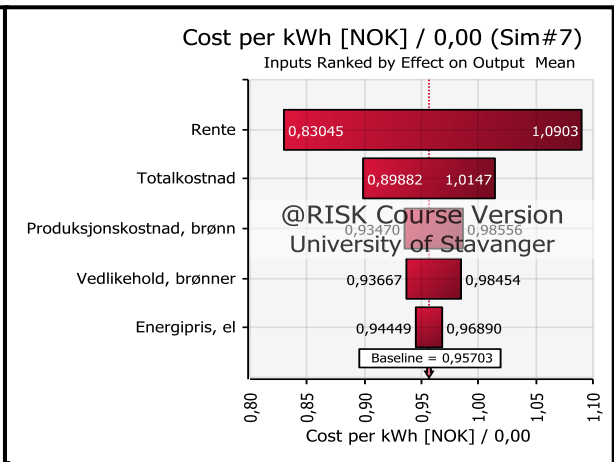
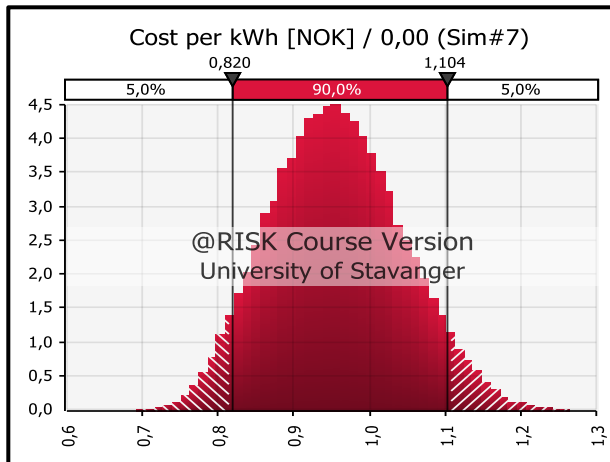
<b>Fremtidige planer</b>	<i>Strømproduksjon</i>	Hvilke målsetning har dere om å utvinne elektrisitet?  Hvis ja, når er det forventet at det vil settes igang
	<i>Varmepotensiale</i>	Hvor mye vil effekten øke ved å bruke varmeveksler? Hva med kostnaden?  Minimumskrav (temperatur) for bruk av varmeveksler?  Vil en annen produksjonsvæske ha effekt?
	<i>Potensiell konkurranse</i>	Vil andre energiformer i fremtiden øke konkurransen?
	<i>Fremtidige kostnader/inntekter</i>	Hvordan tror dere kostnadene blir fremover?  <b>Hvilken effekt vil den forventede lave strømprisen ha på etterspørsel etter slik grønn energi?</b>
	<i>Visjon/misjon</i>	Hva er visjonen og misjonen deres?
<b>Diverse</b>		Eiere av Rock Energy?  Investorer?

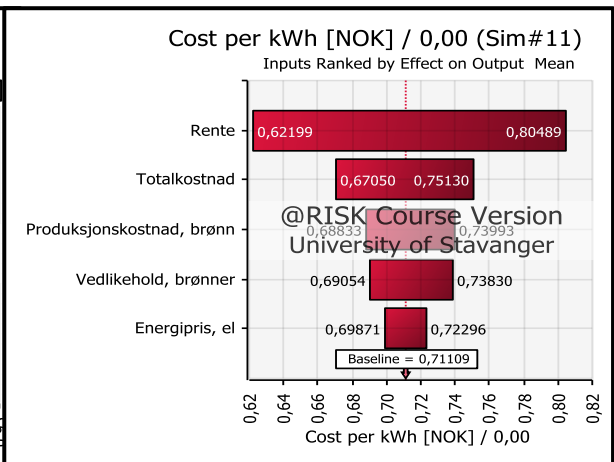
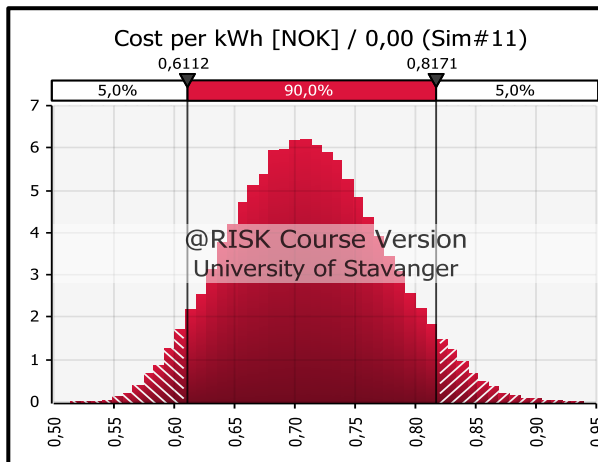
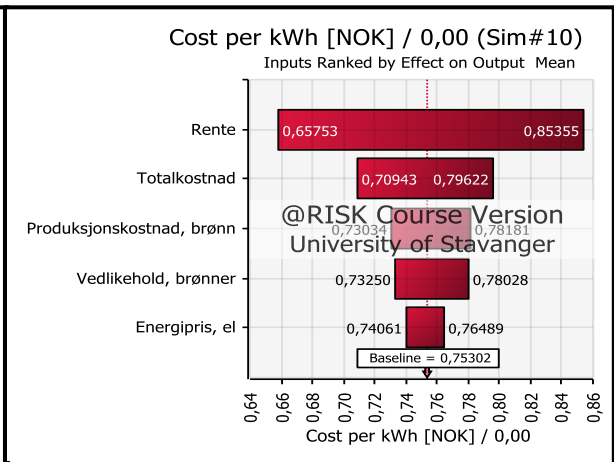
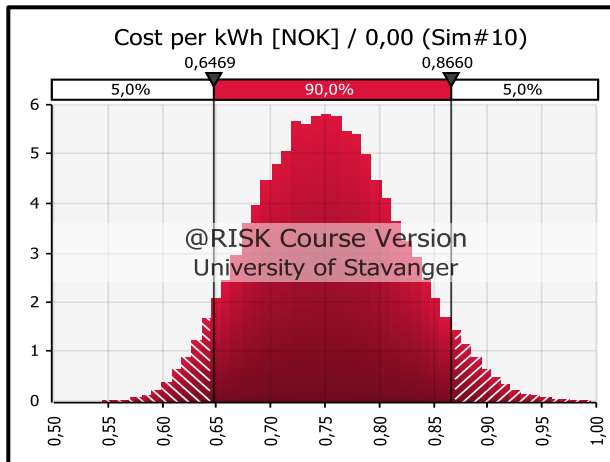
## Vedlegg C – Simuleringsresultat uten subsidier



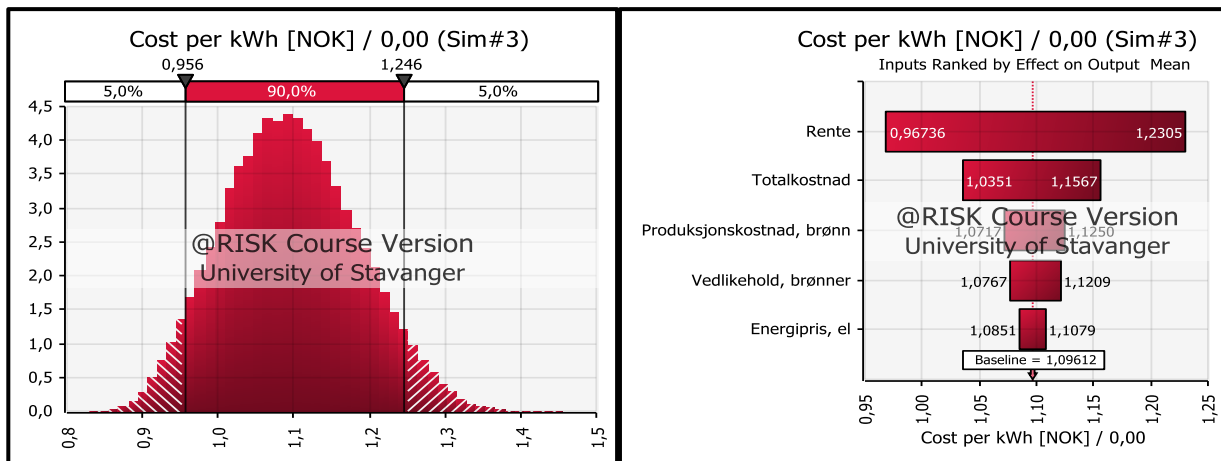
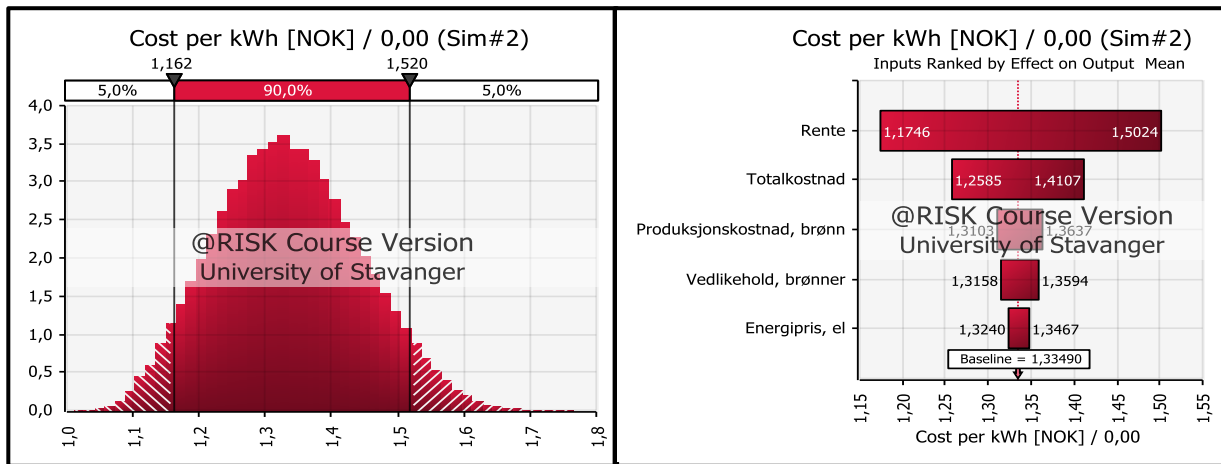
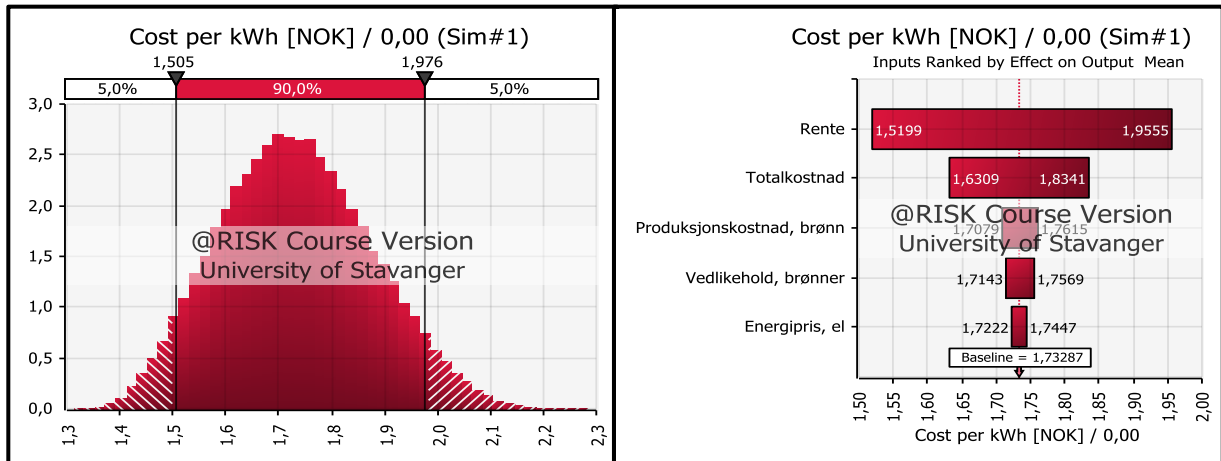


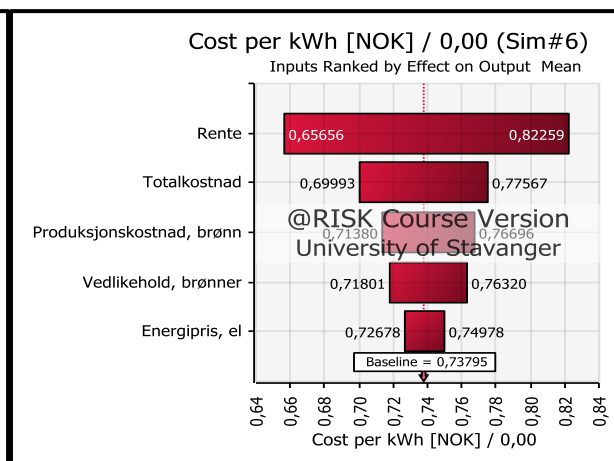
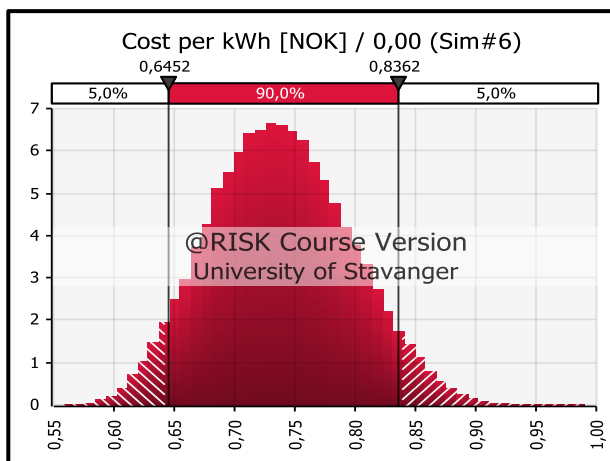
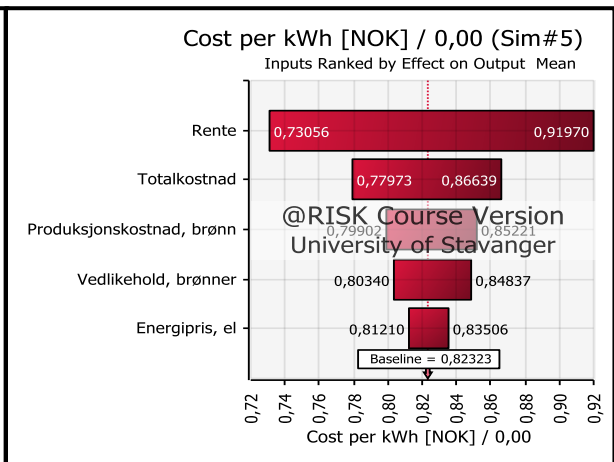
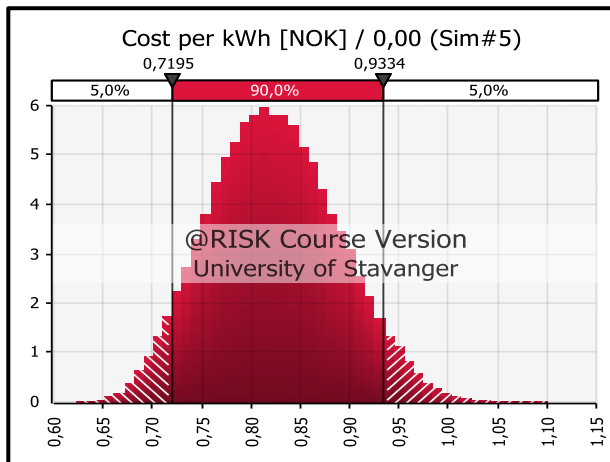
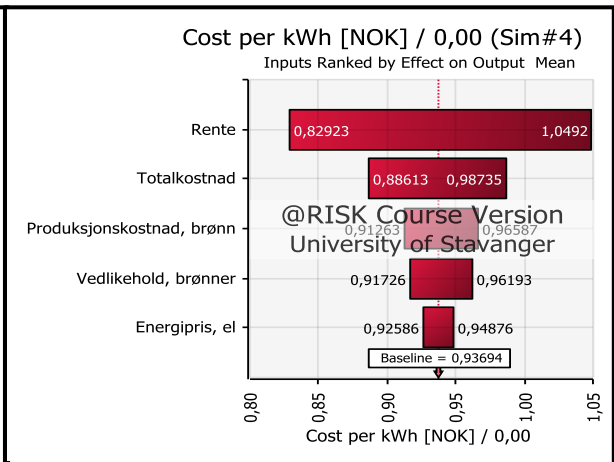
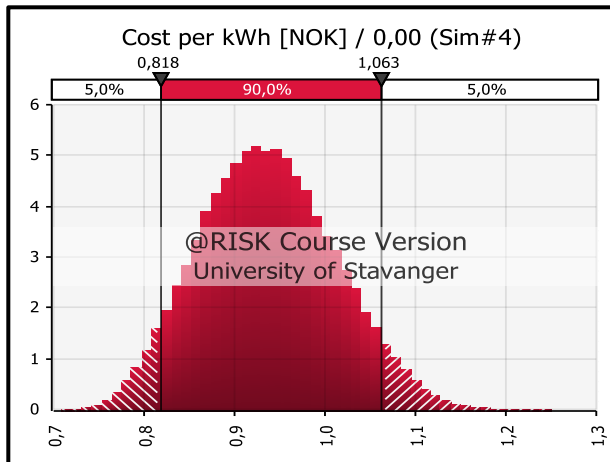


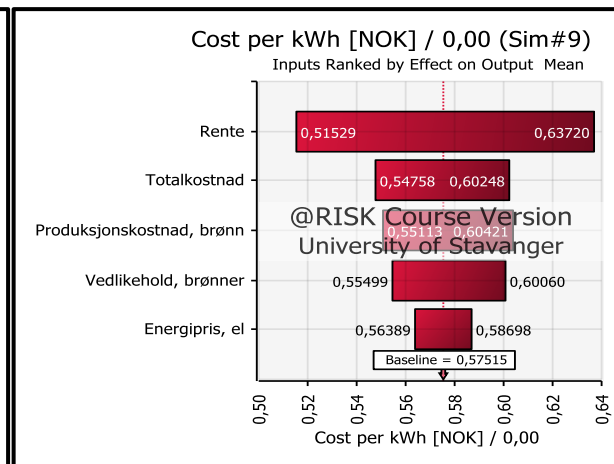
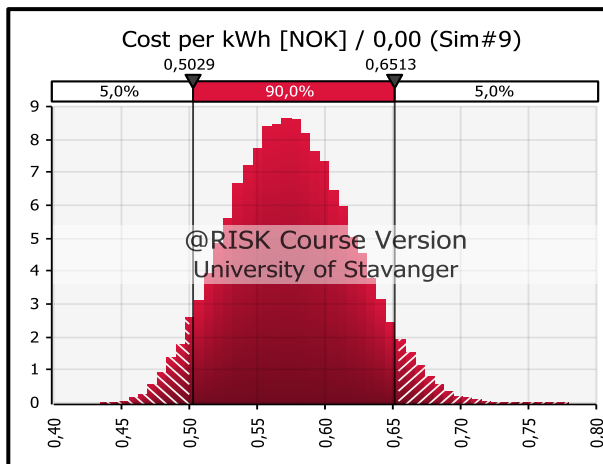
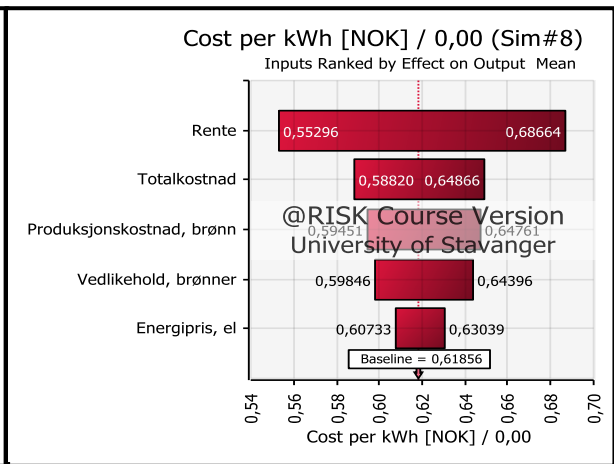
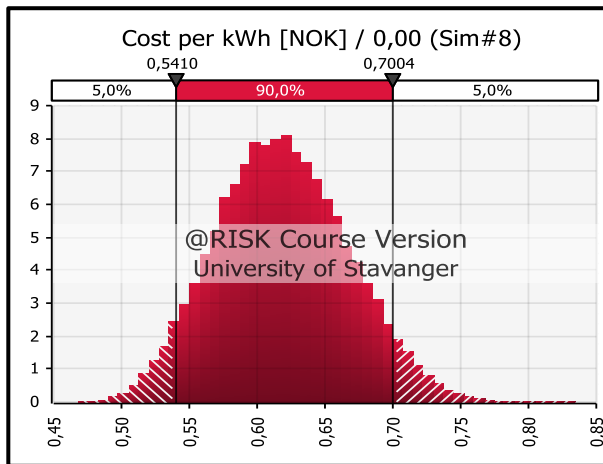
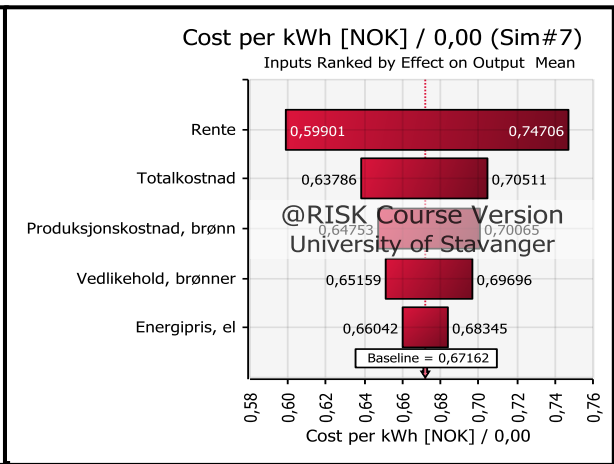
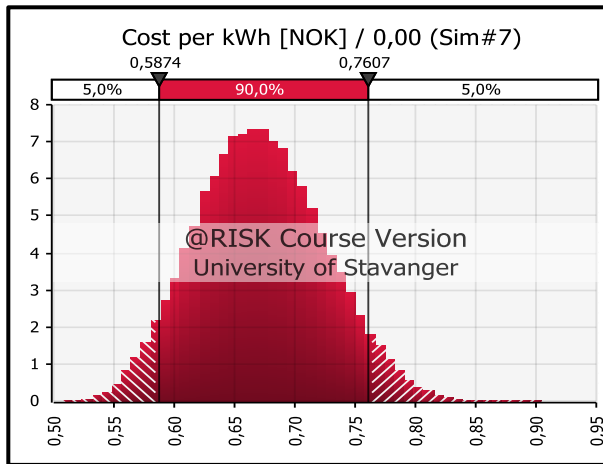


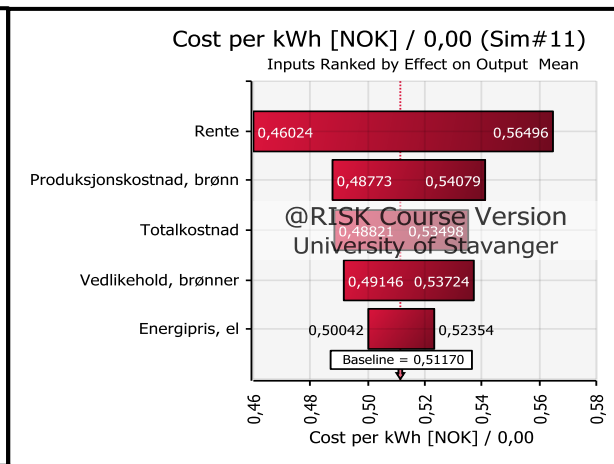
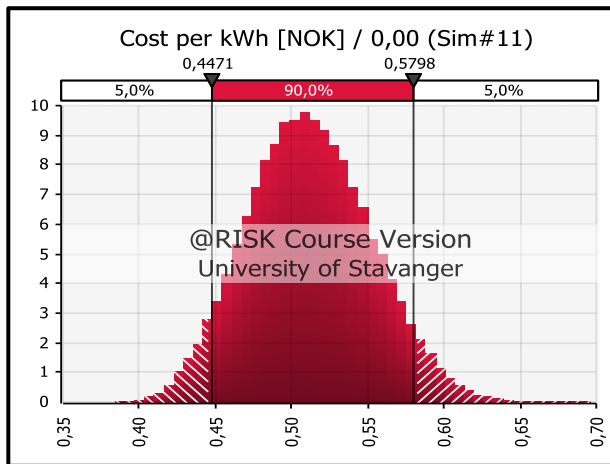
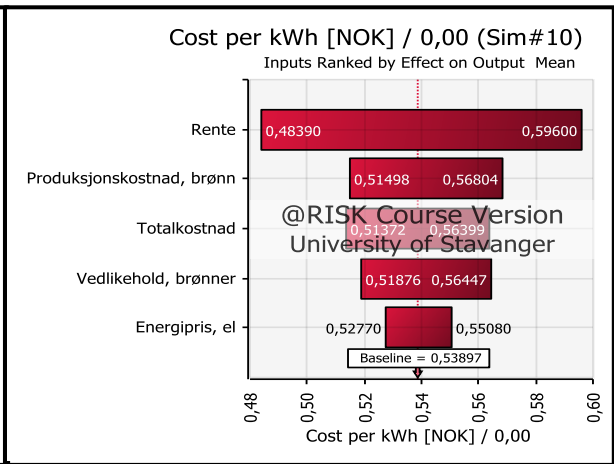
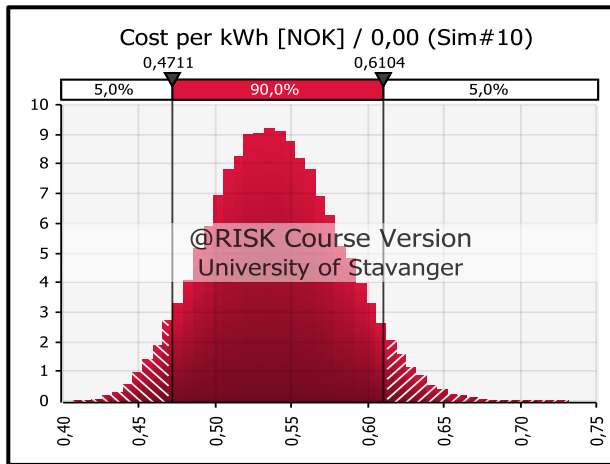


# Vedlegg D – Simuleringsresultat med subsidier









## Vedlegg E – Utsnitt av resultatet fra scenario 1

<b>Simulering 1</b>								
Name	Cost per kWh [NOK] / 0,00	kWh totalt / 0,00	Totalkostnad	Rente	Årlig energibehov	Energipris, el	Produksjonskostnac	Vedlikehold, brønn
