



Ea Energianalyse

COWI



DANSK FJERNVARMES
Geotermiselskab

Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder

**Beregning af geotermianlæg og muligheder for
indpasning i fjernvarmeforsyningen**

15-09-2015

Udarbejdet af: Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, COWI og
Ea Energianalyse

Indhold

1	Sammenfatning	5
2	Introduktion	10
	2.1 Indledning	10
	2.2 Projektets baggrund og formål.....	10
	2.3 Proces og arbejdsgang.....	12
	2.4 Rapportens opbygning	15
3	Generelt om geotermi	17
	3.1 Det geologiske grundlag	17
	3.2 Det tekniske koncept.....	19
	3.3 Geotermi i fjernvarmesystemerne	21
	3.4 Erfaringerne med geotermi i Danmark.....	21
	3.5 Tidligere kortlægninger af potentialet for geotermi	22
	3.6 Andre initiativer og projekter	23
4	Metoder og forudsætninger.....	24
	4.1 Geologiske vurderinger	24
	4.2 Data for fjernvarmenettene	25
	4.3 Lokalisering af geotermianlæggene	26
	4.4 Beregninger og økonomiske vurderinger af geotermianlæg	27
	4.5 Scenarier og forudsætninger for indpasning i fjernvarmenettene ..	29
5	Resultater for de 28 screenede fjernvarmeområder.....	35
	5.1 Resultater per område	35
	5.2 Resultater – geotermianlæg.....	36
	5.3 Resultater – varmeproduktion og varmeproduktionsomkostninger	43
	5.4 Sammenligning af absorptions og el-varmepumper	54
6	Samlede billeder for 28 geotermianlæg	59

6.1	Fjernvarmeproduktion	60
6.2	Biomasseforbrug.....	62
6.3	CO ₂ -udledning.....	65
6.4	Sammenhæng med det øvrige energisystem.....	67
6.5	Selskabsøkonomiske virkninger.....	67
6.6	Samfundsøkonomiske virkninger	69
6.7	Følsomhedsanalyser	71
7	Perspektivering af mulighederne for geotermi i 28 fjernvarmeområder	76
7.1	Geologisk grundlag de 28 områder	76
7.2	Tekniske muligheder for geotermi	77
7.3	Økonomiske muligheder for geotermi	77
7.4	Kriterier for udbygning og indfasning.....	78
7.5	Vurdering af barrierer for geotermi	79
8	Referencer	82
	Bilag 1: Generelle forudsætninger for beregning af geotermianlæg til screening.....	83
	Bilag 2: Scenarierammer og forudsætninger	84
	Bilag 3: Områderapporter for de 28 områder	85

1 Sammenfatning

Geotermi er en vedvarende energikilde, der potentielt kan medvirke til at nå de politiske mål om udfasning af de fossile brændsler i den danske fjernvarmeforsyning. I modsætning til andre vedvarende energikilder er energiproduktionen fra geotermi ikke afhængig af vejrforholdene, og geotermi kan dermed bidrage til, at opretholde stabiliteten i energisystemet. Ved at bidrage til en flerstrengt fjernvarmeforsyning, kan geotermi medvirke til, at følsomheden for eventuelle prisstigninger på importerede brændsler som for eksempel biomasse reduceres.

Tidligere kortlægninger har vist, at der er et potentiale for udnyttelse af geotermisk energi i store dele af landet, men at der er betydelige regionale og lokale forskelle på forekomsten og kvaliteten af de forskellige reservoirer. Der er på nuværende tidspunkt etableret tre geotermianlæg i Danmark, i henholdsvis Thisted, Sønderborg og Amager.

Baggrund for projektet

I den Energipolitiske aftale fra marts 2012 blev der afsat midler til at fremme vedvarende energi (VE), herunder geotermi, i fjernvarmesystemerne, og på baggrund af forslag fra en rundbordsamtale afholdt af Klima-, Energi- og Bygningsministeren, blev det efterfølgende besluttet, at udføre en undersøgelse af mulighederne for indpasning af geotermi i udvalgte fjernvarmesystemer i Danmark.

Dette projekt har undersøgt virkningerne af, at indføre geotermi i 28, af Energistyrelsen udvalgte, fjernvarmeområder i Danmark. Det er dog vigtigt at pointere, at rapporten ikke kan anses som en fyldestgørende opgørelse af potentialet for geotermi i Danmark. Det skyldes blandt andet, at der kun er regnet på ét geotermianlæg i hvert område, mens der i nogle områder potentielt er plads til flere, samt at også andre områder end de 28 har potentiale for geotermi.

Grundlag for beregningerne

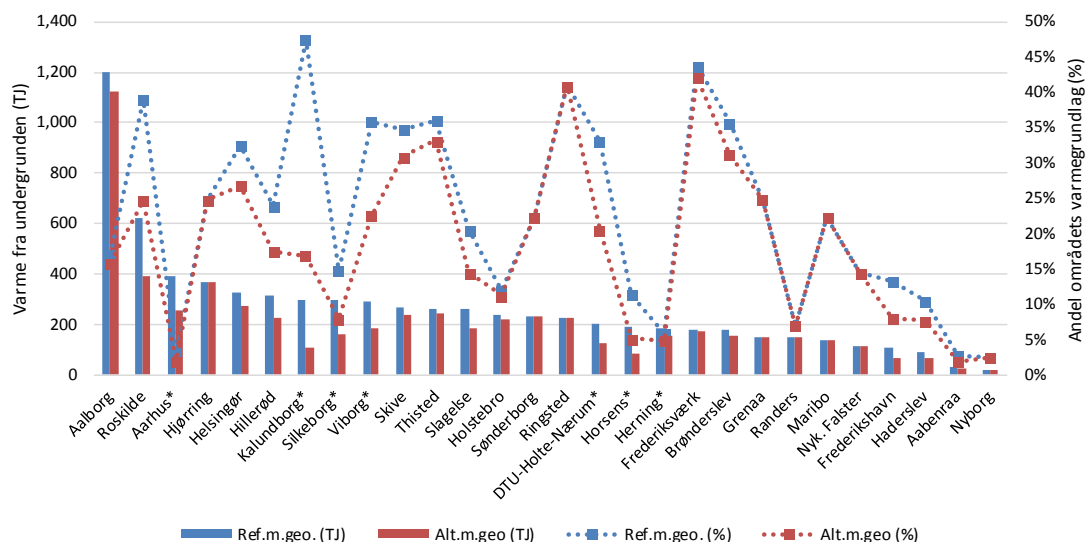
På grundlag af geologiske screeninger for de 28 områder udført af GEUS samt kortlægninger af nuværende og forventet fjernvarmegrundlag og produktionskapacitet, foretages en lokalisering og beregning af ét geotermianlæg i hvert område. Dette inkluderer en vurdering af en for lokaliteten optimal anlægsstørrelse samt de tilhørende investeringer og driftomkostninger for geotermianlægget, varmepumper og - i nogle områder - nye drivvarmeanlæg til absorptionsvarmepumper. Disse vurderinger viser, at der i lang de fleste

Geotermis indpasning i fjernvarmenettene

områder formentlig findes et geologisk grundlag, som teknisk set muliggør en udnyttelse af geotermivarmen.

Geotermianlæggenes indpasning i fjernvarmenettene er analyseret ved hjælp af en el- og varmemarkedsmodel, og resultatet er en selskabsøkonomisk optimal lastfordeling mellem de forskellige produktionsenheder. Modelberegningerne er dels udført i et Referencescenarie, der tager udgangspunkt i den nuværende situation i, samt i et Alternativscenarie, hvor der også tillades investeringer i ny kapacitet i de kommende årtier. I begge disse scenarier regnes på en situation med og uden geotermi. Anvendelsen af absorptionsvarmepumper giver de laveste selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger, og denne løsning er derfor prioriteret hvor den er forenelig med Projektbekendtgørelsen. I 7 ud af 28 områder indebærer reglerne, at der i stedet er regnet med el-drevne kompressionsvarmepumper.

De optimale anlægsstørrelser varierer fra 1 MW til 55 MW, som afhængig af deres drifttider og konkurrenceevne i områderne udnytter fra få TJ til mere end én PJ, som det ses på figuren nedenfor. I de fleste tilfælde vil geotermianlæggene i Alternativ scenariet få færre driftstimer og derved udnytte mindre af varmen fra undergrunden end i Referencescenariet. Dette skyldes forøget konkurrence fra ny biomasse kraftvarme kapacitet. De reducerede driftstider for Alternativ scenariet er særligt markante for de anlæg, der drives med el-varmepumper. De lavere driftstider fører til, at geotermiens varmepris øges i de fleste områder i forhold til Referencescenariet.

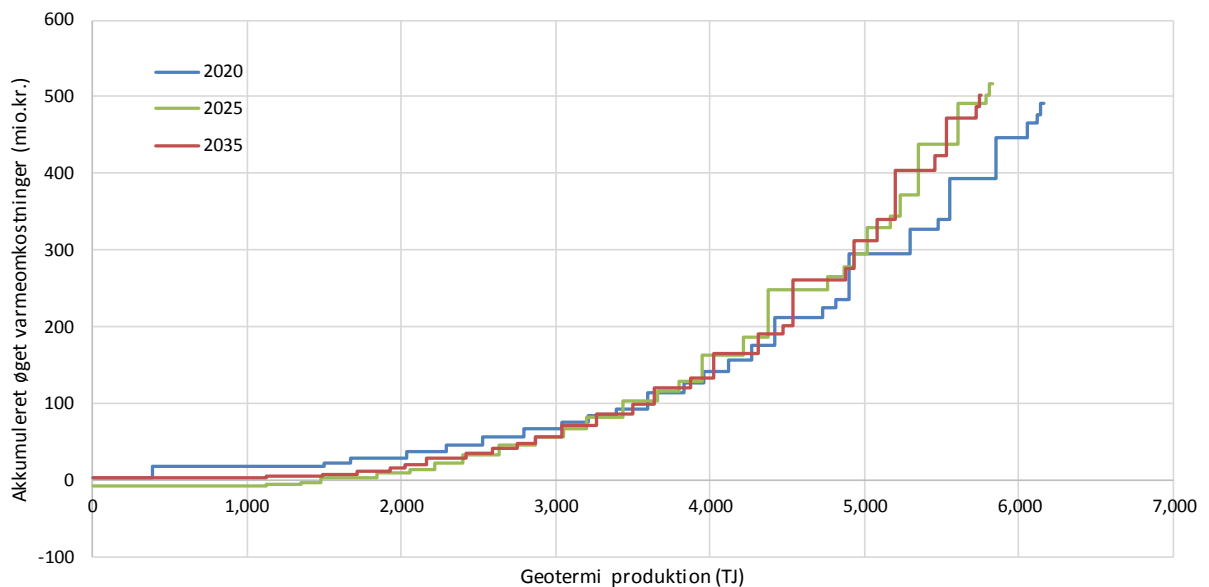


Figur 1: Geotermianlæggenes udnyttede varme fra undergrunden i 2025. Markeret med * er områderne med el-varmepumper.

Økonomisk rentabilitet

Af de 28 geotermianlæg vil nogle få være selskabsøkonomisk fordelagtige at bygge, mens de fleste vil øge de samlede varmeproduktionsomkostninger i Referencescenariet. I Alternativscenariet vil geotermianlæggenes økonomi generelt forringes sammenlignet med den øvrige varmeproduktion.

Den forringede rentabilitet i Alternativscenariet skyldes først og fremmest, at den dyrere fossile produktion substitueres af billigere og ikke-afgiftsbelagt biomassebaseret varme og kraftvarme, uafhængigt af geotermiproduktionen. Samfundsøkonomisk vil også kun få af anlæggene være rentable med de beregnede selskabsøkonomisk optimale driftstider. Dog vil en stor del af anlæggene i Alternativ scenariet have en nærmest neutral samfundsøkonomisk virkning som det ses på figuren nedenfor.



Figur 2: Akkumulerede ændringer i de samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for "Alternativ med geotermi". Hvert trin på kurven repræsenterer ét geotermianlæg.

De økonomiske virkninger er i alle tilfælde meget forskellige for områderne, således at nogle anlæg er tæt på at kunne betale sig, mens andre er meget negative. Dette skyldes både forskelle i det geologiske potentiale og forskelle i hvilken varmeproduktion geotermien konkurrerer med.

Det skal bemærkes at disse beregninger er gennemført under de gældende rammebetingelser.

Fortrængning af biomasse og CO₂

Etablering af geotermianlæg vil være en effektiv måde at reducere biomasseforbruget, en tendens der øges i Alternativscenariet, hvor biomassefyrede anlæg er mere udbredt. Evnen til at fortrænge CO₂ er derimod ikke markant i Alternativ scenariet, da det først og fremmest er biomasse mængden, der reduceres, og da biomasse i tråd med de officielle definitioner regnes som CO₂-neutral.

Følsomheder

Følsomhedsberegninger viser, at især prisændringer på biomasse kan ændre økonomien, så en større del af geotermianlæggene bliver rentable. Således vil en 50 pct. højere biomassepris bevirke, at geotermien får betydeligt flere driftstimer og dermed en højere årlig varmeproduktion fra undergrunden, og samtidig at en stor del af anlæggene bliver konkurrencedygtige eller meget tæt på at være det. En lavere elpris (fastholdt på nuværende niveau) vil også øge produktionen markant og konkurrenceevnen en del.

Geotermiens konkurrence og barrierer for udbygning

Den vigtigste barriere for udbygning med geotermi er konkurrencen med ikke-afgiftsbelagte biobrændsler, som forventes at blive den dominerende fjernvarmekilde i de kommende årtier.

Geotermivarmen kan udnyttes med enten absorptionsvarmepumper, som drives af varme fra for eksempel biomasse kedler, eller med el-drevne varmepumper. Sidstnævnte kan indebære en række fordele i form af øget fleksibilitet og mindre bindinger til anden varmeproduktion. Beregninger, der sammenligner disse løsninger, viser, at geotermi med el-varmepumper generelt er mindre selskabsøkonomisk attraktiv end geotermi med absorptionsvarmepumper, hvorimod de to typer i mange tilfælde er samfundsøkonomisk ligeværdige.

I et energipolitisk perspektiv må geotermiens rammevilkår derfor ses i sammenhæng med rammevilkårene for fjernvarme- og elproduktion med blandt andet biomasse samt el til varmeproduktion med varmepumper.

En række forhold er med til at afgøre, hvor attraktivt geotermi er i de enkelte områder, og overvejelser om indfasning af geotermi skal følges op af grundigere undersøgelser af både de geologiske forhold og den optimale indpasning i fjernvarmenettet i hvert konkret tilfælde. Det er afgørende for økonomien i geotermianlæg, at de kan køre som grundlast i varmeforsyningen, så de får et højt driftstimetal. Endvidere er meget af geotermien bundet til en tilsvarende

drivvarmekapacitet såfremt der anvendes absorptionsvarmepumper. Da geotermiprojekter derudover har en relativt lang udviklingstid, er det afgørende at de tænkes ind i en langsigtet energiplanlægning i et givet område.

2 Introduktion

2.1 Indledning

Der er på nuværende tidspunkt etableret tre geotermianlæg i Danmark, og geotermi anses for at være en teknologi, der kan medvirke til udfasning af fossile brændsler i fjernvarmeproduktionen. Tidligere kortlægninger har vist, at der er et potentiale for udnyttelse af geotermisk energi i store dele af landet, men at der er betydelige regionale og lokale forskelle på forekomsten og kvaliteten af de forskellige reservoirer.

Dette projekt har undersøgt effekterne af at indføre geotermi i 28 udvalgte fjernvarmeområder i Danmark. Det er dog vigtigt at pointere, at rapporten ikke kan anses som en fyldestgørende opgørelse af potentialet for geotermi i Danmark. Det skyldes blandt andet, at der kun er regnet på et geotermianlæg i hvert område, mens der i nogle områder potentielt er plads til flere, samt at også andre områder end de 28 har potentiale for geotermi.

2.2 Projektets baggrund og formål

I den energipolitiske aftale fra marts 2012 blev der afsat en pulje på 35 mio. kr til fremme af VE-teknologi i fjernvarmesystemerne, herunder geotermi og store varmepumper.

For at klarlægge de nærmere prioriteringer i anvendelsen af puljen til fremme af ny VE teknologi i fjernvarme afholdt klima-, energi- og bygningsministeren en rundbordskonference i september 2012 med nøgleinteressenter og politiske ordførere. Målet var at udveksle erfaringer fra de igangværende geotermiprojekter, men også at få idéer til anvendelse af midlerne fra energiforliget til fremme af geotermi.

Rundbordskonferencen opstillede flere forslag til aktiviteter, herunder en screening af de geotermiske muligheder i en række potentielle byer, og parallelt hermed en undersøgelse af mulighederne for indpasning af geotermi i udvalgte fjernvarmesystemer i Danmark. På den baggrund udbød Energistyrelsen i juni 2013 to analyseopgaver med henblik på at belyse økonomien og indpasning af relevante geotermiske anlæg i 27 fjernvarmeområder. De 27 områder var udvalgt ud fra et kriterium om et afsætningsgrundlag større end 400 TJ/år, samt en frasortering af visse områder med et forventet meget ringe geologisk potentiale for geotermi (primært beliggende oven på Ringkøbing-Fyn Højderyggen, se Figur 4).

Såvel opgaven med ”Økonomiske vurderinger af relevante geotermianlæg i fjernvarmesystemerne” som ”Indpasning af geotermi i fjernvarmesystemerne”, er udført af en projektgruppe bestående af Ea Energianalyse, COWI og Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab. Begge delopgaver er behandlet i denne rapport. Opgaven er efterfølgende udvidet til at omfatte i alt 28 områder (Frederikshavn blev inkluderet), ligesom det aftaltes at inddrage kommunale varmeplanmyndigheder som dialogpartnere. Endelig blev det undervejs i arbejdet besluttet også at analysere brugen af el-drevne varmepumper til udnyttelsen af geotermivarmer i en del af områderne.

Løsning af opgaven bygger på en screening af det geologiske potentiale i de 28 områder udført af GEUS (De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland) for Energistyrelsen i perioden 2013-2014. Rapporterne fra denne screening er vedlagt som bilag til denne rapport som en del af Bilag 3: Områderapporter.

Der er også tidligere udført landsdækkende geologiske vurderinger af potentialerne for geotermi i Danmark. Det er dog klart, at muligheden for at udnytte den geotermiske resurse til produktion af fjernvarme er forbundet med en lang række praktiske og økonomiske begrænsninger og store risici. Derudover skal geotermianlægget ligge i nærheden af og kunne indpasses i et fjernvarmenet, der kan aftage varmen. Samtidig skal afsætningsgrundlaget have en vis størrelse, for, at anlægget kan blive økonomisk interessant, da geotermianlæggene kræver forholdsvis store investeringer.

Det har derfor været projektets omdrejningspunkt at se det geologiske potentiale i sammenhæng med afsætningsgrundlaget i de aktuelle og fremtidige fjernvarmesystemer for at kunne belyse relevansen af et muligt geotermianlæg for hvert af de 28 områder. Derefter analyseres mulighederne for og de økonomiske virkninger af at indpasse geotermi i de 28 fjernvarmeområder.

Projektets formål

Projektets overordnede formål er, at undersøge om geotermi vil kunne indpasses i fjernvarmeforsyningen i 28 udvalgte fjernvarmeområder i Danmark, og hvilke økonomiske og miljømæssige virkninger dette kan tænkes at have. Dette analyseres på baggrund af 28 gennemførte casestudier.