Description	Output (Sim#1)	Output (Sim#1)	RiskTriang(E16,F16)	RiskTriang(E21,F21)	RiskSimtable(J24:T24)	RiskTriang(E29,F29)	RiskTriang(E30,F30)	RiskTriang(E32,F32)
Iteration / Cell	\$C\$61	\$C\$69	\$C\$16	\$C\$21	\$C\$26	\$C\$29	\$C\$30	\$C\$32
1	3,226	3 904 757,44	11 013 030,22	7,473822 %	300000	0,777916895	0,075269488	0,047524921
2	2,453	4 676 248,37	9 437 975,94	6,080017 %	300000	0,651894199	0,113404172	0,035387626
3	2,945	4 125 471,86	10 278 398,90	7,028275 %	300000	0,794866082	0,09787481	0,068312881
4	2,758	4 326 245,50	9 956 683,04	6,658173 %	300000	0,83915192	0,089091536	0,064664742
5	2,480	5 188 409,23	10 484 039,12	5,356505 %	300000	0,752598172	0,08182592	0,052132736
6	3,021	4 092 077,92	10 658 034,13	7,092937 %	300000	0,701754545	0,094012782	0,046669839
7	2,873	3 912 579,44	9 724 563,79	7,457267 %	300000	0,690765213	0,070910703	0,041214759
8	2,723	4 639 025,54	10 624 577,50	6,137899 %	300000	0,705939585	0,059129748	0,065380831
9	2,503	5 173 105,85	10 562 527,55	5,376353 %	300000	0,705637998	0,086995056	0,056624761
10	2,381	5 365 076,32	10 220 302,10	5,134291 %	300000	0,722938769	0,098586393	0,055968834
99990	2,872	3 779 401,73	9 172 676,55	7,747515 %	300000	0,768004254	0,109895279	0,070187714
99991	2,335	5 317 706,33	10 011 341,54	5,192658 %	300000	0,658080327	0,102655911	0,038851771
99992	2,902	4 125 176,70	10 311 331,64	7,028843 %	300000	0,721715612	0,05500585	0,055795904
99993	2,357	5 383 585,83	10 092 970,97	5,111718 %	300000	0,676328992	0,093800458	0,071792416
99994	2,577	5 106 975,88	10 863 458,21	5,463271 %	300000	0,743887585	0,075607141	0,051221343
99995	2,261	5 554 152,78	10 103 581,80	4,909626 %	300000	0,683610141	0,050625215	0,053012037
99996	2,546	4 689 602,08	9 879 151,46	6,059446 %	300000	0,650494187	0,090573859	0,05491479
99997	2,596	4 756 814,38	10 163 688,74	5,957414 %	300000	0,758925395	0,060453338	0,082776094
99998	2,309	5 584 542,88	10 235 050,40	4,874698 %	300000	0,799531366	0,081992224	0,053354046
99999	3,034	4 367 946,94	11 171 853,66	6,585063 %	300000	0,74243466	0,124523346	0,06910583
100000	2,591	4 571 754,45	9 801 934,50	6,244567 %	300000	0,756575053	0,081706721	0,060862453

Simulering 6								
Name	Cost per kWh [NOK] / 0,00	kWh totalt / 0,00	Totalkostnad	Rente	Årlig energibehov	Energipris, el	Produksjonskostnac	Vedlikehold, brønn
Description	Output (Sim#6)	Output (Sim#6)	RiskTriang(E16,F16)	RiskTriang(E21,F21)	RiskSimtable(J24:T24)	RiskTriang(E29,F29)	RiskTriang(E30,F30)	RiskTriang(E32,F32)
Iteration / Cell	\$C\$61	\$C\$69	\$C\$16	\$C\$21	\$C\$26	\$C\$29	\$C\$30	\$C\$32
1	1,291	10 412 680,87	11 013 030,22	7,473822 %	800000	0,777916895	0,075269488	0,047524921
2	0,999	12 469 988,90	9 437 975,94	6,080017 %	800000	0,651894199	0,113404172	0,035387626
3	1,210	11 001 252,33	10 278 398,90	7,028275 %	800000	0,794866082	0,09787481	0,068312881
4	1,136	11 536 648,42	9 956 683,04	6,658173 %	800000	0,83915192	0,089091536	0,064664742
5	1,013	13 835 750,45	10 484 039,12	5,356505 %	800000	0,752598172	0,08182592	0,052132736
6	1,216	10 912 201,87	10 658 034,13	7,092937 %	800000	0,701754545	0,094012782	0,046669839
7	1,147	10 433 539,52	9 724 563,79	7,457267 %	800000	0,690765213	0,070910703	0,041214759
8	1,101	12 370 728,07	10 624 577,50	6,137899 %	800000	0,705939585	0,059129748	0,065380831
9	1,024	13 794 941,46	10 562 527,55	5,376353 %	800000	0,705637998	0,086995056	0,056624761
10	0,983	14 306 862,43	10 220 302,10	5,134291 %	800000	0,722938769	0,098586393	0,055968834
99990	1,188	10 078 399,16	9 172 676,55	7,747515 %	800000	0,768004254	0,109895279	0,070187714
99991	0,953	14 180 542,54	10 011 341,54	5,192658 %	800000	0,658080327	0,102655911	0,038851771
99992	1,162	11 000 465,25	10 311 331,64	7,028843 %	800000	0,721715612	0,05500585	0,055795904
99993	0,978	14 356 221,12	10 092 970,97	5,111718 %	800000	0,676328992	0,093800458	0,071792416
99994	1,046	13 618 594,98	10 863 458,21	5,463271 %	800000	0,743887585	0,075607141	0,051221343
99995	0,914	14 811 066,06	10 103 581,80	4,909626 %	800000	0,683610141	0,050625215	0,053012037
99996	1,037	12 505 598,77	9 879 151,46	6,059446 %	800000	0,650494187	0,090573859	0,05491479