På baggrund af en beskrivelse af hvert enkelt fjernvarmeområdes nuværende og fremtidige struktur, afsætningsgrundlag og produktionsanlæg samt de relevante geologiske parametre, bestemmes størrelse, placering og andre

hovedparametre for et muligt geotermisk anlæg i de 28 udvalgte fjernvarmeområder. Herunder bestemmes relevante parametre og løsninger vedrørende varmepumper og eventuelle drivvarmekilder for disse. Det bestemmes herunder, hvilken varmeeffekt fra undergrunden, der kan leveres fra det geotermiske anlæg ved det aktuelle temperaturniveau i reservoiret og i fjernvarmenettet. Ud fra dette bestemmes de økonomiske nøgletal for anlægget, herunder investeringens størrelse, de faste og variable driftsomkostninger samt COP-værdier for tilknyttede varmepumper m.v.

Dernæst foretages der på baggrund af områdespecifikke data en analyse og vurdering af energiforhold, selskabs- og samfundsøkonomi samt CO₂-udledning ved investering i et muligt geotermianlæg i hvert område. Herunder belyses implementering af geotermi i både et Reference- og Alternativscenarie.

Ud fra de samlede billeder af geotermien i de 28 områder identificeres en række videre perspektiver for den videre realisering af geotermi i Danmark.

2.3 Proces og arbejdsgang

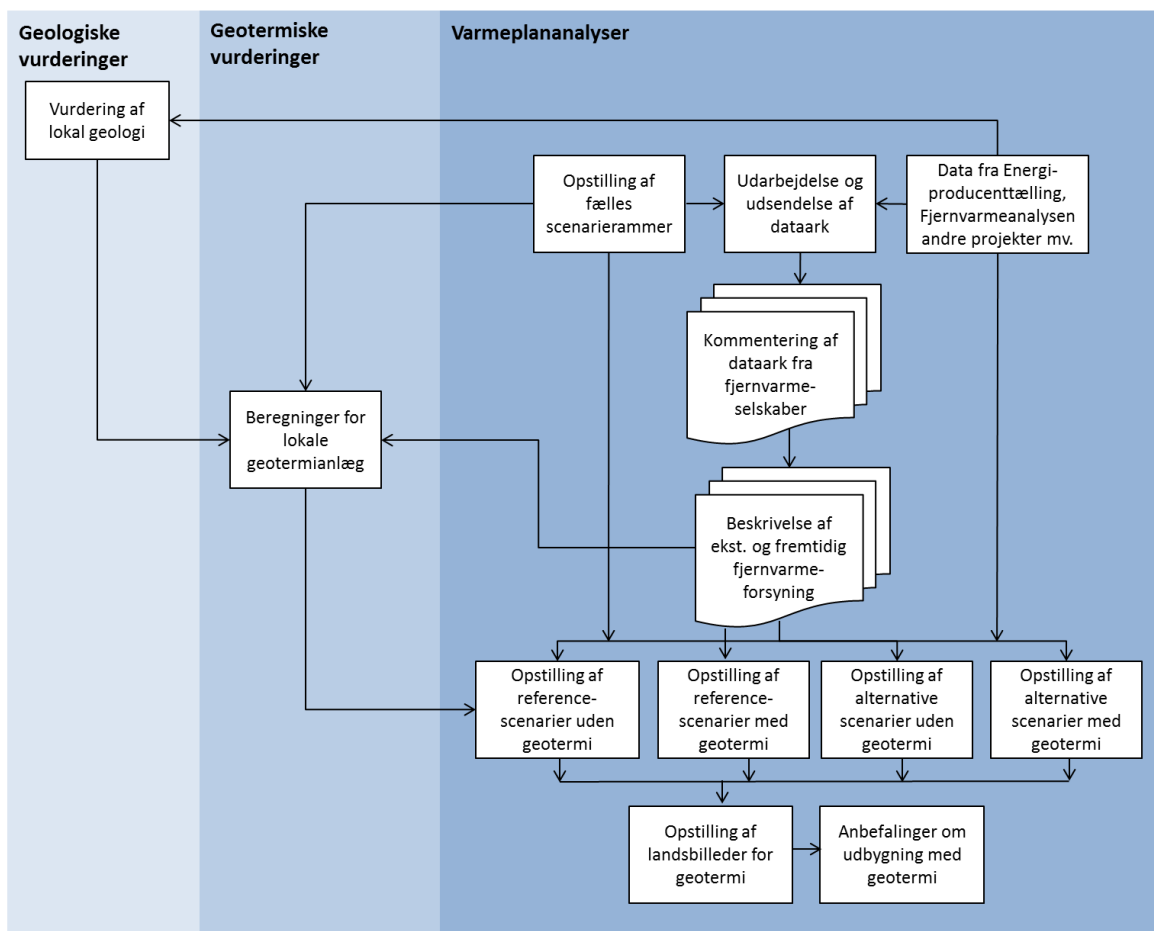
Projektet har fulgt en proces som vist i Figur 3, idet de 28 fjernvarmeområder har været opdelt i fire grupper efter geologiske provinser. Opdelingen skyldes først og fremmest, at de geologiske data fra GEUS er leveret på forskellige tidspunkter for de fire grupper. I det efterfølgende listes alle 28 byer dog samlet.

I nogle af de større sammenhængende transmissions områder er det valgt at se på delområder svarende til lokale distributionsområder.

- Sønderborg (oprindeligt gruppe 1)
- Aabenraa-Rødekro-Hjordkær
- Haderslev
- Maribo
- Nykøbing Falster
- Silkeborg
- Århus
- Aalborg
- Herning-Ikast
- Randers
- Holstebro-Struer
- Hjørring
- Horsens
- Grenå

- Thisted
- Skive
- Brønderslev
- Viborg
- Frederikshavn
- Roskilde (Storkøbenhavn)
- Kalundborg
- Helsingør (Nordøstsjælland)
- Hillerød
- Nyborg
- Slagelse
- DTU-Holte-Nærum
- Ringsted
- Frederiksværk

Som diagrammet neden for antyder, har der været en dialog med GEUS angående placeringen af hvert enkelt geotermianlæg, som er udpeget med hensyn til såvel de geologiske prognoser som mulighederne for tilslutning til fjernvarmenettet og eventuelle drivvarmekilder.



Figur 3: Diagram for projektets proces

Som indledningsvist beskrevet, har opgaven kontraktmæssigt været delt i to, hvor Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab har varetaget projektledelsen for opgaven ”Økonomiske vurderinger af geotermi”, mens Ea Energianalyse har varetaget projektledelsen for opgaven ”Indpasning af geotermi i fjernvarmesystemerne”. I praksis har der været tale om et tæt samarbejde, da opgaverne har haft en stor sammenhæng og er løst af den samme projektgruppe.

El-drevne varmepumper blev tilføjet projektet i anden halvdel af år 2014. Beregning med el-drevne varmepumper er foretaget for den del af byerne, hvor geotermien har vist sig mest økonomisk fordelagtig og/eller i områder med naturgasbaseret kraftvarme, hvor Projektbekendtgørelsen under Varmeforsyningsloven pt. ikke giver mulighed for etablering af (biomasse)kedler til produktion af drivvarme til absorptionsvarmepumper. Da der således for en del af områderne er regnet på anlæg med begge varmepumpetyper, er det muligt at sammenligne på tværs af varmepumpeteknologierne.

En følgegruppe bestående af repræsentanter fra fjernvarmeselskaber og Dansk Fjernvarme har været konsulteret undervejs i projektet.

2.4 Rapportens opbygning

Rapporten er bygget op som en hovedrapport og en række bilagsrapporter. For hver af de 28 fjernvarmeområder findes en bilagsrapport (Bilag 3: Områderapporter), der indeholder henholdsvis:

- Geologiske data
- Data for fjernvarmeforsyningerne
- Beregninger af geotermianlæg
- Scenarieberegninger for indpasning af geotermi

Dette sikrer, at input og beregningsresultater nemt kan findes og læses af de enkelte fjernvarmeselskaber og kommuner. Rapporterne for de enkelte områder skal dog læses i sammenhæng med hovedrapportens gennemgang af generelle forudsætninger m.v. for alle 28 områder og kan således ikke stå alene eller tages ud af denne sammenhæng.

Hovedrapporten har følgende struktur:

I kapitel 1 findes en sammenfatning af rapportens indhold og de vigtigste resultater.

Kapitel 2 indeholder en introduktion til projektets baggrund, formål samt arbejdsproces.

Kapitel 3 indeholder en generel beskrivelse af geotermi, de hidtidige erfaringer samt muligheder og barrierer for geotermi til fjernvarmeproduktion i Danmark. Dette omfatter en kort beskrivelse af de tre eksisterende geotermianlæg og en generel gennemgang af et geotermianlægs tekniske opbygning og virkemåde.

Kapitel 4 indeholder en samlet beskrivelse af metoder og forudsætninger for rapportens beregninger og analyser med henvisning til de relevante bilag. Heri defineres også de scenarier, som benyttes i analyserne af geotermiens indpasning i de fremtidige fjernvarmesystemer.

I kapitel 5 findes en generel gennemgang og sammenligning af resultaterne for de beregnede geotermianlæg i de 28 områder, hvilket gør det muligt at få

overblik over områdernes og anlæggenes forskelligheder såvel økonomisk som teknisk. Dette indeholder endvidere en generel gennemgang af usikkerheder og følsomheder ved beregningerne.

Kapitel 6 indeholder overbliksbilleder for de 28 områder, herunder tværgående analyseresultater for fjernvarmeproduktion, samfunds- og selskabsøkonomi, biomasseforbrug, CO₂-virkninger m.v. for de forskellige scenarier med og uden geotermi. Endvidere indgår følsomhedsvurderinger.

I kapitel 7 perspektiveres de identificerede tekniske og økonomiske muligheder for geotermi i forhold til følsomhedsanalyser samt de barrierer og muligheder for geotermiudbygning, som kan identificeres ud fra analyserne.

3 Generelt om geotermi

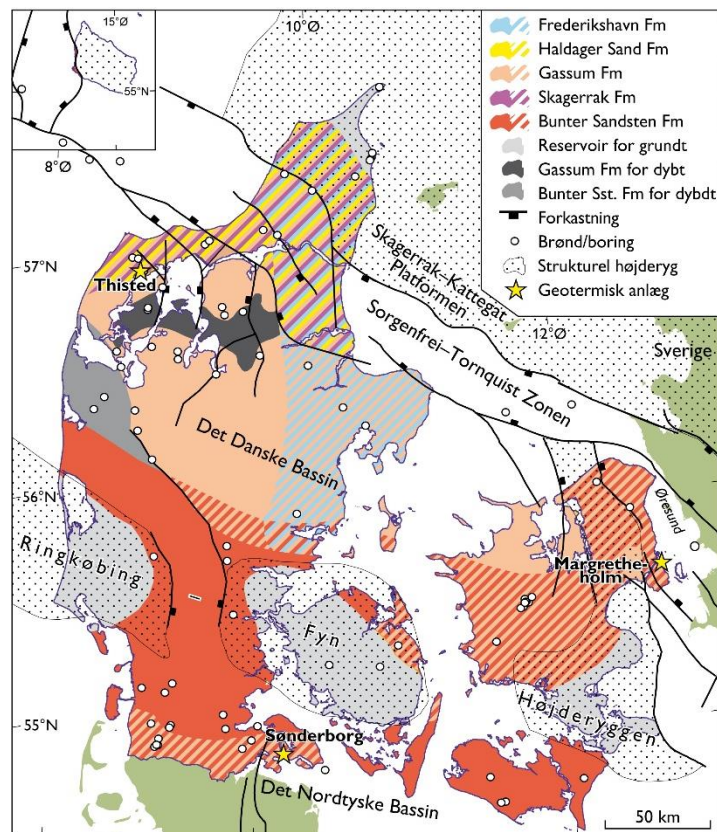
Geotermi kommer af de græske ord *geo* (jord) og *therme* (varme) og kan altså direkte oversættes til varme fra jorden. I Danmark skelner vi dog traditionelt mellem *jordvarme*, som indvindes fra de overfladenære lag, og *geotermi*, som indvindes fra geologiske formationer i dybder mellem typisk 1.000 og 3.000 meter. Mens energien i de overfladenære lag helt overvejende stammer fra solens indstråling, kommer energien i de dybere lag derimod fra Jorden selv – dels som varme fra henfald af naturligt forekommende isotoper i jordskorpen, dels som varme fra dannelsen af planeten for ca. 4,6 mia. år siden. Både energikilden og teknologien adskiller således geotermi fra jordvarme, der ikke behandles yderligere i denne rapport.

Dette afsnit indeholder en kort gennemgang af de vigtigste principper for geotermianlæg til fjernvarmeproduktion i Danmark og er således tænkt som en hjælp til forståelsen af resten af rapporten. For en mere grundig gennemgang henvises der til Drejebog om geotermi (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab m.fl., 2014) og www.geotermi.dk.

3.1 Det geologiske grundlag

Den danske undergrund består af primært af sedimentære aflejringer, der visse steder er flere kilometer tykke og aflejret oven på grundfjeldet igennem flere hundrede millioner år og under skiftende klimatiske forhold. Det er i disse aflejringer, at der kan findes egnede lag af sandsten, som er tilstrækkeligt porøse og vandledende (permeable) til at kunne udnyttes til indvinding af geotermisk energi.

Den overordnede opbygning af den danske undergrund er nogenlunde velkendt. GEUS, som har adgang til samtlige data, prøver, kerner, m.v. om undergrunden i Danmark, har udarbejdet et kort, som giver et overordnet overblik over undergrunden og udbredelsen af de forskellige geologiske lag (formationer), som er interessante i forhold til indvinding af geotermisk energi.



Figur 4: Udbredelsen af de mulige geotermiske reservoirer i Danmark (kilde: GEUS).

Bevæger vi os fra syd mod nord, starter vi i Det Nordtyske Bassin, hvor de sedimentære lag er tykke, og hvor grundfjeldet ligger dybt. Det Nordtyske Bassin afgrænses mod nord af Ringkøbing-Fyn Højderyggen, hvor grundfjeldet ligger relativt tæt på overfladen (under 1.000 meters dybde). Her er de interessante sedimentære lag således enten helt fraværende eller tynde, og de er under alle omstændigheder relativt kølige på grund af den ringe dybde. Nord for højderyggen ligger Det Danske Bassin, hvor dybden til grundfjeldet til gengæld stiger til helt op til 8.000-9.000 meter. Fortsætter vi mod nord kommer vi op på Skagerrak-Kattegat Platformen, hvor grundfjeldet gradvist kommer tættere på overfladen, og når vi til Norge og Sverige, finder vi grundfjeldet helt på overfladen i form af de norske og svenske fjelde. Kun på Bornholm finder vi grundfjeldet ved overfladen i Danmark.

Grundlæggende er der to geologiske forhold, som er vigtige i forhold til muligheden for at indvinde geotermisk energi. Reservoiret skal have en tilstrækkelig høj temperatur, og dets vandledende egenskaber skal være tilstrækkeligt høje. Temperaturen stiger med dybden – i Danmark typisk med 25-30 °C per kilometer. De vandledende egenskaber falder derimod med dybden – som en tommelfingerregel halveres permeabiliteten per 300 meter. Der er dog store

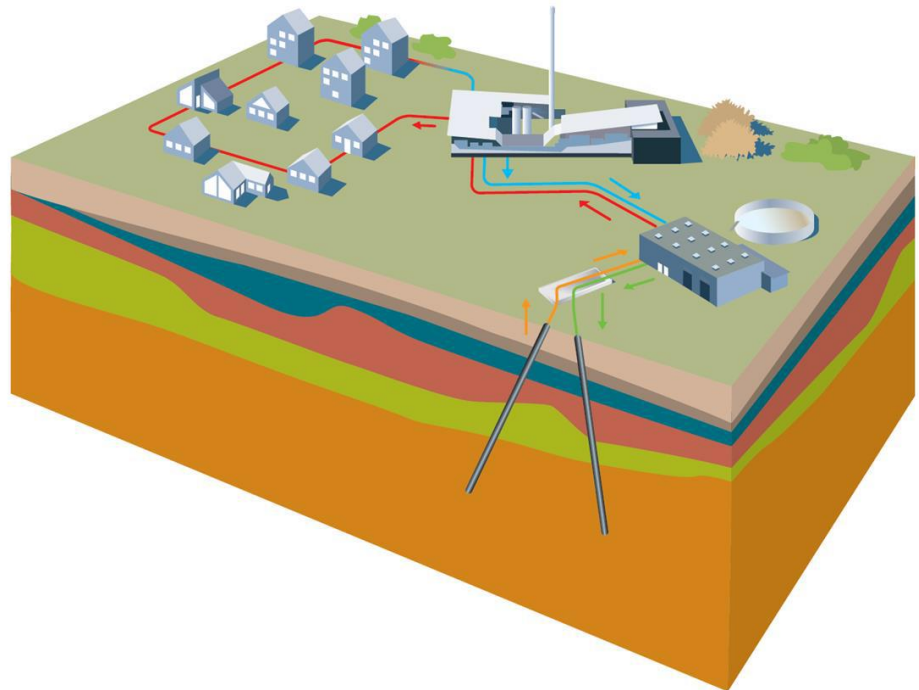
lokale variationer. Dette betyder, at der er et vindue mellem 1.000 og 3.000 meters dybde, hvor indvinding af geotermisk energi generelt set er relevant. Ligger det geotermiske reservoir tættere på overfladen, vil det typisk være for køligt, og ligger det omvendt dybere, vil de vandledende egenskaber typisk være for ringe.

Undergrunden gennemskæres endvidere af en række større og mindre forkastninger, som kan bryde reservoires kontinuitet, og som derigennem kan gøre det umuligt at indvinde geotermisk energi over længere tid i nærheden af disse.

Det skal understreges, at der kan være væsentlige lokale variationer i de geologiske forhold, særligt i de vandledende egenskaber og i mindre grad også i temperaturniveauerne. Det vil derfor altid være nødvendigt at analysere de lokale geologiske forhold grundigt, inden der opstilles prognoser for potentialet, og etableringen af et geotermisk anlæg igangsættes. Disse analyser vil typisk være baseret på data fra eksisterende borer og seismiske undersøgelser, og de vil typisk skulle suppleres med indsamlingen af nye seismiske data. Det endelige potentiale for indvinding af geotermisk energi kendes først, når den første boring er udført og der er gennemført prøvepumpninger.

3.2 Det tekniske koncept

Det tekniske koncept, som danner grundlag for de tre eksisterende danske geotermianlæg, og som derfor også er udgangspunktet for analyserne i denne rapport, er et såkaldt dubletanlæg, som er udviklet primært i Frankrig i starten af 1980'erne. Et dubletanlæg består af to brønde, hvoraf den ene benyttes til produktion (oppumpning) af geotermisk vand, mens den anden benyttes til reinjektion af det afkølede geotermiske vand. Et dubletanlæg vil være passende i størrelse til hovedparten af de fjernvarmesystemer, som er screenet i denne rapport.



Figur 5: Princippet i geotermianlæg med 2 borer (illustration udlånt af Sønderborg Fjernvarme).

Er der imidlertid adgang til et større varmeafsætningsgrundlag, kan der være mulighed for at etablere geotermiske anlæg med flere end 2 brønde. Således er der i denne rapport i enkelte tilfælde regnet på anlæg med 4 eller 11 brønde (se afsnit 5.2). Større anlæg forventes at give en række økonomiske stordriftsfordele, både under etableringen og under driften. Endvidere forventes det, at der gennem installation af flere parallelle komponenter (for eksempel pumper) kan opnås en større redundans og dermed en højere rådighedsfaktor.