99997	1,067	12 684 831,48	10 163 688,74	5,957414 %	800000	0,758925395	0,060453338	0,082776094
99998	0,953	14 892 106,27	10 235 050,40	4,874698 %	800000	0,799531366	0,081992224	0,053354046
99999	1,251	11 647 852,19	11 171 853,66	6,585063 %	800000	0,74243466	0,124523346	0,06910583
100000	1,062	12 191 338,60	9 801 934,50	6,244567 %	800000	0,756575053	0,081706721	0,060862453



<b>Simulering 11</b>								
Name	Cost per kWh [NOK] / 0,00	kWh totalt / 0,00	Totalkostnad	Rente	Årlig energibehov	Energipris, el	Produksjonskostnad	Vedlikehold, brønn
Description	Output (Sim#11)	Output (Sim#11)	RiskTriang(E16,F16)	RiskTriang(E21,F21)	RiskSimtable(J24:T24)	RiskTriang(E29,F29)	RiskTriang(E30,F30)	RiskTriang(E32,F32)
Iteration / Cell	\$C\$61	\$C\$69	\$C\$16	\$C\$21	\$C\$26	\$C\$29	\$C\$30	\$C\$32
1	0,851	16 767 808,95	11 013 030,22	7,473822 %	1288260,804	0,777916895	0,075269488	0,047524921
2	0,669	20 080 745,20	9 437 975,94	6,080017 %	1288260,804	0,651894199	0,113404172	0,035387626
3	0,815	17 715 600,76	10 278 398,90	7,028275 %	1288260,804	0,794866082	0,09787481	0,068312881
4	0,768	18 577 762,92	9 956 683,04	6,658173 %	1288260,804	0,83915192	0,089091536	0,064664742
5	0,680	22 280 066,31	10 484 039,12	5,356505 %	1288260,804	0,752598172	0,08182592	0,052132736
6	0,806	17 572 200,51	10 658 034,13	7,092937 %	1288260,804	0,701754545	0,094012782	0,046669839
7	0,755	16 801 398,17	9 724 563,79	7,457267 %	1288260,804	0,690765213	0,070910703	0,041214759
8	0,732	19 920 902,93	10 624 577,50	6,137899 %	1288260,804	0,705939585	0,059129748	0,065380831
9	0,687	22 214 350,53	10 562 527,55	5,376353 %	1288260,804	0,705637998	0,086995056	0,056624761
10	0,666	23 038 710,10	10 220 302,10	5,134291 %	1288260,804	0,722938769	0,098586393	0,055968834
99990	0,804	16 229 506,47	9 172 676,55	7,747515 %	1288260,804	0,768004254	0,109895279	0,070187714
99991	0,638	22 835 293,91	10 011 341,54	5,192658 %	1288260,804	0,658080327	0,102655911	0,038851771
99992	0,766	17 714 333,32	10 311 331,64	7,028843 %	1288260,804	0,721715612	0,05500585	0,055795904