Der skal være en vis afstand mellem borerne i reservoiret, og den nødvendige afstand er bestemt af kravene til det maksimale temperaturfald i produktionsboringen/-erne over tid. Afhængigt af de geologiske forhold og forholdene på overfladen (adgang til arealer, adgang til fjernvarmenettet, m.v.) kan denne afstand opnås gennem en kombination af lodrette og afbøjede (devierede) borer. De geotermiske brønde bores med udstyr og teknikker, som kendes fra olie- og gasindustrien, og afsluttes i reservoirdybden med en udbygning, der tillader vandet at strømme mellem reservoiret og boringen. Der skal typisk bruges pumper til både oppumpning og reinjektion af geotermivandet, som typisk er meget saltholdigt og desuden kan indeholde opløste gasser m.v.

Boringerne forbindes til overfladeanlægget, der indeholder varmevekslere, pumper, filtre m.v. Varmepumpeanlæg (og eventuelle drivvarmeanlæg til forsyning af absorptionsvarmepumper) kan etableres sammen med overfladeanlægget eller kan være adskilt på to forskellige lokaliteter.

Selvom geotermivandet i en del tilfælde er varmere end fjernvarmereturvandet, så en vis direkte varmeveksling er mulig, er det en fordel at benytte varmepumper, idet disse sikrer, at geotermivandet kan køles ned til typisk 10-15 °C, samtidig med at fjernvarmevandet kan opvarmes til temperaturer over geotermivandets produktionstemperatur. Derved bliver anlæggets kapacitet større, og den geotermiske ressource udnyttes optimalt.

Rapporten omhandler geotermianlæg med to type af varmepumper: Absorptionsvarmepumper, der udnytter varme fra andre processer for eksempel kedelanlæg, til at drive varmepumpen, samt kompressorvarmepumper, der drives af elektricitet. For en nærmere beskrivelse af teknik og økonomi i varmepumper henvises til drejebogen om store varmepumper i fjernvarmesystemer (Energistyrelsen, 2014).

3.3 Geotermi i fjernvarmesystemerne

Selvom varmen i undergrunden lokalt kan findes i rigelige mængder, er der tale om en forholdsvis stor investering i et geotermianlæg og dermed relativt høje, faste omkostninger til finansiering. Når anlægget er i drift, vil de variable udgifter derimod typisk være relativt lave, da der ikke er udgifter til indkøb af brændsler. Der skal dog bruges en vis mængde energi til pumper (el) og varmepumper (el/procesvarme).

Geotermianlæggets samlede økonomi er derfor afhængig af et højt årligt antal driftstimer for at opnå en gunstig varmepris. Da et geotermianlæg endvidere ikke er egnet til hyppige start og stop, vil anlægget typisk være bedst egnet til at levere grund- eller mellemlast.

Geotermianlæggets driftsøkonomi vil derudover til en vis grad være afhængig af fjernvarmetemperaturerne (frem og retur). Det vil normalt være en fordel at levere det meste eller hele den producerede energi ved distributionstemperatur, hvor temperaturniveauet typisk er lavere end på transmissionsnettene.

3.4 Erfaringerne med geotermi i Danmark

Der er etableret tre geotermiske anlæg i Danmark i henholdsvis Thisted, Sønderborg og på Amager. Både anlæggene og erfaringerne med driften er ret

forskellige, og en kort beskrivelse kan derfor være med til at belyse de forskellige, der vil være mellem de potentielle anlæg i de 28 fjernvarmeområder, som er analyseret i denne rapport.

Thisted-anlægget blev som det første sat i drift i 1984 og fungerede i de første år med el-varmepumper. Dette blev dog ændret i 1988 på grund af introduktionen af yderligere elafgifter. Anlægget har siden kørt med absorptionsvarmepumper drevet af varme fra en halmkedel og fra det affaldsbaserede kraftvarmeanlæg. Varmen hentes op fra knap 1,3 kilometers dybde ved ca. 43 °C. Der produceres ca. 7 MW varme fra undergrunden ved anvendelse af ca. 10 MW drivvarme, således at anlægget kan levere op til 17 MW fjernvarme. Anlægget lukkes normalt ned i april til oktober, hvor affaldsvarme alene kan dække behovet.

Anlægget på Amager (ved København) blev etableret som et demonstrationsanlæg af Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (HGS) i årene 2000-2005, og udnytter varme fra et reservoir i 2,6 kilometers dybde, hvor temperaturen er ca. 73 °C. Anlægget forsyner det lokale distributionsnet på Amager via varmevekslere og absorptionsvarmepumper drevet af damp fra det københavnske dampnet. Der kan produceres op til 27 MW fjernvarme bestående af 14 MW fra undergrunden og 13 MW fra drivvarmen. Anlæggets produktion begrænses normalt kun i meget ringe grad af det nærliggende affaldsforbrændingsanlæg, der som oftest kan afsætte sin fjernvarmeproduktion på transmissionsnettet frem for distributionsnettet.

Anlægget i Sønderborg blev som det nyeste anlæg i Danmark idriftsat i 2013. Den geotermiske varme indvindes fra ca. 1,1 kilometers dybde, hvor reservoirtemperaturen er 48 °C. Anlægget er designet til at kunne producere op til 12,5 MW fra undergrunden, som sammen med 17 MW drivvarme fra to flis kedler bliver til i alt 29,5 MW fjernvarme. Der er pt. kun afsætningsgrundlag for varmen fra undergrunden i de koldeste måneder, typisk oktober/november til februar/marts.

3.5 Tidligere kortlægninger af potentialet for geotermi

GEUS foretog i 2009 en samlet kortlægning og vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark (GEUS, 2009) baseret på den tilgængelige viden om undergrunden. Den viste, at der i mange områder i Danmark er et godt potentiale for udnyttelse af geotermisk energi i dybder fra 800 – 3000 m, men at der er betydelige regionale forskelle på forekomsten og kvaliteten af de forskellige reservoirer. Samtidig er der generelt set betydelige geologiske usikkerheder,

som gør det nødvendigt at indsamle yderligere lokale geologiske og geofysiske data for at vurdere de konkrete muligheder i et specifikt område.

HGS vurderede i en undersøgelse fra 2008, at de geotermiske reserver i hovedstadsområdet teoretisk set ville være tilstrækkelige til at dække op imod 50 pct. af fjernvarmebehovet i flere tusind år ved en gennemsnitlig varmeproduktionspris på niveau med den nuværende gennemsnitlige fjernvarmeproduktionspris.

Energistyrelsen har tidligere vurderet, (Energistyrelsen, maj 2010), at økonomien i geotermisk varmeproduktion kan ligge på niveau med varme fra centrale og decentrale kraftværker, og at geotermien i 2010 vurderedes som en konkurrencedygtig varmeproduktionsform.

3.6 Andre initiativer og projekter

I forbindelse med den energipolitiske aftale fra marts 2012, som hovedparten af Folketingets partier stod bag, blev der afsat en pulje til udvikling af geotermi til fjernvarmeproduktion i perioden 2012-2015. Denne rapport er udarbejdet under denne pulje, som derudover også omfatter følgende initiativer, der alle er udført eller igangsat:

- Drejebog om geotermi (Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab m.fl., 2014)
- Udredning om mulighederne for risikoafdækning i geotermiprojekter (WellPerform & Sandroos Advokatfirma, 2013)
- Etablering af en elektronisk database over kendskabet til undergrunden (WebGIS)

Endelig er der i forbindelse med finansloven for 2015 afsat i alt 60,9 mio. kr. til etablering og drift af en national garantiordning for geotermi, som forventes implementeret i løbet af 2015.

4 Metoder og forudsætninger

Dette kapitel beskriver de grundlæggende metoder og forudsætninger, der er anvendt i henholdsvis de geologiske vurderinger, indsamling af data for fjernvarmenettene, lokalisering og beregning af geotermianlæggene, opstilling af scenarierne og beregning af indpasning af geotermien i fjernvarmesystemerne.

Rapportens bilag indeholder en mere detaljeret beskrivelse af dataindsamling og forudsætninger.

4.1 Geologiske vurderinger

Screeningen af geotermiske anlæg i de 28 udvalgte fjernvarmeområder har fået et omfattende input fra GEUS med hensyn til de geologiske forudsætninger for udnyttelse af geotermisk energi på de udvalgte lokaliteter. GEUS' screening af de lokale geologiske forhold er koordineret med nærværende screening, men er udført under en selvstændig opgave for Energistyrelsen og blev afsluttet ved udgangen af 2014. Der er udarbejdet en geologisk screeningsrapport for hver af de udvalgte lokaliteter (se Bilag 3: Områderapporter).

I hver af de 28 geologiske screeningsrapporter præsenteres relevante geologiske data, som danner grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet i det aktuelle fjernvarmeområde. Der gives en generel introduktion til de regionale geologiske forhold, og GEUS vurderer, hvilken geologisk formation, der udgør det primære potentielle geotermiske reservoir ved lokaliteten. Eventuelle alternative reservoirer behandles således ikke i GEUS' screening.

Geologiske nøgledata for det primære geotermiske reservoir (herunder reservoirets forventede udstrækning, dybde, tykkelse, vandledende egenskaber og temperatur) præsenteres. Til de enkelte værdier er der knyttet en vurderet usikkerhed, hvis størrelse blandt andet afspejler områdets geologiske kompleksitet samt mængden og kvaliteten af de geologiske data, der har været til rådighed for vurderingen. Det eksisterende datagrundlag dokumenteres i de geologiske screeningsrapporter, og der redegøres således for, hvilke seismiske data og boringsdata, der ligger til grund for vurderingen. I mange tilfælde gives der anbefalinger til indsamling af yderligere geologiske og geofysiske data, som vil kunne forbedre vurderingen af det geotermiske potentiale på lokaliteten, samt hvor borerne, der skal

indgå i et eventuelt geotermisk anlæg, kan placeres. Eksempelvis vil indsamling af nye seismiske data i mange tilfælde efterfølgende kunne føre til et mere præcist estimat af dybden til, tykkelsen og udbredelsen af samt til dels reservoirregenskaberne for det potentielle reservoir ved lokaliteten.

4.2 Data for fjernvarmenettene

Som grundlag for undersøgelsen af mulighederne for at kunne afsætte geotermisk energi i de 28 fjernvarmeområder er der udarbejdet beskrivelser af hvert enkelt fjernvarmeområde. Beskrivelserne er vedlagt i Bilag 3:

Områderapporter.

Beskrivelserne af fjernvarmeområderne i Sønderborg, Aabenraa-Rødekro-Hjordkær, Haderslev, Maribo-Sakskøbing og Nykøbing Falster-Guldborgsund Forsyning er drøftet med de enkelte fjernvarmeselskaber på individuelle møder.

For de øvrige fjernvarmeområder er der fremsendt foreløbige udgaver af beskrivelserne til de respektive fjernvarmeselskaber, hvorefter der har været drøftelser/korrektioner til beskrivelserne via e-mail- og telefonkorrespondancer. Langt de fleste fjernvarmeselskaber har været positive, imødekomende og hurtige til, at levere efterspurgt data. Enkelte selskaber har ikke ønsket at medvirke.

De udarbejdede beskrivelser tager udgangspunkt i basisåret 2015 og har følgende opdeling:

Nuværende forsyningsområde:

- Distributionsnet – Fysisk struktur
- Transmissionsnet – Fysisk struktur
- An net leverancer fordelt på produktionsanlæg
- Ab net fordelt på sammenhængende distributionsnet
- Temperaturforhold frem/retur – sommer /vinter

Nuværende produktionsstruktur:

- Produktionsenheder – Placering, type, kapacitet, virkningsgrader
- Produktionsfordeling på års- og månedsbasis
- Brændselsforbrug fordelt på brændselstyper

Fremtidig forsyningsstruktur - Planer (2015/2025/2035)

Fremtidigt varmebehov via:

- Øget tilslutning inden for eksisterende distributionsnet
- Udbygning af distributionsnet
- Tilkobling/sammenkobling af distributionsnet
- På basis heraf beregnes ab net fordelt på sammenhængende distributionsnet

Ud- og nybygning af produktionsanlæg. Anlæg under opførelse eller godkendte projektforslag medtages:

- Type, kapacitet, virkningsgrader, brændsel
- Temperaturforventninger
- Fjernvarmeselskabets forventede placering af geotermianlæg

Der er udarbejdet en dataskabelon som grundlag for de individuelle beskrivelser. Generelt blev dataskabelonen i videst muligt omfang udfyldt, forud for fremsendelse til de enkelte fjernvarmeselskaber. Kilder til udfyldelse var statistikmateriale fra Dansk Fjernvarme (årsstatistikker og 3-årig strukturanalyse), Energistyrelsen (Energiproducenttællingen) samt tilgængelige data fra de enkelte fjernvarmeselskabers hjemmesider.

Dataskabelonen består af tabeller for varmegrundlag, produktionsstruktur og temperaturforhold. De enkelte skemaer blev efterfølgende færdiggjort/korrigeret efter drøftelse med/fremsendelse til de respektive fjernvarmeselskaber. Endvidere blev oplysninger om maksimalt effektbehov fremskaffet. De udfyldte tabeller for hvert område fremgår af Bilag 3: Områderapporter.

Det må konkluderes, at informationer og data fra forskellige lokale og nationale kilder og statistikker ikke er helt fuldstændige og konsistente. Tilgængeligheden af grafiske informationer fra de enkelte selskaber, herunder ledningsplaner m.v. er meget varierende, og det har derfor ikke været muligt at udarbejde fuldstændigt ensartede præsentationer for alle 28 fjernvarmeområder. Samlet set vurderes de udarbejdede beskrivelser af de 28 fjernvarmeområder at være dækkende til brug for nærværende geotermiscreening.

4.3 Lokalisering af geotermianlæggene

På baggrund af de indsamlede data om fjernvarmenettene og de eksisterende samt planlagte varmeproduktionsanlæg i hvert område, er der foretaget en lokalisering af geotermianlæggene, som er samstemt med de geologiske vurderinger. Placeringen for hvert område fremgår af Bilag 3: Områderapporter.

Kriterierne for udvælgelse af geotermianlæggenes placering har været:

- Muligheder for tilslutning til fjernvarmenettet, fortrinsvis på distributionsniveau
- Mulighed for tilslutning til eksisterende eller planlagte drivvarmeanlæg for absorptionsvarmepumper
- Hensyn til de geologiske ressourcer (men ikke risici) på stedet i henhold til GEUS' vurderinger.
- Andre fysiske forhold, herunder en indledende vurdering af mulighederne for egnede arealer

Det har ikke i alle tilfælde været muligt at forene disse kriterier. En del af anlæggene er således placeret i en større afstand fra fjernvarmenettet og skal derved tilkobles nettet vha. nye eller eksisterende transmissionsledning.

For nogle få anlæg er der forudsat en opdeling, så de geotermiske borerer er placeret på et andet sted end varmepumpeanlægget og forbindelsen til fjernvarmenettet.

I det videre arbejde med beregning af geotermianlæggene er der taget højde for de valgte placeringer, idet omkostninger til tilslutningsanlæg er vurderet og medregnet. Eksisterende produktionsanlæg med mulighed for at levere drivvarme er kun forudsat udnyttet, hvor de er beliggende umiddelbart ved siden af varmepumperne, så tilslutning er let.

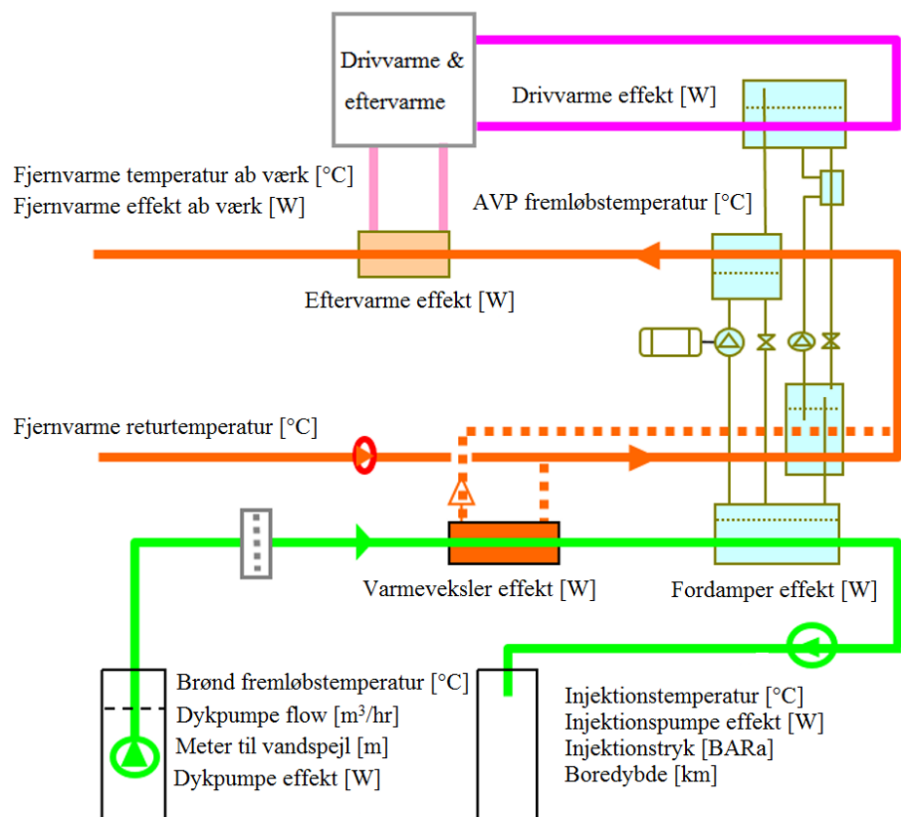
Det skal understreges, at undersøgelsen kun er en screening, der for hvert område har udpeget én mulig placering. Der er ikke foretaget en detailanalyse og en systematisk gennemgang af områderne for at udpege den optimale placering i hvert enkelt område, idet en sådan gennemgang ligger langt ud over rammerne for screeningen.

4.4 Beregninger og økonomiske vurderinger af geotermianlæg

For hver af de 28 udvalgte fjernvarmeområder designes og beregnes et geotermianlæg i prospektevalueringsmodellen geotermiPRO. I geotermiPRO beregnes energiomsætninger og omkostninger på baggrund af input om undergrunden og afsætningsgrundlaget. Resultatet af beregningerne er altså en optimeret anlægsstørrelse givet som effekt fra undergrund og drivenergi samt de tilhørende investeringer og driftomkostninger. Udskrifter af beregningen af geotermianlægget for hvert område fremgår af Bilag 3: Områderapporter.

Principper for beregning af geotermianlæg

Anlægskoncept og dimensionering af hovedkomponenter designes ud fra optimeringer i forhold til varighedskurven og reservoirets egenskaber. geotermiPRO tager udgangspunkt i et geotermisk anlæg med ét boringspar bestående af en produktionsboring og en injektionsboring. Overførsel af varme fra geotermivand til fjernvarmevand sker i overfladeanlægget bestående af varmepumper og eventuelt varmevekslere, eventuelt suppleret med mulighed for om nødvendigt at hæve temperaturen yderligere (eftervarme). Princippet for det geotermiske anlæg i geotermiPRO er vist i Figur 6.



Figur 6: Principskitse for et geotermisk anlæg. På skitsen er vist både absorptions- og elektrisk varmepumpe.

I beregningerne er det forudsat, at der anvendes varmepumper og eventuelt varmevekslere til at overføre mest muligt energi fra geotermivandet til fjernvarmevandet. Selv om der i Figur 6 og i Bilag 3: Områderapporter af praktiske årsager kun er vist én komponent, vil der som oftest være tale om flere parallelt og/eller serielt forbundne enheder. Varmepumperne kan vælges som enten varmedrevne absorptionsvarmepumper eller elektriske kompressorvarmepumper. Se afsnit 4.5 om valget af varmepumper. For

absorptionsvarmepumper forudsættes drivvarme at være til rådighed ved 160 °C.