99993	0,665	23 118 193,66	10 092 970,97	5,111718 %	1288260,804	0,676328992	0,093800458	0,071792416
99994	0,698	21 930 375,23	10 863 458,21	5,463271 %	1288260,804	0,743887585	0,075607141	0,051221343
99995	0,608	23 850 642,22	10 103 581,80	4,909626 %	1288260,804	0,683610141	0,050625215	0,053012037
99996	0,694	20 138 088,69	9 879 151,46	6,059446 %	1288260,804	0,650494187	0,090573859	0,05491479
99997	0,719	20 426 711,75	10 163 688,74	5,957414 %	1288260,804	0,758925395	0,060453338	0,082776094
99998	0,645	23 981 143,37	10 235 050,40	4,874698 %	1288260,804	0,799531366	0,081992224	0,053354046
99999	0,845	18 756 837,23	11 171 853,66	6,585063 %	1288260,804	0,74243466	0,124523346	0,06910583
100000	0,714	19 632 027,43	9 801 934,50	6,244567 %	1288260,804	0,756575053	0,081706721	0,060862453

## Vedlegg F – Utsnitt av resultatet fra scenario 2

Simulering 1								
Name	Cost per kWh [NOK] / 0,00	kWh totalt / 0,00	Totalkostnad	Rente	Årlig energibehov 11 sim	Energipris, el	Produksjonskostnad, brønn	Vedlikehold, brønner
Description	Output (Sim#1)	Output (Sim#1)	RiskTriang(E16,F16,G16) (Sim#1)	RiskTriang(E21,F21,G21) (Sim#1)	RiskSimtable(J24:T24) (Sim#1)	RiskTriang(E29,F29,G29) (Sim#1)	RiskTriang(E30,F30,G30) (Sim#1)	RiskTriang(E32,F32,G32) (Sim#1)
Iteration / Cell	\$C\$61	\$C\$69	\$C\$16	\$C\$21	\$C\$26	\$C\$29	\$C\$30	\$C\$32
1	1,727	4 931 703,22	10 656 217,96	5,703142 %	300000	0,740547033	0,059965133	0,048013862
2	1,626	5 356 630,58	10 572 807,92	5,144635 %	300000	0,719829872	0,049988626	0,055810051
3	1,574	5 502 315,14	9 730 188,54	4,969942 %	300000	0,763828999	0,120778039	0,068413401
4	1,782	4 496 235,31	9 778 252,07	6,367601 %	300000	0,700088196	0,106015221	0,08456594
5	1,765	4 641 272,49	10 167 536,37	6,134382 %	300000	0,596254005	0,079531366	0,081621852
6	1,813	4 219 372,48	9 641 448,53	6,851317 %	300000	0,793569823	0,062531407	0,079977388
7	1,818	4 577 521,94	10 386 742,60	6,235315 %	300000	0,775116984	0,10125638	0,052599691
8	1,713	4 341 585,64	9 135 301,33	6,631136 %	300000	0,649995625	0,092592355	0,079455658
9	1,884	4 314 713,84	10 083 787,72	6,678609 %	300000	0,676453837	0,112979548	0,095999422
10	1,707	5 056 338,69	10 750 550,15	5,531121 %	300000	0,660260758	0,069654872	0,046111959
99990	1,551	5 582 016,02	10 383 298,76	4,877590 %	300000	0,723571606	0,723571606	0,034418861
99991	1,855	4 633 915,27	10 667 111,31	6,145908 %	300000	0,771942091	0,771942091	0,087796489
99992	1,435	6 043 335,72	9 579 868,86	4,382873 %	300000	0,677979591	0,677979591	0,037500956
99993	1,737	4 218 501,32	9 431 050,37	6,852927 %	300000	0,666817552	0,666817552	0,040644565
99994	2,016	4 085 796,25	10 628 824,23	7,105205 %	300000	0,693662668	0,693662668	0,091891681
99995	1,551	5 459 862,60	10 128 165,35	5,020045 %	300000	0,703273318	0,703273318	0,04082512
99996	1,689	4 643 089,82	9 532 023,66	6,131540 %	300000	0,693227585	0,693227585	0,06315331
99997	1,849	4 167 508,08	9 683 714,90	6,948186 %	300000	0,737295106	0,737295106	0,085720637
99998	1,821	4 167 202,36	9 745 451,17	6,948763 %	300000	0,604913878	0,604913878	0,076547609
99999	1,860	3 767 151,65	9 309 016,28	7,775139 %	300000	0,795338022	0,795338022	0,033239744
100000	1,755	4 613 318,75	10 097 012,07	6,178343 %	300000	0,801708871	0,801708871	0,040655786

Simulering 6								
Name	Cost per kWh [NOK] / 0,00	kWh totalt / 0,00	Totalkostnad	Rente	Årlig energibehov 11 sim	Energipris, el	Produksjonskostnad, brønn	Vedlikehold, brønner
Description	Output (Sim#6)	Output (Sim#6)	RiskTriang(E16,F16,G16) (Sim#6)	RiskTriang(E21,F21,G21) (Sim#6)	RiskSimtable(J24:T24) (Sim#6)	RiskTriang(E29,F29,G29) (Sim#6)	RiskTriang(E30,F30,G30) (Sim#6)	RiskTriang(E32,F32,G32) (Sim#6)
Iteration / Cell	\$C\$61	\$C\$69	\$C\$16	\$C\$21	\$C\$26	\$C\$29	\$C\$30	\$C\$32
1	0,718	13 151 201,47	10 656 217,96	5,703142 %	800000	0,740547033	0,059965133	0,048013862
2	0,679	14 284 340,47	10 572 807,92	5,144635 %	800000	0,719829872	0,049988626	0,055810051
3	0,701	14 672 832,42	9 730 188,54	4,969942 %	800000	0,763828999	0,120778039	0,068413401
4	0,778	11 989 954,33	9 778 252,07	6,367601 %	800000	0,700088196	0,106015221	0,08456594