De årlige omkostninger i realpriser beregnes baseret på kapaciteter og anlægsomkostninger og omfatter:

- Ydelse på indekslån
- Driftsomkostninger uden energikøb
- Køb af proces-el til pumper mm.
- Køb af drivenergi til varmepumper
- Køb af eftervarme

For yderligere detaljer om tekniske og økonomiske forudsætninger for anlægsberegninger henvises til Bilag 1: Generelle forudsætninger for beregning af geotermianlæg til screening.

4.5 Scenarier og forudsætninger for indpasning i fjernvarmenettene

Balmorel-modellen

Geotermianlæggenes indpasning i de lokale fjernvarmenet beregnes ved hjælp af Balmorel, der er en el- og varmemarkedsmodel.

Modellen sættes op til, for hvert af de 28 udvalgte fjernvarmeområder, at bestemme den fjernvarme- og elproduktion, der giver de laveste selskabsøkonomiske systemomkostninger under de givne forudsætninger om brændsels- og elpriser, afgifter, tilskud m.v. Modellens resultat er således en selskabsøkonomisk optimal lastfordeling mellem de forskellige produktionsenheder henover året, samt de tilhørende værdier for brændselsforbrug m.v.

For scenarierne med geotermianlæg vil resultatet for hvert område således være et årligt fuldlasttimetal, hvor det er økonomisk attraktivt at producere geotermivarme i konkurrence med de øvrige produktionsenheder.

Modelforudsætninger

Balmorel-modellen benytter de i Bilag 3: Områderapporter fremsatte data for hvert af de 28 områder, hvor prognoserne for varmeforbruget for det enkelte område er angivet. Modellen forudsætter desuden, at de eksisterende produktionsanlægs levetid strækker sig til og med 2035 uden reinvesteringer i levetidsforlængelse m.v.

I scenarierne med mulighed for investeringer i nye produktionsanlæg (Alternativscenarierne med og uden geotermi), er der givet mulighed for investering i biomasse kraftvarmeanlæg (halm, flis og træpiller), solvarme, el-varmepumper, el-patroner og varmelagre. Se nærmere i Bilag 1: Generelle forudsætninger for beregning af geotermianlæg til screening og Bilag 2: Scenarierammer og forudsætninger.

Sammenhæng med elmarkedet

Da modellen undersøger specifikke forhold i Danmark, er interaktionen med elproduktionssystemerne i de omkringliggende lande ikke undersøgt nærmere. I stedet benyttes en forudsat elpris time for time for hvert af de tre beregningsår til at beskrive elprisen udvikling over årene. Elprisen er beregnet i et parallel studie, der havde fokus på elprisen i det nordeuropæiske elmarked¹. I Balmorel-modellen anses elmarkedet således som ét stort internationalt marked, hvorimod fjernvarmeproduktion kun kan benyttes lokalt i hver af de 28 områder, dog med mulighed for import og eksport via varmetransmissionsledninger, hvor de findes i dag.

Brændsels- og CO₂-priser

De fossile brændselspriser er baseret på Energistyrelsens samfundsøkonomiske brændselspriser fra december 2014, der igen er baseret på IEA's World Energy Outlook 2013 (scenariet New Policies). Da priserne i markedet i dag og de kommende år er noget lavere end vurderet i december 2014, er der dog på kort sigt (2020) foretaget en justering af priserne ud fra forwardpriser i markedet frem til 2020 for at tilpasse det nuværende prisniveau til IEA's langsigtede brændselspriser. Biomassepriserne følger Energistyrelsens seneste prisforudsætninger.

For at sikre konsistens med øvrige prisforudsætninger i IEA's WEO2013 er der i denne rapport anvendt langsigtede CO₂-priser fra IEA WEO2013 (New Policies scenariet). På kortere sigt er priserne tilpasset de aktuelle spot- og forward priser for CO₂ i markedet.

Håndtering af affaldsanlæg

Det er forudsat, at den eksisterende forbrændingskapacitet bevares frem til 2035. Affaldsmængden er modelteknisk antaget at være ubegrænset, og det antages at forbrændingsanlæggene modtager 250 kr./ton for at aftage affald jævnfør Ea Energianalyses affaldsanalyse for Dansk Affaldsforening ("Samfundsøkonomisk værdi af Affaldsimport", 2014). Dermed sikres, at forbrændingskapaciteten typisk vil blive fuldt udnyttet i det omfang varmemarkedet tillader det.

¹ "Economic and climate effects of increased integration of the Nordic and German electricity systems - OUTLOOK FOR GENERATION AND TRADE IN THE NORDIC AND GERMAN POWER SYSTEM", Ea Energianalyse og DTU for Agora Energiewende, 2015.

I nedenstående tabel er vist projektets nøgleforudsætninger for brændselspriser, elpriser og afgifter.

*Tabel 1: Analyseforudsætninger. Priser er angivet i 2014-kr. * El til pumper m.v. i geotermianlæg regnes som et procesforbrug og betaler derfor lavere elafgift på 0,4 øre/kWh (indregnet i variabel D&V omkostninger). Der er antaget samme elpris i Øst- og Vestdanmark.*

	2020	2025	2035
Brændselspriser:			
Kul	21 kr./GJ	26 kr./GJ	26 kr./GJ
Naturgas	59 kr./GJ	69 kr./GJ	77 kr./GJ
Fuelolie	88 kr./GJ	114 kr./GJ	127 kr./GJ
Let olie	114 kr./GJ	137 kr./GJ	157 kr./GJ
Halm	44 kr./GJ	46 kr./GJ	50 kr./GJ
Træpiller	71 kr./GJ	73 kr./GJ	76 kr./GJ
Træflis	53 kr./GJ	55 kr./GJ	60 kr./GJ
Affald	-24 kr./GJ	-24 kr./GJ	-24 kr./GJ
Afgifter på fossile brændsler	64-70 kr./GJ brændsel	64-70 kr./GJ brændsel	64-70 kr./GJ brændsel
Afgift på el til opvarmning*	38 øre/kWh el	38 øre/kWh el	38 øre/kWh el
PSO el	20 øre/kWh el	20 øre/kWh el	20 øre/kWh el
Nettariffer el	12 øre/kWh el	12 øre/kWh el	12 øre/kWh el
CO₂-kvoter	55 kr./ton	112 kr./ton	247 kr./ton
Elpris	301 kr./MWh	376 kr./MWh	410 kr./MWh

Analysens scenarier

Screeningen består af i alt fire scenarier, som undersøges i Balmorel. I scenarierne ses på udviklingen i energisystemet i de 28 fjernvarmeområder og i Danmark som helhed frem mod 2035. Scenarierne er valgt for at kunne belyse geotermiens konkurrencedygtighed i to situationer: 1) fortsættelse af det eksisterende fjernvarmeproduktionssystem 2) udbygning af fjernvarmeproduktionssystemet til det billigst mulige ud fra de nuværende rammevilkår og tilgængelige teknologier.

Referencescenarier

To scenarier dækker over situationen, hvor der ikke investeres i yderligere produktionsanlæg, og der ikke oprettes andre end de besluttede nye produktionsanlæg. Disse scenarier kaldes "Reference" og "Reference med geotermi", hvor det sidste scenarie dækker over en situation, hvor det antages, at alle områder har opført de beregnede geotermianlæg.

Alternativscenarier

De tilsvarende scenarier "Alternativ" og "Alternativ med geotermi" dækker over situationer, hvor modellen har mulighed for at investere i yderligere produktionskapacitet. Kriterierne for disse investeringer er, at de ud fra en systemmæssig betragtning er selskabsøkonomisk rentable, når også

kapitalomkostninger og faste omkostninger indregnes. Der er også regnet med, at modellen kan nedlægge eksisterende kapacitet.

Tabel 2 viser en oversigt over scenarierne.

Tabel 2: Balmorel scenarier for screeningen

Scenarie	Modelinvesteringer	Geotermi
Reference	Nej	Nej
Reference med geotermi	Nej	Ja
Alternativ	Ja	Nej
Alternativ med geotermi	Ja	Ja

For hvert scenarie analyseres situationen i årene 2020, 2025 og 2035. Beregningen for hvert år er afhængig af udfaldet af beregningerne i de foregående år. Det vil blandt andet sige, at modellens investeringer i ny produktionskapacitet overføres til de følgende år.

Valg af varmepumpeteknologi

Som beskrevet i 3.2 om de tekniske koncepter kan geotermivarmen udnyttes med enten varmedrevne absorptionsvarmepumper eller med el-drevne kompressionsvarmepumper. Kriteriet for valg af varmepumpeteknologi er, at opnå den billigste selskabsøkonomiske varmeproduktionspris med de gældende afgiftsniveauer, idet de gældende regler og retningslinjer i Projektbekendtgørelsen samtidig overholdes.

Det indebærer, at der fortrinsvis er regnet med absorptionsvarmepumper drevet af eksisterende affalds- eller biomassekedler, eller af nye biomassekedler. Energistyrelsen har i den forbindelse præciseret tolkningen af Projektbekendtgørelsens kriterier. På baggrund heraf har projektet forudsat følgende:

- I områder med allerede eksisterende/planlagt kedelkapacitet, der er egnet til at producere drivvarme til absorptionsvarmepumper, er disse prioriteret. Det kan være i form af affaldsforbrænding, - eller biomassebaserede anlæg.
- I de resterende områder er valget truffet ud fra Projektbekendtgørelsens retningslinjer. Det er således forudsat, at der i centrale kraftvarmeområder samt i naturgasforsynede decentrale kraftvarmeområder ikke kan etableres rent varmeproducerende biomassekedler til produktion af drivvarme. I disse områder er der derfor valgt el-varmepumper.
- I de øvrige decentrale områder er der valgt at forudsætte opførelse af ny kedelkapacitet baseret på træflis svarende til drivvarmebehovet i absorptionsvarmepumperne. Dette omfatter også områder, som i dag er naturgasbaserede, men hvor der allerede er truffet beslutning om

opførelse af biomassebaseret kraftvarme til erstatning for naturgasen.

- For de centrale områder er det forudsat, at der kan opnås dispensation til at opføre geotermianlæg, men ikke nye biomassekedler for drivvarme, idet der i disse områder i henhold til Varmeforsyningsloven kun må opføres kraftvarmeanlæg til grund- og mellemlast.

En oversigt over valget af varmepumpeteknologi ud fra ovennævnte kriterier fremgår af tabellen nedenfor.

Tabel 3: Oversigt over valg af varmepumpeteknologi til modellering af geotermianlæg

Område	Varmepumpe / drivvarme
Aalborg	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Frederikshavn	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Haderslev	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Hjørring	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Holstebro	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Maribo	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Nyborg	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Nykøbing Falster	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Ringsted	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Roskilde (Storkøbenhavn)	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Slagelse	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Sønderborg	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Thisted	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Aabenraa-Rødekro-Hjordkær	Absorptionsvarmepumper med eks. drivvarme
Helsingør (Nordøstsjælland)	Absorptionsvarmepumper med ny biomassekedel
Brønderslev	Absorptionsvarmepumper med ny biomassekedel
Frederiksværk	Absorptionsvarmepumper med ny biomassekedel
Grenå	Absorptionsvarmepumper med ny biomassekedel
Hillerød	Absorptionsvarmepumper med ny biomassekedel
Randers	Absorptionsvarmepumper med ny biomassekedel
Skive	Absorptionsvarmepumper med ny biomassekedel
Silkeborg	El-varmepumper
DTU	El-varmepumper
Herning	El-varmepumper
Horsens	El-varmepumper
Kalundborg	El-varmepumper
Viborg	El-varmepumper
Aarhus	El-varmepumper

Det bemærkes, at prioriteringen af varmepumpe-teknologien ikke nødvendigvis afspejler det samfundsøkonomisk optimale valg. I de byer, hvor der er valgt geotermianlæg med absorptionsvarmepumper kunne en el-varmepumpe for eksempel vise sig at være mere samfundsøkonomisk fordelagtig.

Investeringer i varmepumpeanlæggene er indregnet i estimater udført af Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab. Investeringer i nye drivvarmeanlæg (fliskedler) er også indregnet, idet investeringerne er antaget til 6 mio. kr. (2015) per installeret MW varmekapacitet jævnfør Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, 2013, update March 2015).

Ud over de nævnte økonomiske og lovgivningsmæssige kriterier for valg af varmepumper til geotermianlæggene kan der være forskellige tekniske og systemmæssige fordele og ulemper ved de to typer af varmepumper, som dog ikke er analyseret i dette projekt.

Da valget af varmepumpe-teknologi kan være afgørende for projektøkonomien, er der endvidere udført en sammenligning af økonomien for 12 områder, hvor der er regnet med både absorptions- og el-varmepumper.

Data for geotermianlæg

Geotermianlæggene modelleres med de beregnede økonomiske og tekniske data beregnet for hvert område jævnfør Bilag 3: Områderapporter, tillagt de vurderede investeringer i tilslutninger til el- og fjernvarmenet og eventuelle transmissionsledninger. Under drift er det forudsat, at geotermianlæggene kan nedreguleres til 20 pct. af den fulde ydelse. Endvidere er det forudsat, at drivvarme til absorptionsvarmepumper er driftsmæssigt låst til geotermien. Der regnes med en rådighedsfaktor på 90 pct. I praksis ville visse anlæg blive stoppet, for eksempel i sommermånederne, men af modeltekniske grunde er det valgt, at geotermianlæggene ikke kan stoppes, men kun nedreguleres til de nævnte 20 pct. last.

En uddybende gennemgang af forudsætninger og metoder for beregningerne med Balmorel-modellen fremgår af Bilag 2.

5 Resultater for de 28 screenede fjernvarmeområder

5.1 Resultater per område

Økonomiske og produktionsmæssige resultater for hver af de 28 udvalgte fjernvarmeområder i screeningen findes i Bilag 3: Områderapporter. For hvert område er indeholdt:

- Resultaterne af GEUS' geologiske screening,
- beskrivelse af fjernvarmeområdet og den fremtidige forsyningsstruktur,
- beregninger af de økonomiske og tekniske forhold i et geotermianlæg i fjernvarmeområdet,
- resultater fra Balmorel-modellen med varmeproduktionskapaciteter, fjernvarmeproduktion og -omkostninger over året for de fire scenarier i årene 2020, 2025 og 2035.

Resultaterne i områderapporterne skal tages med en række forbehold.

Først og fremmest skal det understreges, at der er tale om en screening med det formål at give en indikation af mulighederne for geotermi. Der er ikke foretaget en fuldstændig analyse af den optimale fremtidige fjernvarmeforsyning i området.

Den geologiske vurdering er alene foretaget for en enkelt lokalitet, svarende til en umiddelbart vurderet fordelagtig placering af geotermianlægget. Der kan derfor ikke drages konklusioner om hele områdets geologisk potentiale og den optimale placering for et eventuelt geotermianlæg.

Modellering af områdets nuværende og forventede fremtidige fjernvarmeproduktion og -struktur er sket ud fra de data, som de var oplyst og forelå i år 2013. Endvidere indeholder optimeringsmodellen en række forudsætninger og forsimplinger, som ikke nødvendigvis afspejler de aktuelle forhold præcist. Der tages således for eksempel ikke hensyn til kapitalomkostninger for eksisterende produktionsenheder, kun for enheder modellen investerer i. Eksisterende anlæg forudsættes at kunne levetidsforlænges indtil år 2035 uden væsentlige reinvesteringer ud over normalt vedligehold. Der skal endvidere tages højde for, at resultaterne ikke er baseret på optimeringer for hver enkelt by, men en optimering for hele systemets energiomkostninger. Der er ikke udført usikkerheds- og følsomhedsberegninger for hvert område, men derimod lavet et generelt eksempel på geotermianlæggets følsomhed

overfor ændringer af de vigtigste inputparametre, se afsnit 5.2 i hovedrapporten.

5.2 Resultater – geotermianlæg

Dette afsnit indeholder en sammenligning af de screenede geologiske potentialer samt resultaterne for de beregnede geotermianlæg.

Geologiske potentialer

De geologiske potentialer for lokaliteterne bygger på GEUS' vurderinger af det mest gunstige reservoir for hver lokalitet. Dette udelukker ikke, at der kan være andre (sekundære) reservoirer til stede, men dette er ikke undersøgt nærmere i forbindelse med denne screening.

De geologiske potentialer afhænger først og fremmest af reservoirtemperaturen, t samt transmissiviteten (de vandledende egenskaber), D i reservoiret, der tilsammen har stor betydning for, hvilken varmeeffekt der vil kunne udnyttes fra et brøndpar.

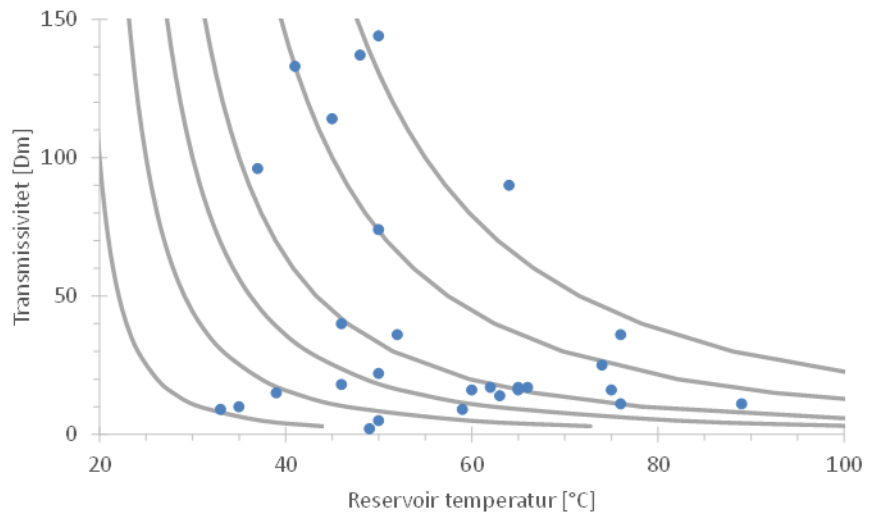
Reservoirkvalitet

Den teoretisk opnåelige varmeeffekt vil være tilnærmelsesvis proportional med et tal for reservoirets kvalitet, RK der i denne rapport defineres som:

$$RK = \sqrt{D} \times (t - 15^\circ C)$$

hvor det forudsættes, at den mængde vand, der kan pumpes op af reservoiret, er proportional med kvadratroden af transmissiviteten, og at geotermivandet kan afkøles fra reservoirtemperaturen til $15^\circ C$, inden det reinjiceres.

Figuren neden for viser en sammenligning af temperatur og transmissivitet for hvert område, idet der er lagt kurver ind, der markerer niveauer for reservoirkvaliteten RK .



Figur 7: Sammenligning af geologiske parametre for de 28 lokaliteter.
Der er indlagt niveaukurver for henholdsvis RK= 50, 100, 150, 200, 300, 400.

Som det ses, er der ret store forskelle på reservoirernes geologiske parametre, men det er ikke nødvendigvis de varmeste reservoirer, der kan forventes af yde mest. Det hænger blandt andet sammen med, at transmissiviteten normalt falder med dybden, mens temperaturen stiger med dybden.

Effekt af geotermianlæg

De beregnede varmeeffekter af geotermianlæggene eksklusiv eventuel drivvarme samt de tilhørende investeringsomkostninger for anlæggene er vist i nedenstående tabel. Der angives dels effekten per brøndpar og dels den samlede geotermiske effekt, idet der for nogle områder er regnet med et anlæg med flere brøndpar.