5	0,752	12 376 719,93	10 167 536,37	6,134382 %	800000	0,596254005	0,079531366	0,081621852
6	0,775	11 251 653,84	9 641 448,53	6,851317 %	800000	0,793569823	0,062531407	0,079977388
7	0,777	12 206 718,57	10 386 742,60	6,235315 %	800000	0,775116984	0,10125638	0,052599691
8	0,740	11 577 555,44	9 135 301,33	6,631136 %	800000	0,649995625	0,092592355	0,079455658
9	0,824	11 505 897,34	10 083 787,72	6,678609 %	800000	0,676453837	0,112979548	0,095999422
10	0,709	13 483 562,55	10 750 550,15	5,531121 %	800000	0,660260758	0,069654872	0,046111959
99990	0,643	14 885 367,98	10 383 298,76	4,877590 %	800000	0,723571606	0,05998642	0,034418861
99991	0,801	12 357 100,70	10 667 111,31	6,145908 %	800000	0,771942091	0,078101266	0,087796489
99992	0,622	16 115 553,19	9 579 868,86	4,382873 %	800000	0,677979591	0,119273494	0,037500956
99993	0,718	11 249 330,75	9 431 050,37	6,852927 %	800000	0,666817552	0,068862878	0,040644565
99994	0,863	10 895 450,78	10 628 824,23	7,105205 %	800000	0,693662668	0,088274439	0,091891681
99995	0,647	14 559 625,72	10 128 165,35	5,020045 %	800000	0,703273318	0,063799531	0,04082512
99996	0,728	12 381 566,14	9 532 023,66	6,131540 %	800000	0,693227585	0,100347525	0,06315331
99997	0,799	11 113 348,87	9 683 714,90	6,948186 %	800000	0,737295106	0,084572445	0,085720637
99998	0,765	11 112 533,62	9 745 451,17	6,948763 %	800000	0,604913878	0,062882194	0,076547609
99999	0,765	10 045 732,31	9 309 016,28	7,775139 %	800000	0,795338022	0,061406607	0,033239744
100000	0,743	12 302 176,66	10 097 012,07	6,178343 %	800000	0,801708871	0,090459511	0,040655786

Simulering 11								
Name	Cost per kWh [NOK] / 0,00	kWh totalt / 0,00	Totalkostnad	Rente	Årlig energibehov 11 sim	Energipris, el	Produksjonskostnad, brønn	Vedlikehold, brønner
Description	Output (Sim#11)	Output (Sim#11)	RiskTriang(E16,F16,G16) (Sim#11)	RiskTriang(E21,F21,G21) (Sim#11)	RiskSimtable(J24:T24) (Sim#11)	RiskTriang(E29,F29,G29) (Sim#11)	RiskTriang(E30,F30,G30) (Sim#11)	RiskTriang(E32,F32,G32) (Sim#11)
Iteration / Cell	\$C\$61	\$C\$69	\$C\$16	\$C\$21	\$C\$26	\$C\$29	\$C\$30	\$C\$32