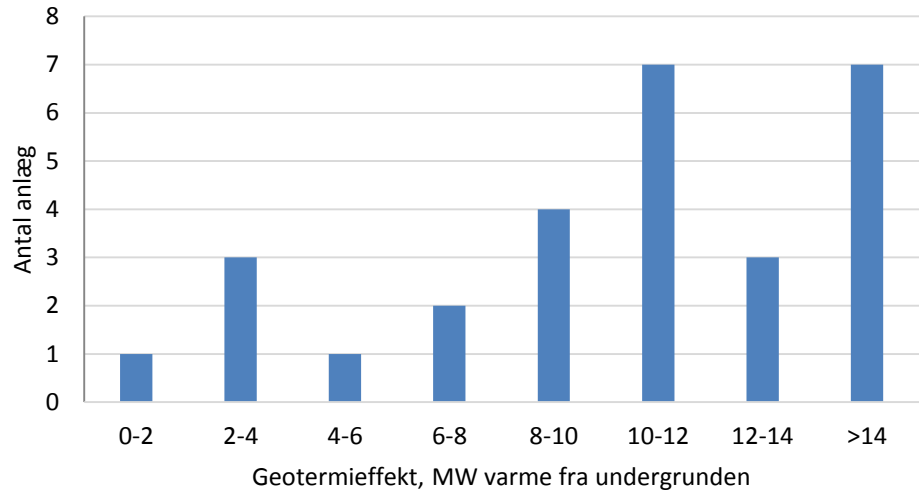
Tabel 4: Oversigt over nøgletal for de beregnede geotermianlæg

	Effekt fra undergrunden (MW)	Effekt fra undergrunden (MW pr brøndpar)	RK	Investeringer geotermi (mio. kr.)	Tilslutning (mio. kr.)	Eventuelle drivvarme- anlæg (mio.kr.)
Helsingør	16,3	16,3	366	253	11	81
Hjørring	14,7	14,7	301	266	13	0
Randers	14,0	14,0	240	247	9	63
Sønderborg	11,7	11,7	386	243	26	0
Hillerød	12,9	12,9	210	249	10	76
Roskilde	25,1	12,5	222	503	0	0
Thisted	12,3	12,3	320	114	11	0
Kalundborg *)	12,2	12,2	465	239	11	0
Skive	11,9	11,9	206	246	84	57
Ringsted	11,8	11,8	420	234	10	0
Herning *)	23,1	11,6	200	433	28	0
Holstebro	11,5	11,5	245	223	7	0
Aarhus *)	55,5	11,1	180	621	101	0
DTU *)	11,0	11,0	194	243	10	0
Silkeborg *)	10,5	10,5	180	228	48	0
Aalborg	42,2	10,5	216	787	38	0
Viborg *)	10,3	10,3	202	225	32	0
Slagelse	9,8	9,8	300	232	9	0
Horsens *)	9,1	9,1	164	224	63	0
Frederiksværk	8,5	8,5	295	204	6	44
Brønderslev	8,2	8,2	196	206	7	60
Maribo	7,2	7,2	132	217	8	0
Nykøbing F.	6,6	6,6	93	203	7	0
Grenå	5,9	5,9	132	190	5	35
Frederikshavn	3,7	3,7	63	175	4	0
Haderslev	3,1	3,1	78	161	3	0
Nyborg	3,1	3,1	54	164	4	0
Aabenraa-Rødekro- Hjordkær	1,1	1,1	48	146	2	0

*) : Byer regnet med el-varmepumper.

Effekten fra undergrunden afhænger dels af reservoirkvaliteten, der angiver en øvre grænse, men er også optimeret i forhold til hvilken varmeeffekt, der vil kunne aftages i hvert enkelt område.

En sammenligning af anlæggenes beregnede størrelser ses i figuren nedenfor.

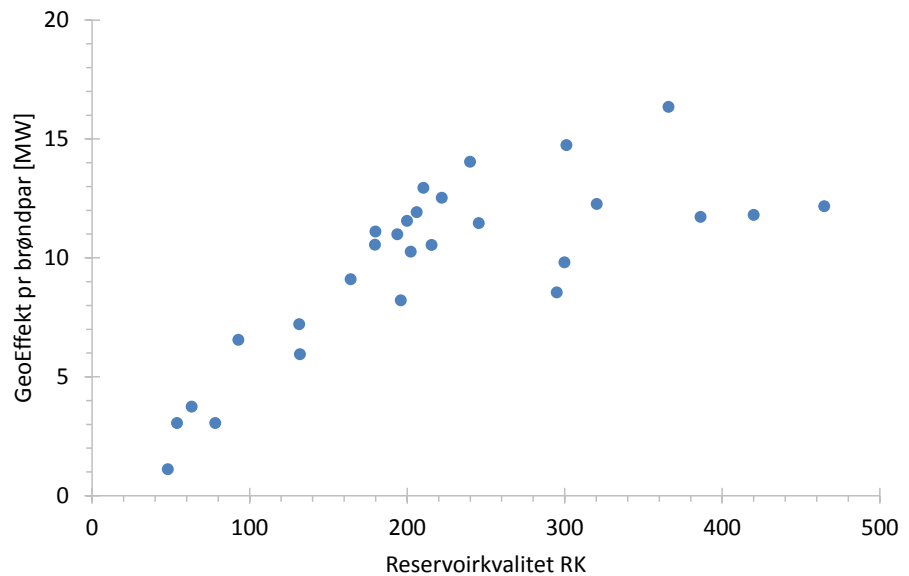


Figur 8: Sammenligning af anlægssydelsler for geotermianlæg

Af figuren fremgår det, at de fleste af de beregnede geotermianlæg har en effekt på 6 MW varme fra undergrunden og større. Fem anlæg vil dog have en beregnet effekt fra undergrunden på mindre end 6 MW.

Områder med lav reservoirkvalitet

Som det ses af Figur 9 (på næste side) er der en generel sammenhæng mellem vurderingen af reservoirparametrene her repræsenteret ved RK-værdien og den beregnede ydelse fra et brøndpar, således at høj reservoirkvalitet resulterer i høj ydelse. Dog begynder afsætningsgrundlaget på et tidspunkt at blive begrænsende i den høje ende, hvilket også kan ses af figuren, hvor punkterne falder mere spredt og kurven flader ud.



Figur 9: Sammenhæng mellem reservoirkvalitet og beregnet optimal geotermieffekt per brøndpar.

Disse områder er:

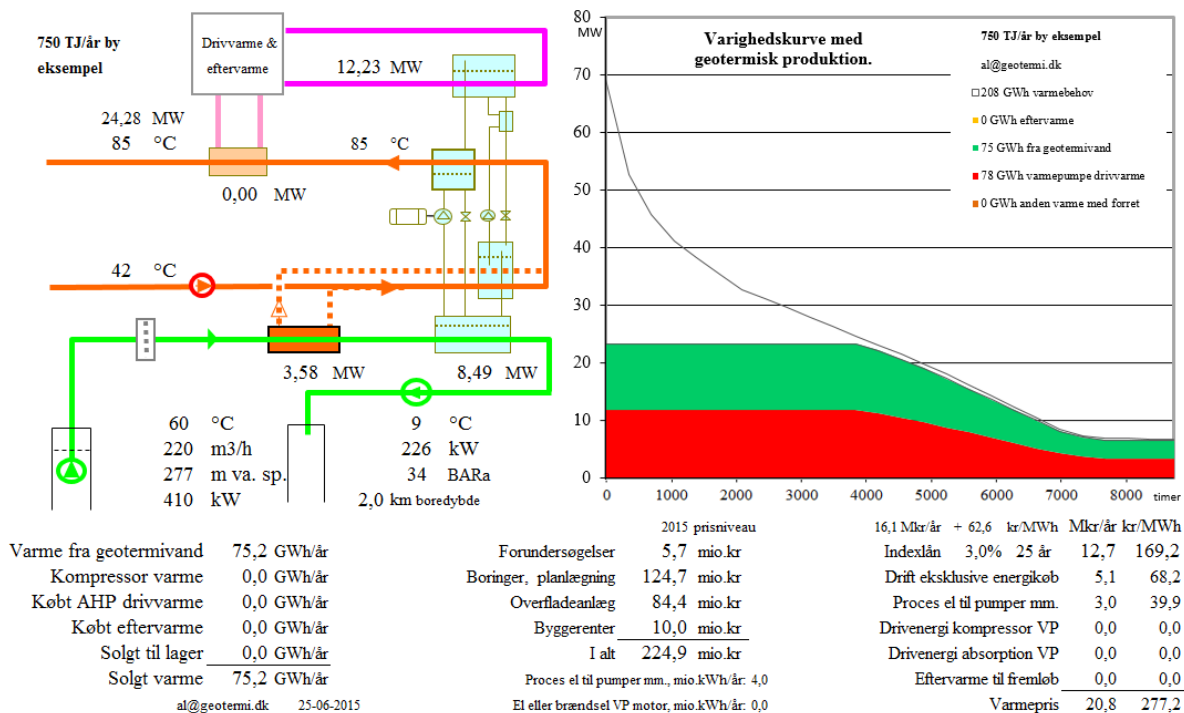
- Aabenraa-Rødekro-Hjordkær
- Nyborg
- Frederikshavn
- Haderslev

Det kan derfor ud fra de vurderede geologiske forhold forventes, at det vil være svært at opnå en gunstig økonomi i disse anlæg, da ydelsen vil være lav i forhold til de investeringer, der skal foretages i de geotermiske anlæg. Det skal dog bemærkes at en lokal geologisk analyse og optimering af anlægsplacering muligvis kan forbedre vurderingen af reservoirkvaliteten (her repræsenteret ved RK), som så også vil give en forbedret anlægsydelse i en revideret anlægsberegning.

Øvrige resultater for de beregnede geotermianlæg fremgår af Bilag 3: Områderapporter.

Generelle usikkerheds- og følsomhedsberegninger for geotermianlæg

Konsekvenser af usikkerheder og deres betydning for energiomsætninger og økonomi er i det følgende belyst via generelle følsomhedsberegninger. De er udført for et fiktivt fjernvarmeområde med en transmissivitet på 36 Dm, en reservoirtemperatur på 60 °C og en fjernvarmereturtemperatur på 42 °C. Se illustration af basisberegningen for følsomhedsanalyserne i Figur 10.



Figur 10 – Basis-beregning

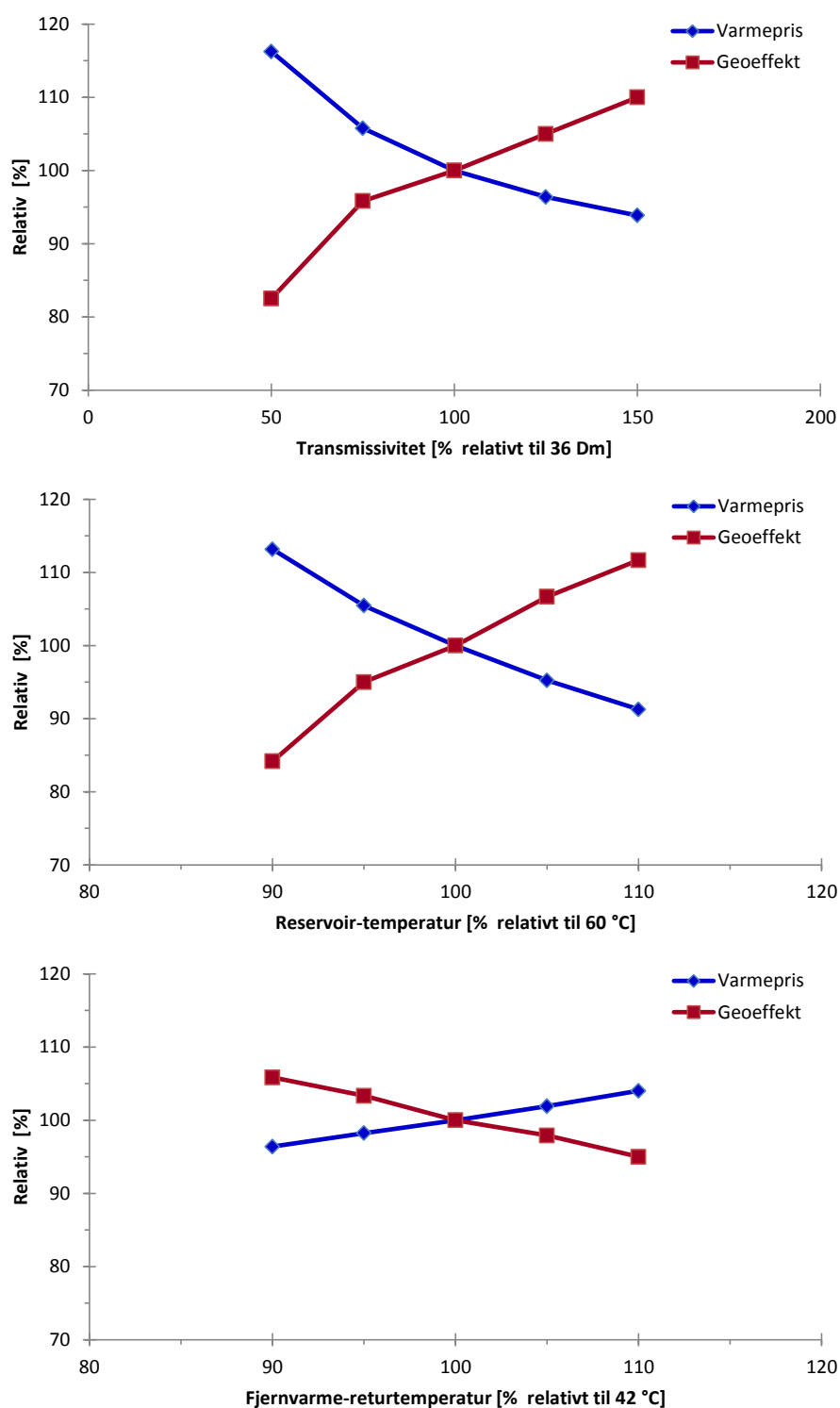
Vandlevende egenskaber og reservoirtemperatur

De største usikkerheder omkring opførelsen af et geotermisk anlæg knytter sig normalt til reservoirets vandlevende egenskaber og reservoirtemperaturen. Der er derfor udført følsomhedsberegninger for ændringer af vandlevende egenskaber og temperatur i reservoiret med påvirkning på anlægskapacitet og vejledende varmepris. Der kan erfaringsmæssigt under driften opstå problemer i injektionsboringen, der i perioder kan kræve større pumpeeffekter og/eller begrænse anlægskapaciteten. Denne risiko er ikke belyst separat, men den beregnede følsomhed for reducerede vandlevende egenskaber og reservoirtemperatur kan være med til at belyse mulige konsekvenser for drift ved højere injektionstryk eller en faldende produktionstemperatur – i begge tilfælde under forudsætning af, at anlægskomponenter da tilpasses behovet.

Fjernvarmereturtemperatur

Afkøling af geotermivandet og fordeling af varmeoverførsel på varmevekslere og varmepumper med et drivenergi behov påvirkes af fjernvarmenettets returtemperatur, som nogen gange kan påvirkes af valgt tilslutningspunkt og mulige forbedringer af forbrugerinstallationerne. Der er derfor endvidere udført følsomhedsberegninger for fjernvarmereturtemperaturen, der også kan være med til at give en indikation af konsekvenser for driften ved senere ændringer. Resultaterne fra udregningerne med flow optimeret efter lavest mulig vejledende varmepris under hensyntagen til eventuelle kapacitetsbegrænsninger fra

for høje vandspejlssænkninger, injektionstryk eller dykpumpeeffekter er vist i nedestående figurer.



Figur 11: Følsomhed på vejledende varmepris og effekt fra undergrunden ved variationer i henholdsvis transmissivitet, reservoir-temperatur og fjernvarme-returtemperatur.

De vandledende egenskaber (transmissiviteten) har den største betydning for ydelse og økonomi. Af følsomhedsanalysen ses det, at følsomheden er størst ved lave transmissiviteter. Det vil sige, at lokaliteter med en lavt vurderet transmissivitet er mest følsomme over for usikkerhed på transmissivitetsvurderingen.

Med de valgte usikkerhedsintervaller ses samme indflydelse på varmeproduktionspris og optimeret geotermisk effekt fra transmissivitet og reservoirtemperatur, mens følsomheden for variationer i fjernvarmereturtemperatur er mindre. Det skal dog bemærkes, at væsentlig større variationer i transmissivitet end det viste interval vil kunne forekomme. Det er valgt at vise følsomhed for transmissivitet ± 50 pct., hvor usikkerheden kan være helt op til en faktor 7 jævnfør GEUS' vurderinger.

Denne følsomhedsanalyse illustrerer de mest betydende faktorer. Mange andre faktorer har også indflydelse på ydelse og økonomi, men mindre betydning end de nævnte.

5.3 Resultater – varmeproduktion og varmeproduktionsomkostninger

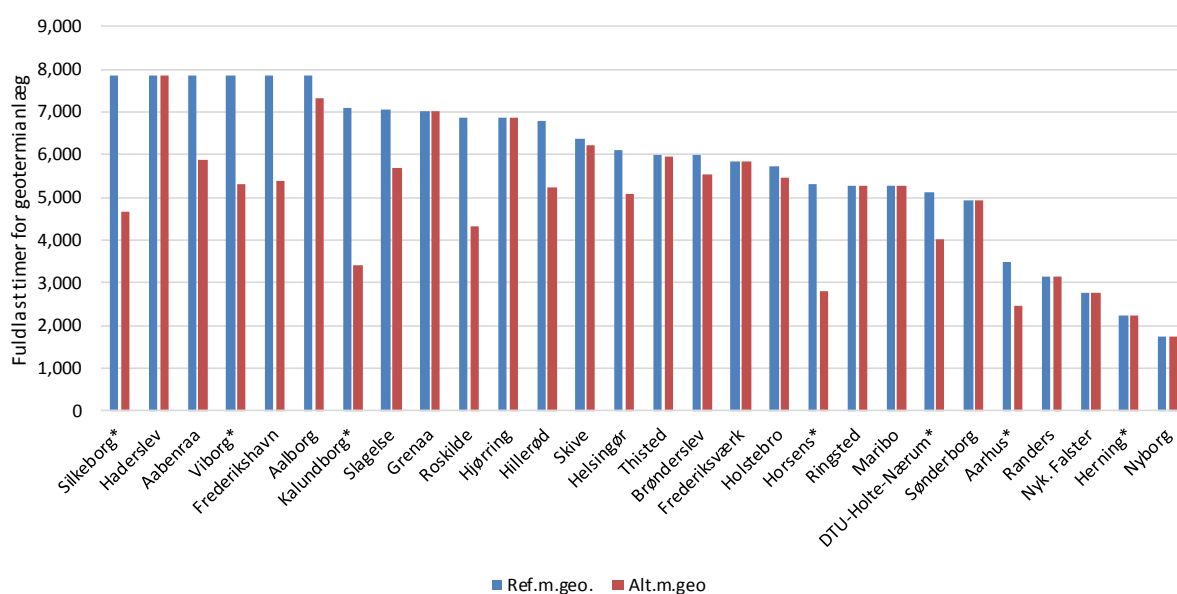
Dette afsnit viser resultaterne af de udførte beregninger af geotermianlæggenes energiproduktion og økonomi for de 28 fjernvarmeområder. Beregningerne er udført i el- og varmemarkedsmodellen Balmorel for de fire scenarier frem mod 2035.

Det er vigtigt at forstå, at grundigere analyser af konkrete geotermianlæg i de enkelte områder godt kan give mere positive resultater med hensyn til varmeproduktion og varmeproduktionsomkostninger end de resultater, som præsenteres i denne rapport. Dette skyldes, at der i forbindelse med denne screening kun i meget begrænset omfang er optimeret på placeringen af anlæggene i forhold til den lokale geologi. Endvidere er der heller ikke taget hensyn til, at der i en del tilfælde kan være mere end ét potentielt reservoir.

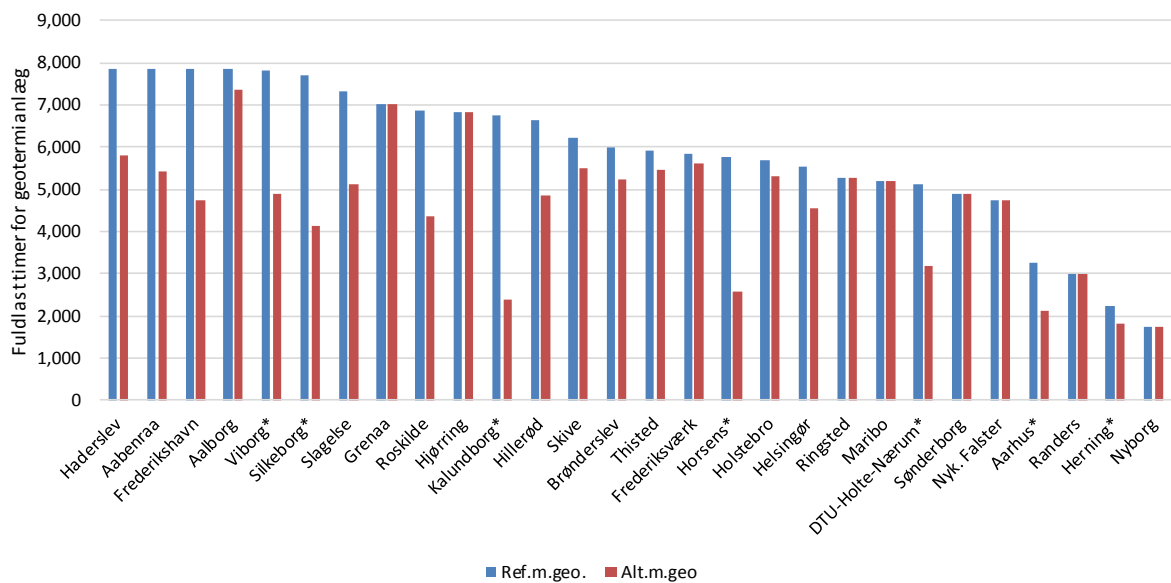
Beregnete driftstider

Beregningsen af driftstider tager udgangspunkt i en situation, hvor alle 28 geotermianlæg er bygget i scenarierne "Reference med geotermi" og "Alternativ med geotermi". I den situation vil geotermianlæggene producere varme når deres marginale produktionsomkostninger er lavere end alternativernes, samtidig med at der er behov for varmen.

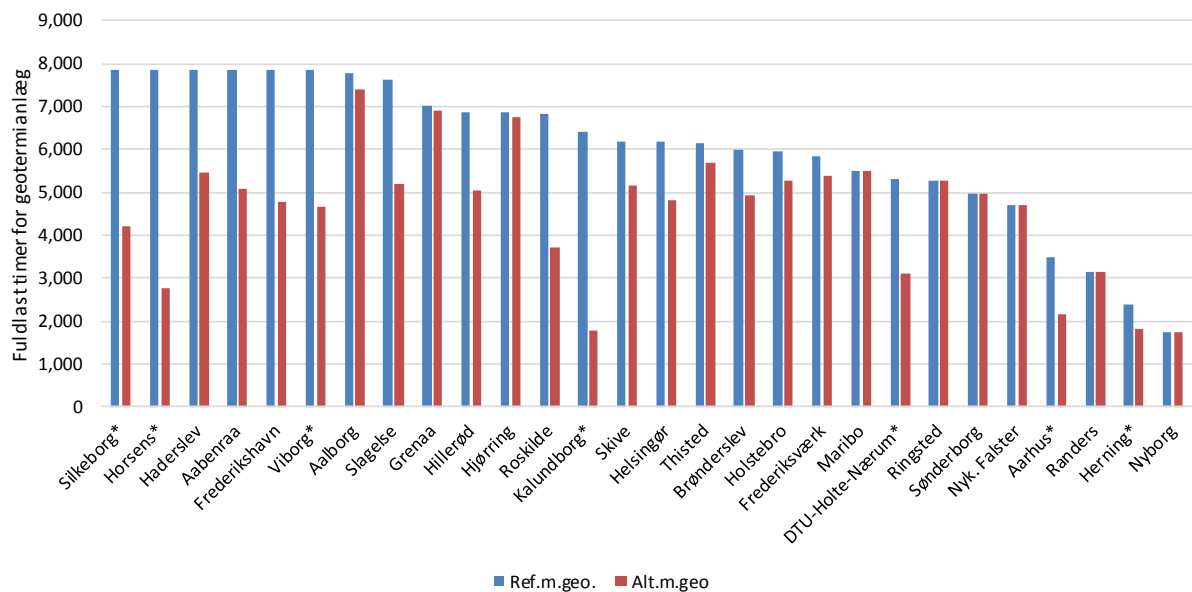
De nedenstående figurer viser for hvert område det beregnede antal årlige fuldlasttimer for geotermianlæggene. Fuldlasttimetallet udtrykker hvor meget geotermianlæggene vil producere i forhold til den maksimalt mulige produktion. Fuldlasttimer på 8760 timer svarer til at anlægget kører med maksimal kapacitet i alle årets 8760 timer. Da anlæggenes rådighed er sat til 90 pct. vil det maksimalt mulige fuldlasttimetal dog være knap 8.000 timer per år. Ligeledes vil den minimale antal fuldlasttimer være ca. 1750 timer/år, da det er forudsat at anlæggene ikke kan stoppes men kan reguleres ned til en minimumslast på 20%. Søjlerne farve viser scenarierne "Reference med geotermi" (blå) og "Alternativ med geotermi" (rød). Bemærk at byerne er vist i forskellig rækkefølge i figurerne 11, 12 of 13.



Figur 12: Fuldlasttimer for geotermianlæg i 2020. Markeret med * er områderne med el-varmepumper.



Figur 13: Fuldstimer for geotermianlæg i 2025. Markeret med * er områderne med el-varmepumper.



Figur 14: Fuldstimer for geotermianlæg i 2025. Markeret med * er områderne med el-varmepumper.

Driftstider i scenariet "Reference med geotermi"

Figurene viser, at geotermianlæggene i scenariet "Reference med geotermi" i alle årene driftsmæssigt er ret konkurrencedygtige med de alternative produktionsenheder, idet der i 23 ud af 28 områder opnås fuldstimetal højere end 5.000 timer/år, og 6-7 af anlæggene vil køre uafbrudt. Dette svarer til en situation, hvor geotermianlæggene kører som grundlast i fjernvarmeproduktionen. Det bemærkes, at også byer med et ringe

geotermisk potentiale og tilsvarende meget små geotermianlæg (for eksempel Haderslev og Aabenraa) også opnår høje fuldlasttimal, hvilket hænger sammen med, at der alene ses på de variable omkostninger og ikke på kapitalomkostningerne ved beregning af driftstiden. Sådanne anlæg vil dog næppe nogensinde blive etableret, da de næppe samlet set vil være selskabs- eller samfundsøkonomiske fordelagtige.

Generelt er der i øvrigt ikke større forskelle på de driftstimal, der beregnes f i 2020, 2025 og 2030, hvilket hænger sammen med, at der ikke i beregningsmodellen kan investeres i andre teknologier. Der ses dog stigende driftstider frem mod år 2035 for en del områder.

Driftstider i "Alternativ med geotermi"

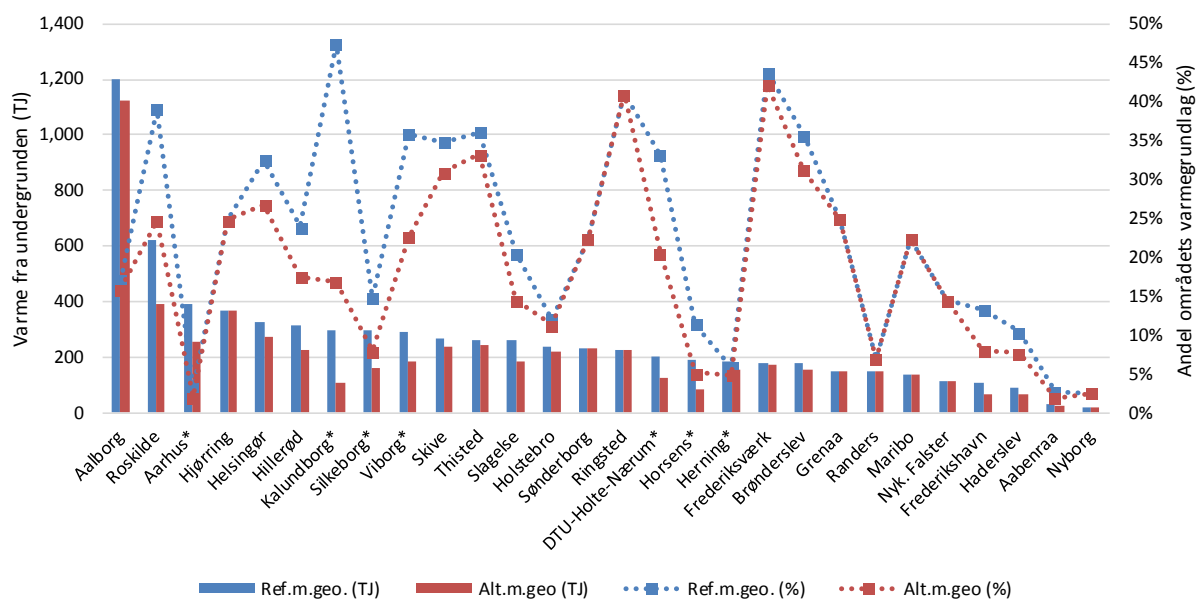
I scenariet "Alternativ med geotermi" foretages investeringer i andre teknologier end geotermi, hvilket sænker de marginale varmeproduktionsomkostninger. Derfor får geotermianlæggene i mange af områderne markant lavere driftstider end i scenariet "Reference med geotermi". I ca. halvdelen af områderne vil geotermianlæggene dog stadig opnå driftstider svarende til 5.000 fuldlasttimer eller derover. I områder, hvor der ikke er forskel på driftstiderne i de to scenarier hænger det typisk sammen med, at de allerede i scenariet "Reference med geotermi" har etableret biomassebaseret kapacitet og derfor ikke investerer i nye anlæg i scenariet "Alternativ med geotermi".

De reducerede driftstider for scenariet "Alternativ med geotermi" er særligt markante for de syv anlæg, der drives med el-varmepumper². I disse områder, der hovedsageligt i referencen er naturgas og kulkraftbaserede, får geotermi med el-varmepumper for alvor svært ved at konkurrere på de marginale produktionspriser, når der investeres i billigere alternativer, og driftstiderne bliver derfor typisk mere end halveret. Dette hænger sammen med, at de variable varmeproduktionsomkostninger er højere for anlæggene med el-varmepumper.

Geotermisk varmeproduktion

Nedenstående figur viser en sammenligning af byerne med hensyn til den varmemængde, der vil blive udvundet fra undergrunden med de beregnede driftstider i de to scenarier i år 2025. Samtidig angives den procentdel af hvert områdes samlede varmeproduktion, som vil være dækket af varme fra undergrunden.

² Silkeborg, DTU, Herning, Horsens, Kalundborg, Viborg og Aarhus.



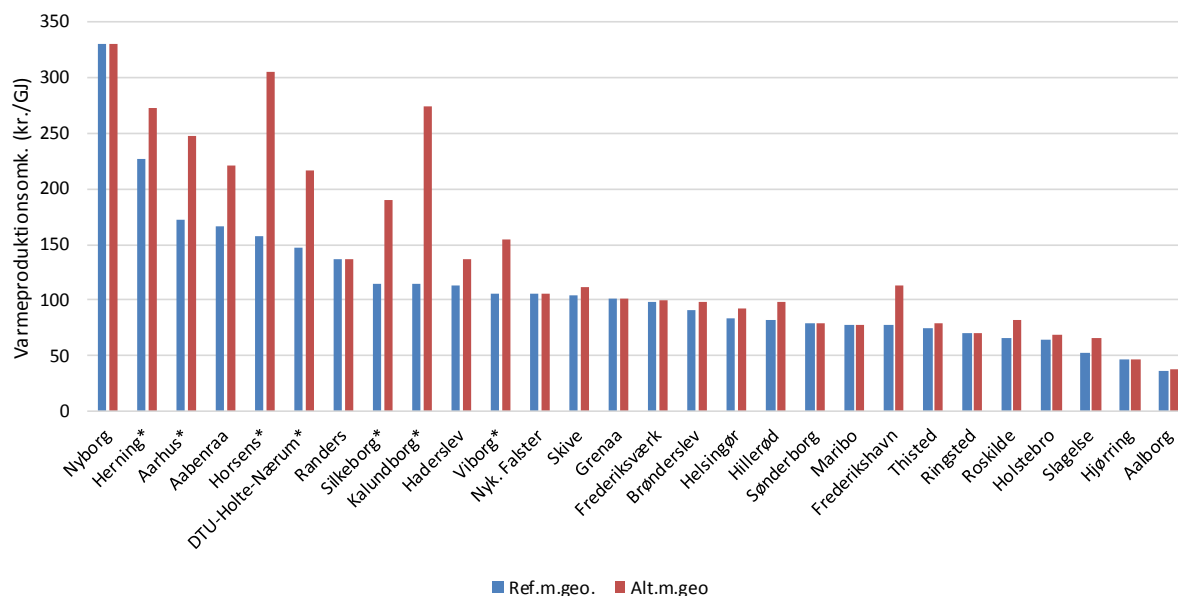
Figur 15: Geothermianlæggenes udnyttede varme fra undergrunden i 2025. Markeret med * er områderne med el-varmepumper.

Som det ses, har nogle af områderne store variationer i geotermiproduktionen i de to scenarier. Kalundborgs geotermianlæg vil for eksempel i Referencescenariet stå for næsten halvdelen af varmebehovet, mens denne andel faldet til 15% i Alternativscenariet, hvor naturgas er skiftet ud med biomasse. Der er også store forskelle mellem byernes geotermiandel. I Aalborg vil selv et meget stort geotermianlæg med en produktion fra undergrunden på ca. 1,2 PJ/år kun dække ca. 16% af varmebehovet, mens et anlæg i Ringsted, der producerer 220 TJ vil kunne dække over 40% af varmebehovet.

Geotermiens varmeproduktionsomkostninger

Med de fundne driftstider for geotermianlæggene kan deres varmeproduktionsomkostninger beregnes. Disse omkostninger medtager såvel variable som faste omkostninger, herunder kapitalomkostningerne. Da geotermianlæggene med absorptionsvarmepumper vil være bundet til drivvarmeproduktionen, indregnes også drivvarmeanlæggene variable omkostninger. Kapitalomkostninger for drivvarmeanlæggene medtages hvor der forudsættes nyinvesteringer i fliskedelanlæg, men ikke hvor eksisterende anlæg forudsættes udnyttet til drivvarme.

Det, at drivvarmeanlæggene medtages giver en gearing af varmeproduktionsprisen, som både kan være positiv (drivvarme billigere end varme fra undergrunden) og negativ (drivvarme dyrere end varme fra undergrunden).



Figur 16: Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for geotermianlæg i 28 områder 2025 (eventuelle drivvarmeanlæg indregnet). Markeret med * er områderne med el-varmepumper.

Som det ses, er der stor forskel på, hvilke varmeproduktionsomkostninger, der kan opnås for geotermianlæggene i de forskellige områder.

Varmeproduktionspriser i scenariet "Reference med geotermi"

Omkring halvdelen af områderne kan opnå varmeproduktionsomkostninger på omkring 100 kr. eller mindre per GJ fjernvarme leveret fra geotermianlæggene. En vis del (ca. 5) af byerne har høje varmeproduktionsomkostninger på 150 kr./GJ og derover for geotermi inkl. drivvarme.

De relativt høje beregnede varmepriser i nogle områder kan forklares med kombinationen af især tre faktorer:

- Ringe geologiske forhold (Aabenraa, Nyborg)
- Lave driftstider, for eksempel på grund af billigere alternativer i form af overskudsvarme (Nyborg) eller biomassebaseret kraftvarme (Hørning, Aarhus og Randers).
- Områder med el-varmepumper (Horsens, DTU-Holte-Nærum og Aarhus).

Det er dog ikke alle byerne i de nævnte kategorier, som har høje beregnede varmepriser. Visse byer med el-varmepumper kan opnå forholdsvis moderate varmepriser (Viborg og Silkeborg) i kraft af en god geologi og høje driftstider.

Anlæggene med el-varmepumper har dog generelt varmepriser i den høje ende i scenariet "Reference med geotermi", hvilket først og fremmest hænger sammen med elafgifterne.

Samtidig kan visse byer med forholdsvis ringe geologi opnå forholdsvis lave varmepriser i kraft af høje driftstimer (for eksempel Nykøbing Falster). Områderne med de laveste beregnede varmeproduktionsomkostninger er især der, hvor der findes billig affaldsbaseret varme, som i forvejen kører som grundlast og kan udnyttes til drivvarme i absorptionsvarmepumper.

Varme-produktions-
omkostninger i scenariet
"Alternativ med
geotermi"

I scenariet "Alternativ med geotermi" stiger geotermiens varmeproduktionsomkostninger generelt, men ikke lige meget for områderne. Geotermi- og drivvarmeanlæggets investeringer og faste omkostninger er ens for de to scenarier i et givet område, og forskellene mellem varmeproduktionsomkostninger i de to scenarier skyldes derfor først og fremmest, at anlæggene har forskellig driftstid i de to scenarier. Da der i scenariet "Alternativ med geotermi" generelt (men ikke for alle anlæg) er beregnet lavere driftstider, vil varmeproduktionsomkostningerne derfor generelt være højere i dette scenarie, da der er færre timer at fordele de faste omkostninger over. Der bliver med andre ord færre timer, hvori den relativt store investering i et geotermianlæg kan tjenes hjem.

Anlæggene med el-varmepumper får særligt høje varmeproduktionsomkostninger i scenariet "Alternativ med geotermi", da deres driftstid her er væsentlig lavere. Det skyldes hovedsageligt, at de i dette scenarie skal konkurrere med billigere biomassebaseret kraftvarme i stedet for naturgasbaseret kraftvarme.