1	0,489	21 177 719,40	10 656 217,96	5,703142 %	1288260,804	0,740547033	0,059965133	0,048013862
2	0,464	23 002 442,40	10 572 807,92	5,144635 %	1288260,804	0,719829872	0,049988626	0,055810051
3	0,503	23 628 041,01	9 730 188,54	4,969942 %	1288260,804	0,763828999	0,120778039	0,068413401
4	0,550	19 307 733,13	9 778 252,07	6,367601 %	1288260,804	0,700088196	0,106015221	0,08456594
5	0,521	19 930 551,78	10 167 536,37	6,134382 %	1288260,804	0,596254005	0,079531366	0,081621852
6	0,539	18 118 828,79	9 641 448,53	6,851317 %	1288260,804	0,793569823	0,062531407	0,079977388
7	0,540	19 656 794,19	10 386 742,60	6,235315 %	1288260,804	0,775116984	0,10125638	0,052599691
8	0,519	18 643 636,56	9 135 301,33	6,631136 %	1288260,804	0,649995625	0,092592355	0,079455658
9	0,584	18 528 243,66	10 083 787,72	6,678609 %	1288260,804	0,676453837	0,112979548	0,095999422
10	0,482	21 712 929,03	10 750 550,15	5,531121 %	1288260,804	0,660260758	0,069654872	0,046111959
99990	0,436	23 970 292,53	10 383 298,76	4,877590 %	1288260,804	0,723571606	0,05998642	0,034418861
99991	0,561	19 898 958,43	10 667 111,31	6,145908 %	1288260,804	0,771942091	0,078101266	0,087796489
99992	0,437	25 951 291,54	9 579 868,86	4,382873 %	1288260,804	0,677979591	0,119273494	0,037500956
99993	0,487	18 115 087,86	9 431 050,37	6,852927 %	1288260,804	0,666817552	0,068862878	0,040644565
99994	0,601	17 545 225,80	10 628 824,23	7,105205 %	1288260,804	0,693662668	0,088274439	0,091891681
99995	0,442	23 445 741,34	10 128 165,35	5,020045 %	1288260,804	0,703273318	0,063799531	0,04082512
99996	0,509	19 938 355,74	9 532 023,66	6,131540 %	1288260,804	0,693227585	0,100347525	0,06315331
99997	0,560	17 896 112,73	9 683 714,90	6,948186 %	1288260,804	0,737295106	0,084572445	0,085720637
99998	0,525	17 894 799,91	9 745 451,17	6,948763 %	1288260,804	0,604913878	0,062882194	0,076547609
99999	0,517	16 176 902,20	9 309 016,28	7,775139 %	1288260,804	0,795338022	0,061406607	0,033239744
100000	0,513	19 810 512,82	10 097 012,07	6,178343 %	1288260,804	0,801708871	0,090459511	0,040655786