Ændring af samlede varmeproduktionsomkostninger med geotermi

I det følgende vises for hvert område forskellen i de samlede varmeproduktionsomkostninger (altså de totale omkostninger for alle produktionsenheder) for scenarierne med og uden geotermi. De samlede varmeproduktionsomkostninger indeholder de variable og faste driftsomkostninger, herunder brændsler, elsalg, drift og vedligehold, afgifter samt tilskud for nye og eksisterende produktionsanlæg. Kapitalomkostningerne for geotermianlæggene og de nye anlæg i scenarierne "Alternativ med geotermi" og "Alternativ uden geotermi" er ligeledes indregnet. De samlede omkostninger sættes i forhold til den samlede varmeproduktion i området. Dette skal dog ikke forveksles med den samlede varmepris, som forbrugeren betaler, idet kapitalomkostninger på eksisterende

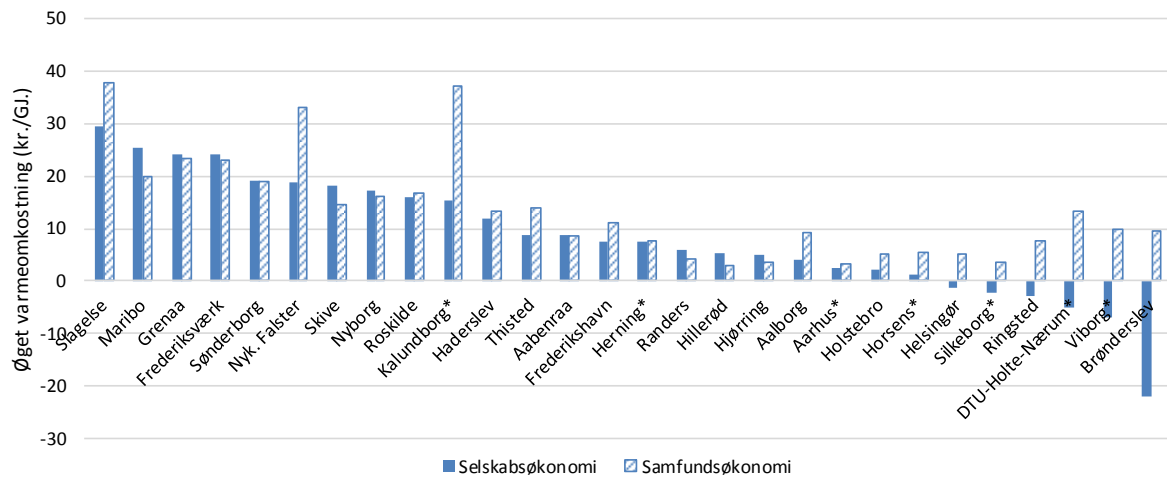
anlæg inkl. eventuelle omkostninger til levetidsforlængelse, administration, distribution m.v. ikke er medregnet.

Gennemgangen af resultaterne tager udgangspunkt i de selskabsøkonomiske tendenser, efterfulgt af en sammenligning for de samfundsøkonomiske forhold.

Ændring af
varmeproduktions-
omkostninger -
"Reference med
geotermi"

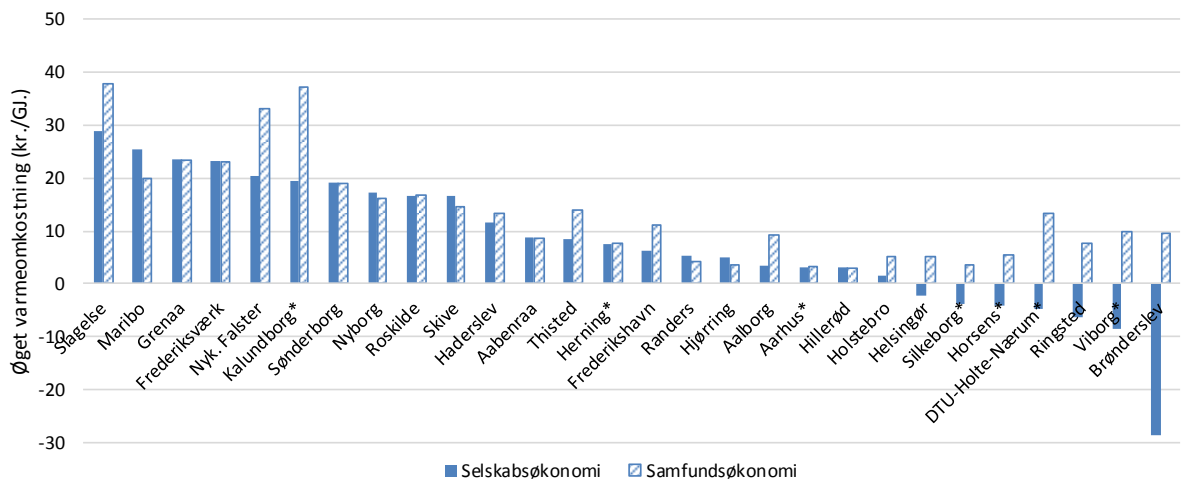
Figur 17-Figur 19 viser den beregnede ændring af hvert områdes samlede varmeproduktionsomkostninger, der følger af at etablere geotermianlægget for scenariet "Reference med geotermi". Til sammenligning er vist de tilsvarende ændringer i de samfundsøkonomiske omkostninger.

I 2020 ses, at varmeproduktionsomkostningerne generelt vil blive højere med end uden geotermi, for de fleste områder 0-15 kr./GJ, men i fire områder stiger prisen med mere end 20 kr./GJ. Der er dog også seks områder, hvor prisen vil falde.



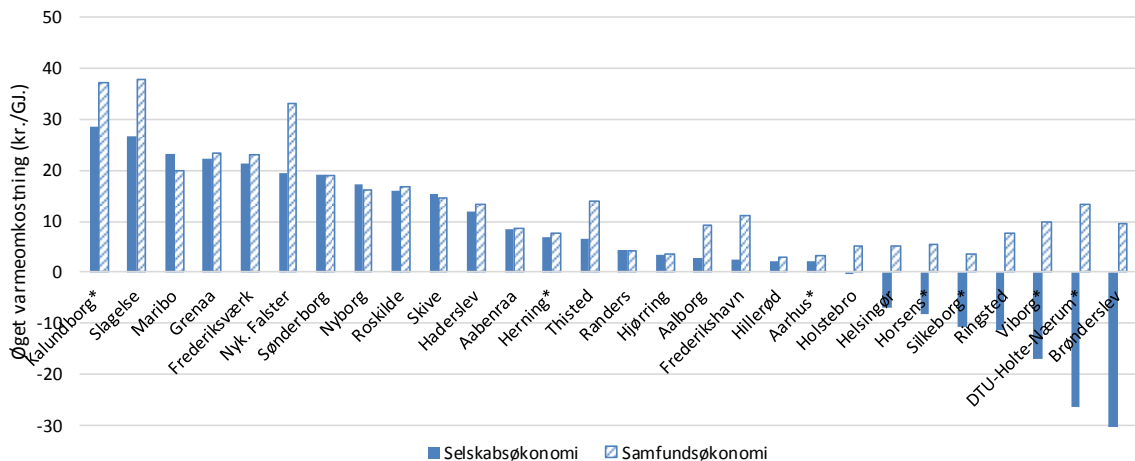
Figur 17: Ændringer i varmeproduktionsomkostning for "Reference med geotermi" sammenlignet med "Reference uden geotermi" i 2020.

I 2025 ses der stadig en generel tendens til højere varmeproduktionsomkostninger, hvis geotermianlæggene bygges.



Figur 18: Ændring i varmeproduktionsomkostning for "Reference med geotermi" sammenlignet med "Reference uden geotermi" i 2025.

I 2035 ses stadig højere varmeproduktionspriser på op til 28 kr./GJ for ca. to tredjedele af byerne, mens den sidste tredjedel får op til 30 kr./GJ lavere varmeproduktionspriser.



Figur 19: Ændring i varmeproduktionsomkostning for "Reference med geotermi" sammenlignet med "Reference uden geotermi" i 2035.

I scenariet "Reference med geotermi" vil geotermien altså blive mere konkurrencedygtig fra 2020 frem mod 2035. I alle årene ses en tendens til, at geotermianlæggene giver konkurrencedygtige varmepriser for en del af de områder, hvor varmeproduktionen er bundet til naturgas, og hvor geotermianlæggene drives med el-varmepumper (for eksempel Viborg og Silkeborg).

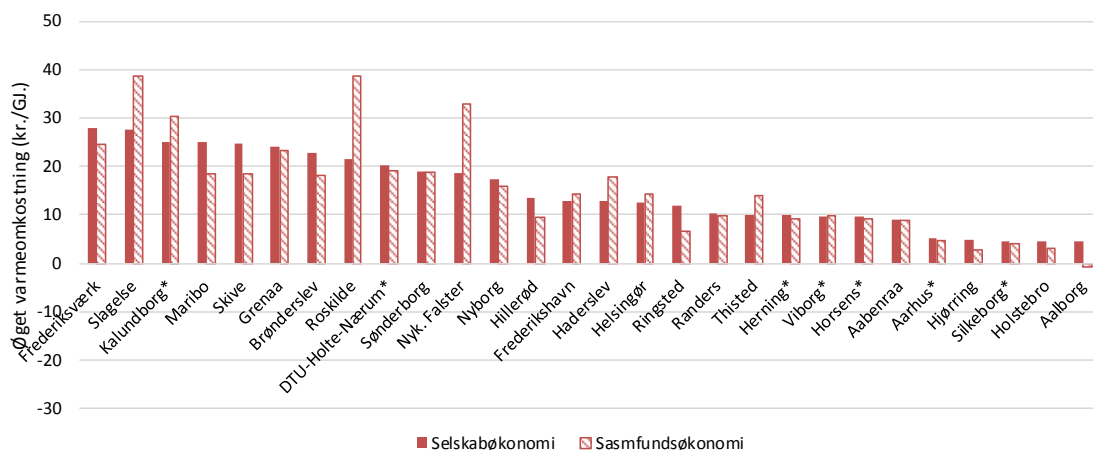
I øvrigt ses en stor og meget jævn spredning af ændringerne i varmeproduktionspriserne for områderne. Dette skal blandt andet forstås ud fra, at geotermiens konkurrencedygtighed på varmeproduktionsprisen

afhænger af såvel geologien, områdets afsætningsgrundlag som den eksisterende produktionskapacitet.

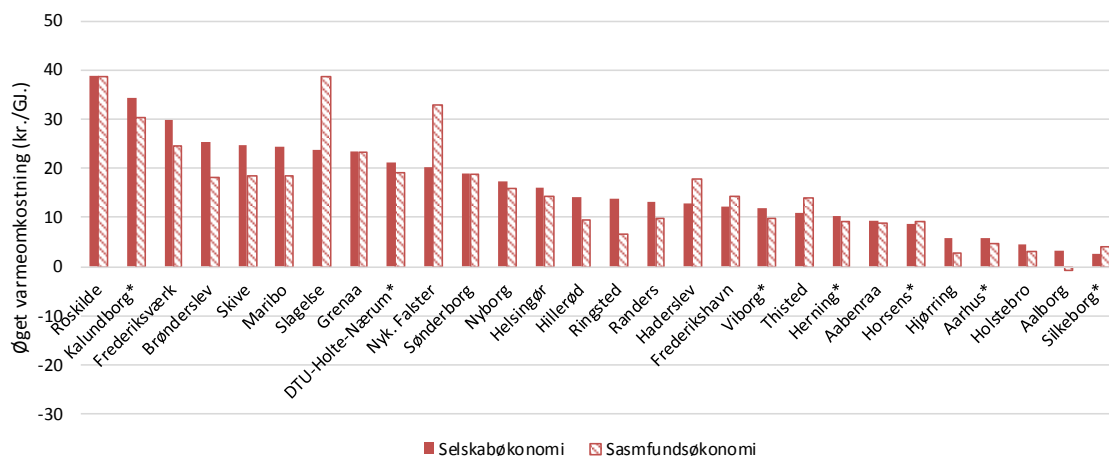
Som nævnt er det i Referencescenarierne med og uden geotermi forudsat, at eksisterende produktionsanlæg kan køre videre frem til 2035, og kapitalomkostninger til disse anlæg medtages ikke. I realiteten vil der skulle investeres i levetidsforlængelser og ny kapacitet, hvilket vil give højere omkostninger i scenariet uden geotermi. Derfor vil de ovennævnte beregninger have skævhed, der favoriserer situationen uden geotermi, navnlig på det lange sigt frem mod 2035. En indregning af dette forhold ville således forstærke tendensen til stigende konkurrencedygtighed for geotermien frem mod 2035.

Ændring af
varmeproduktionspris –
"Alternativ med geotermi"

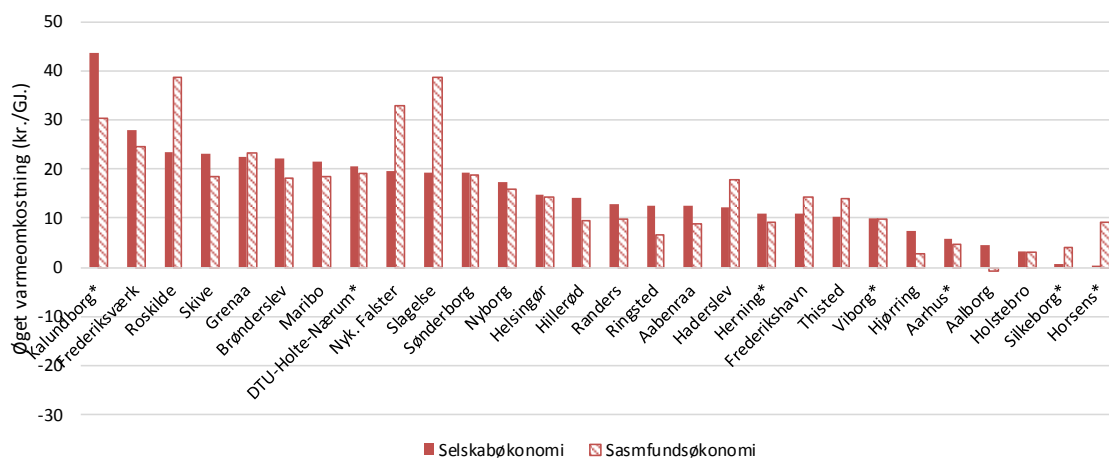
I Alternativscenariet vil de samlede selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for samtlige områder være højere med end uden geotermi. Denne tendens er ret klar for alle årene.



Figur 20: Ændring i varmeproduktionsomkostning for "Alternativ med geotermi" sammenlignet med "Alternativ uden geotermi" for 2020.



Figur 21: Ændring i varmeproduktionsomkostning for "Alternativ med geotermi" sammenlignet med "Alternativ uden geotermi" for 2025.



Figur 22: Ændring i varmeproduktionsomkostning for "Alternativ med geotermi" sammenlignet med "Alternativ uden geotermi" for 2025.

I ca. halvdelen af byerne vil prisstigningen ligge mellem 10 og 20 kr. per GJ produceret varme. Mens tendensen til højere varmepriser med geotermi end uden er meget klar, skal det dog huskes, at geotermiproduktionen har forskellig andel i de forskellige områder, mens prisstigningerneforøgelsen af varmeproduktionsprisen er fordelt på den samlede produktion. Tallet kan derfor ikke direkte bruges til at sammenligne, hvor konkurrencedygtig geotermien er i de forskellige områder.

Sammenfattende kan der ses en klar tendens til, at geotermi ikke vil være selskabsøkonomisk konkurrencedygtig med de anvendte forudsætninger og nugældende rammevilkår, idet resultaterne for Alternativscenariet viser, at

der for alle områder vil kunne opnå lavere varmepriser ved at investere i andre teknologier end geotermi.

I Referencescenariet vil geotermien dog være konkurrencedygtig særligt i de områder, hvor varmforsyningen er baseret på naturgas som brændsel. De lavere varmepriser i scenarierne uden geotermi opnås generelt ved hjælp af biomassebaseret kraftvarme.

Tendensen til at geotermien selskabsøkonomisk ikke kan konkurrere øges dermed i Alternativscenariet, hvor den generelle tendens er, at naturgas erstattes med billigere biomasse.

Ændring af
Samfundsøkonomisk
varmeproduktionspris -

Som vist med skraverede søjler i de ovenstående seks figurer vil også de samfundsøkonomiske varmeproduktionspriser generelt stige i scenarierne med geotermi. De samfundsøkonomiske virkninger forstås i denne sammenhæng som de selskabsøkonomiske virkninger fraregnet alle afgifter og tilskud. I Referencescenariet vil de samfundsøkonomiske omkostninger generelt øges mere end de selskabsøkonomiske. Det skyldes typisk, at geotermien erstatter afgiftsbelagte brændsler. I tilfælde hvor geotermien drives med el-varmepumper erstattes således naturgasbaseret varme, og selvom el-afgifterne til varmepumper fraregnes vil de fraregnede varmafgifter på naturgas veje tungere.

I Alternativscenariet vil forøgelsen af varmeproduktionsomkostningerne generelt set være sammenlignelig for selskabs- og samfundsøkonomi, dog med forskelle mellem områderne. For områder med el-varmepumper vil den samfundsøkonomiske fordyrelse typisk være mindre end den selskabsøkonomiske, hvilket skyldes at der fratrækkes flere afgifter i "Alternativscenariet med geotermi" (el afgifterne) end i "Alternativscenariet uden geotermi", som især er baseret på ikke-afgiftsbelagte brændsler samt tilskudsberettiget kraftvarme.

5.4 Sammenligning af absorptions og el-varmepumper

Som nævnt har projektet taget udgangspunkt i en prioritering af geotermianlæg med absorptionsvarmepumper drevet af varme fra biomasse eller affald ud fra selskabsøkonomiske kriterier. Der er dog i syv områder i stedet regnet med el-varmepumper, da absorptionsvarmepumper ikke i disse områder ville være indenfor rammerne af den gældende lovgivning (Projektbekendtgørelsen).

Som supplement til hovedanalysen, er der udført en sammenligning af de to varmepumpe typer for 12 områder, hvori det generelle geotermipotential vurderes positivt.

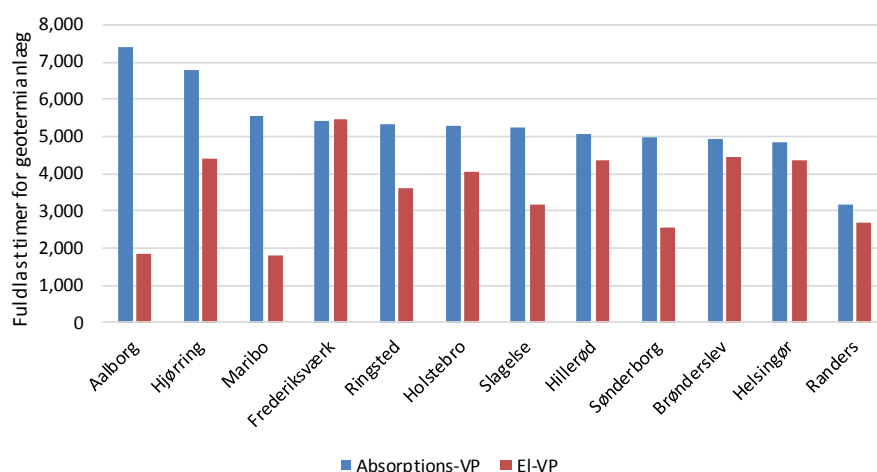
Dette gør det muligt at lave en generel sammenligning af økonomien for de to teknologier, idet geotermianlæggene i øvrigt er ens.

Data for geotermianlæg med de to typer varmepumpe anlæg for hvert af områderne fremgår af Bilag 3: Områderapporter.

Beregningsen er udført for "Alternativscenariet med geotermi" for år 2025.

Sammenligning af driftstider med henholdsvis el- og absorptionsvarmepumper

Figuren nedenfor viser de med Balmorel-modellen beregnede antal fuldlasttimer for geotermianlæggene i 12 områder med hver varmepumpe type.



Figur 23: Sammenligning af fuldlasttimer for geotermi med absorptionsvarmepumper og el-varmepumper.

Som det ses har anlæggene med absorptionsvarmepumper generelt højere driftstider, men der er stor forskel på hvor stor indflydelse varmepumpevalget har. De lavere driftstider for geotermianlæggene med el-varmepumper hænger generelt sammen med, at varmeprisen her belastes af elafgifter for den el, der bruges til varmepumperne. Derimod er drivvarmen til absorptionsvarmepumper typisk omkostningsneutral, idet den produceres med ikke afgiftbelagte brændsler og blot "lånes" til at drive absorptions varmepumperne. At varmepumpevalget har forskellig indflydelse i områderne skyldes dels forskelle i konkurrencesituationen med andre varmekilder, dels de geologiske forskelle. I områder, hvor geotermivandets temperatur er begrænset opnås en forholdsvis ringere COP for el-varmepumperne, hvorved

el-andelen og dermed omkostningen er relativt højere. Det gælder særligt hvis fjernvarmen skal leveres ved høj temperatur, for eksempel til et transmissionsnet.

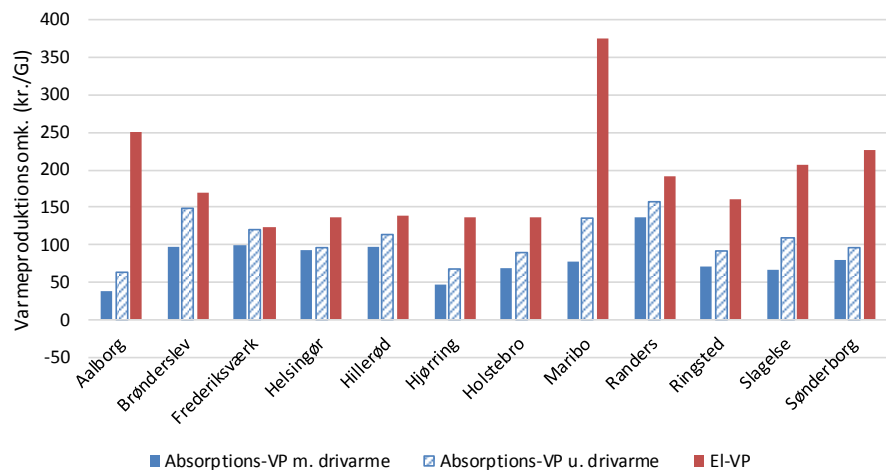
I områder som Aalborg og Maribo hænger den store forskel i timetallene for eksempel både sammen med, at drivvarmen er billig varme fra allerede eksisterende affaldsforbrænding henholdsvis biomasseanlæg, samt at de begge har et relativt koldt reservoir og dermed en relativt ringe COP for el-varmepumpen. Her vil anden varmeproduktion altså udkonkurrere et geotermianlæg med el-varmepumpe.

I andre byer, som for eksempel Helsingør og Frederiksværk, er el-varmepumperne væsentlig mere konkurrencedygtige, hvilket blandt andet hænger sammen med, at de har en bedre virkningsgrad (COP). Dette skyldes flere forhold, herunder reservoirtemperaturen samt fjernvarmens frem- og returløbstemperatur.

Sammenligning af selskabsøkonomi

Den selskabsøkonomiske beregning af varmeprisen er udført med de ovenfor viste fuldlasttimetal, idet både kapitalomkostninger, samt fast og variable driftsomkostninger er indregnet. For situationen med absorptionsvarmepumper er der beregnet to forskellige priser: Dels en pris for geotermivarmen alene, idet drivvarmen ikke medregnes. Dels en pris, hvor både drivvarme og geotermivarme indgår. I tilfælde, hvor der investeres i nye drivvarmeanlæg indgår kapitalomkostningerne for disse også i sidstnævnte pris.

Beregningerne viser, at anvendelse af el-drevne varmepumper i større eller mindre grad vil hæve varmepriserne, men at der er store forskelle på hvor meget. Endvidere ses det, at varmeproduktionsomkostningerne for geotermi uden drivvarme typisk er højere end varmeproduktionsomkostningerne for geotermi og drivvarme slået sammen. Dette hænger sammen med, at drivvarmen typisk er billigere end geotermivarmen.

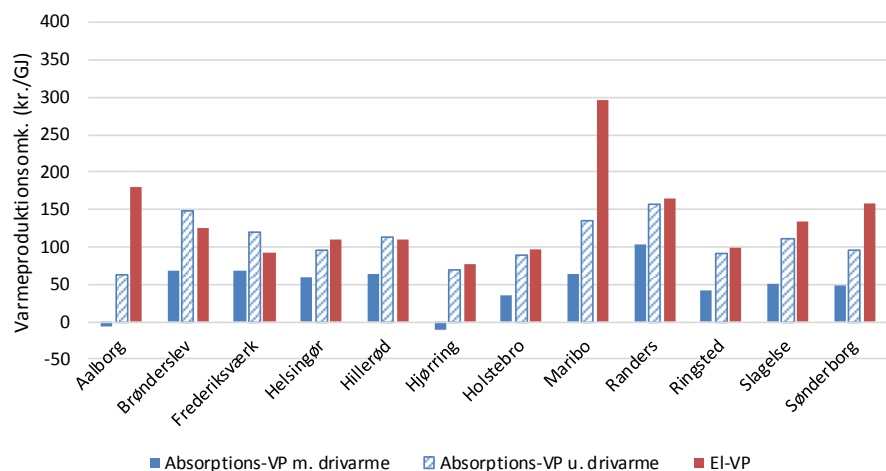


Figur 24: Sammenligning af selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for geotermianlæg ved anvendelse af absorptionsvarmepumper og el-varmepumper i 2025. ("Alternativ med geotermi").

Såfremt geotermien kan udnyttes med absorptionsvarmepumper, hvor drivvarmen kan skaffes tilstrækkeligt billigt, vil det altså generelt medføre lavere varmepriser end hvis der anvendes el-varmepumper.

Sammenligning af samfundsøkonomi

Når varmeproduktionsomkostningerne i stedet sammenlignes uden at indregne afgifter og tilskud fås et mere blandet billede. I de fleste tilfælde medfører anvendelse af el-varmepumper også her højere varmepriser, men forskellen er i en del områder marginal, og i nogle områder kan el-varmepumpen give lavere varmeproduktionsomkostninger end absorptionsvarmepumpen. Dette gælder særligt i områder hvor driftstimetallene for de to varmepumpetyper er forholdsvis ens.



Figur 25: Sammenligning af samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostningerne for geotermianlægget ved anvendelse af absorptionsvarmepumper og el-varmepumper.

Hovedårsagen til at varmeproduktionsprisen bliver højere med el-varmepumper i den selskabsøkonomiske beregning, er at elektricitet til varmeproduktion er belagt med relativt høje afgifter, navnlig når der sammenlignes med, at alternativet er ikke afgiftsbelagt drivvarme.

I den samfundsøkonomiske beregning ses derfor ikke den samme store forskel imellem varmeproduktionsomkostningerne med de to varmepumpetyper. Når der stadig er forskelle på varmeproduktionsomkostningerne skyldes det blandt andet, at el-varmepumperne har lavere driftstider, og dermed færre timer at fordele de faste omkostninger over.

Selvom selskabsøkonomien for el-varmepumper med den nuværende afgiftsstruktur er ringere, kan de således samfundsøkonomisk være et ligeværdigt eller bedre alternativ. Dette vil dog afhænge af en lang række lokale forhold, herunder området's geologi, øvrige varmeproduktion, samt temperaturforholdene i fjernvarmenettet.

Der kan også være andre forhold, der påvirker valget at varmepumper i et givet projekt. Herunder vil et geotermianlæg med el-varmepumper typisk være mere fleksibelt, da produktionen ikke er bundet til drivvarmen. Dertil kan der være andre regulerings- og lokalisingsmæssige fordele ved el-varmepumperne.

6 Samlede billeder for 28 geotermianlæg

Dette kapitel indeholder de samlede billeder for udbygning med geotermi i de 28 områder. Herunder sammenlignes analyseresultaterne for de forskellige scenarier med og uden geotermi for følgende parametre:

- Brændselsforbrug og geotermiens andel af fjernvarmeproduktionen
- Biomasseforbrug
- CO₂-udledninger
- Sammenhængen med det øvrige energisystem
- Selskabsøkonomiske virkninger
- Samfundsøkonomiske virkninger

Gennemgangen af resultaterne bidrager til en vurdering af de tekniske og økonomiske muligheder for udbygning med geotermi i de 28 fjernvarmeområder samt barriererne for en sådan udbygning.

Som beskrevet i kapitel 5 har geotermianlæggene indbyrdes meget forskellige ydelser og økonomi, ligesom de implementeres i forskellige områder, hvor de erstatter forskellige alternative produktionsenheder. Derfor vil nogle af dem som vist, være attraktive at etablere, mens andre er åbenlyst urentable, for eksempel på grund af ringe geologiske betingelser for geotermi.

Totale tal og
trappekurver

Det vil derfor være forsimplet kun at vise de samlede billeder som totaler og gennemsnitstal for alle 28 områder. Vi har valgt at vise resultaterne med kurver, der adderer resultaterne trinvis, efterfølgende kaldet "trappekurver". Hvert trin på trappekurven svarer til et geotermianlæg. Det enkelte trappetrin svarer således til, at et geotermianlæg lægges i forlængelse af de øvrige. Længden af trappetrinnet svarer til den beregnede årsproduktion fra undergrunden fra det pågældende anlæg, målt på den vandrette akse. Højden på trinnet svarer til stigningen i den værdi, der afbildes (for eksempel den økonomiske virkning). Anlæggenes rækkefølge er sorteret efter stigende (eller faldende) hældning af trappetrinene, dvs. forholdet mellem stigning og brede af trinnene.

Det skal bemærkes, at rækkefølgen på områderne ikke nødvendigvis er ens for kurverne for forskellige parametre. Dette betyder, at rækkefølgen af anlæg bestemmes af de parametre, der trækkes frem. For eksempel er det anlæg, der har bedst økonomi, ikke nødvendigvis det samme som det, der frigør mest biomasse.

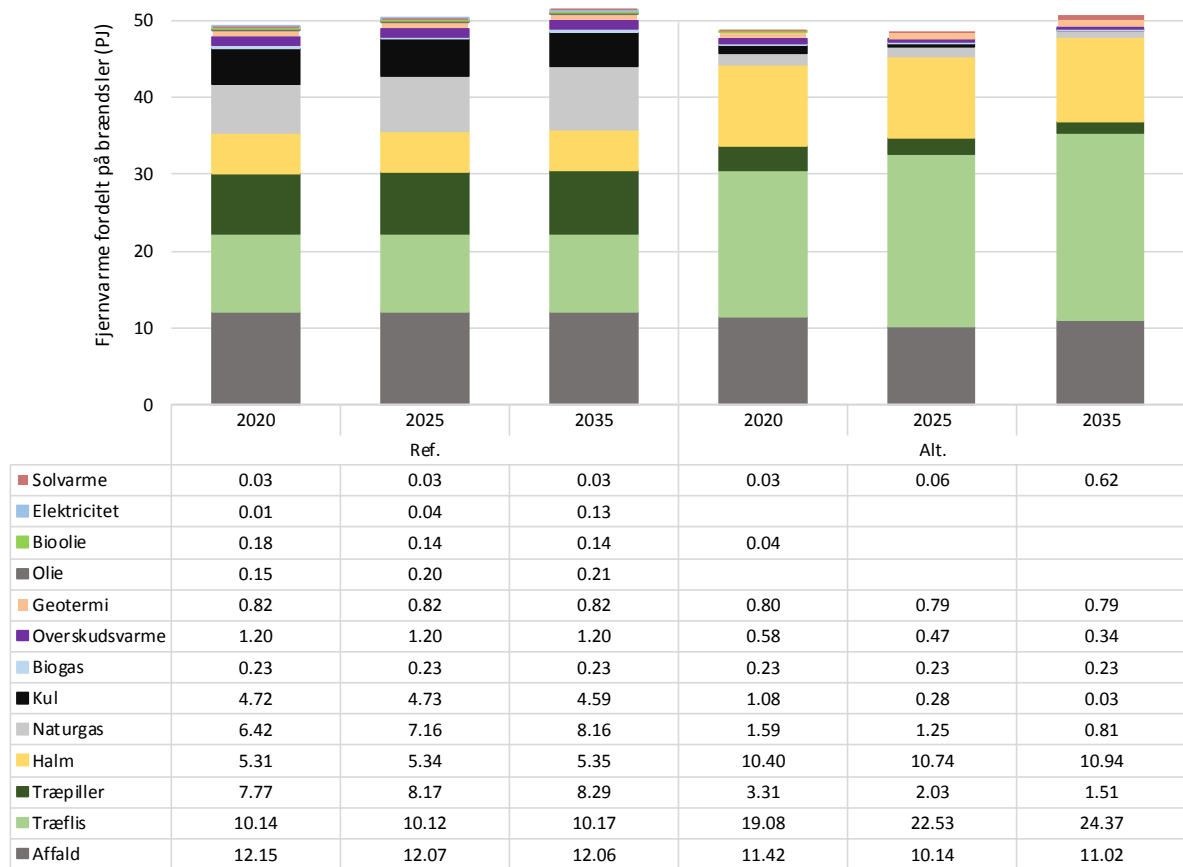
Det er vigtigt at understrege, at disse samlede billeder ikke udgør et samlet teknisk eller økonomisk potentiale for geotermi i Danmark. Dette er først og fremmest en konsekvens af, at der er set på ét geotermianlæg i hvert af de 28 udvalgte fjernvarmeområder. Der er således ikke taget højde for, at nogle områder såsom Aalborg og Hovedstadsområdet har så stort et varmemarked, at der vil være plads til mere end ét geotermianlæg. Ligeledes er der heller ikke set på mulighederne for at etablere geotermiske anlæg i andre områder i resten af landet. Således indgår igangværende projekter under udvikling i blandt andet Tønder og Rønne ikke i denne screening.

6.1 Fjernvarmeproduktion

Fjernvarmeproduktionens sammensætning i de 28 områder, og dermed geotermianlæggenes mulighed for at konkurrere, vil være forskellig i Referencescenariet og Alternativscenariet.

Sammenligning af fjernvarmeproduktion i scenarierne

Dette illustreres ved at se på modelresultaterne for brændselsforbruget til den samlede fjernvarmeproduktion i "Reference uden geotermi" og "Alternativ uden geotermi", som vist i figuren nedenfor.



Figur 26: Fjernvarme fordelt på brændsler i for de 28 områder for år 2020, 2015 og 2035 for "Referencescenariet uden geotermi" samt Alternativscenariet uden geotermi".

Det ses for det første, at biomasse allerede i "Referencescenariet uden geotermi", dvs med de eksisterende og besluttede anlæg, udgør knap halvdelen af brændselsforbruget. En stor del af den forventede omstilling til biomasse er altså allerede sket eller besluttet. Endvidere ses det, at de fossile energikilder (kul, olie og naturgas), som i Reference scenariet udgør over en femtedel af brændselsforbruget, vil være stort set udfaset i Alternativscenariet allerede i år 2020, hvor de kun udgør godt 2 %.

De fossile kilder erstattes i Alternativscenariet især af de ikke-afgiftsbelagte biobrændsler træflis og halm, hvilket giver generelt lavere varmeproduktionsomkostninger. Det bemærkes, at det viste mindre bidrag fra geotermi stammer fra de tre allerede etablerede geotermianlæg.

Geotermiproduktion i scenarierne

Søjlediagrammerne i Figur 12 til Figur 14 i afsnit 5.3 viser de beregnede fuldlasttimer fordelt på anlæg for scenarierne "Reference med geotermi" og

”Alternativ med geotermi”. Den producerede geotermivarme og totale varme-
produktion for hvert område fremgår af Figur 15 samt af Bilag 3:
Områderapporter.

Figureerne illustrerer, at der er store forskelle på, hvor meget varme der produ-
ceres på geotermianlæggene. Forskellene i årsproduktioner hænger som
nævnt sammen med flere forhold. Dels har visse områder lave forventninger
til de geologiske reserver. Dels har en del af anlæggene forholdsvist få fuld-
lasttimer, og vil derfor ikke bidrage meget til den samlede produktion. Endelig
er nogle få anlæg ”opskaleret”, så de omfatter mere end to borer, hvorved
de bidrager med en højere produktion. Således vil nogle få af anlæggene i
begge scenarier stå for en ret stor del af varmeproduktionen, mens andre kun
bidrager ubetydeligt.

Når de to kurver sammenlignes ses det endvidere, at geotermianlæggenes
produktion generelt er betydeligt mindre i Alternativscenariet end i
Referencescenariet.

Konkurrencen fra biobrændslerne er overordnet set den vigtigste forklaring
på, at geotermianlæggene får sværere ved at konkurrere i Alternativ
scenariet.

6.2 Biomasseforbrug

Biomasse er den største fjernvarmekilde i de 28 områder allerede i dag, idet
der som illustreret i Figur 26 allerede er udbygget og besluttet en stor biomas-
sekapacitet i mange områder.

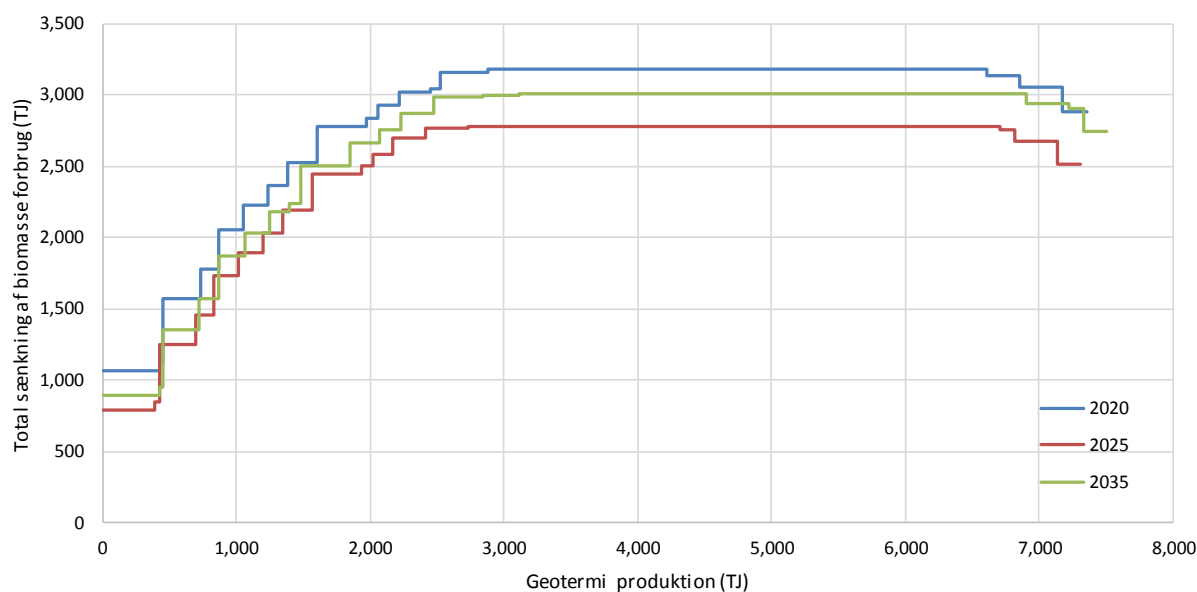
Dette forstærkes yderligere i scenarierne ”Alternativ med geotermi” og ”Alter-
nativ uden geotermi”, hvor biomassen bliver helt dominerende som kilde til
fjernvarmeproduktion i de 28 områder.

Energistyrelsens bioenergianalyse (Energistyrelsen, 2014) peger på, at Dan-
marks forbrug af biomasse i fremtiden kan indebære risici for negative miljø-
og klimapåvirkninger, samt en øget følsomhed for prisudsving desto større vo-
lumen af biomasse, der på længere sigt anvendes i forbindelse med den dan-
ske klima- og energipolitik, selvom et energisystem baseret på import af bio-
masse ikke nødvendigvis er et problem for forsyningssikkerheden³. Rapporten
peger endvidere på, at ”Forbruget af biomasse i et VE baseret energisystem
minimeres mest effektivt ved anvendelse i de sektorer, hvor der ikke findes

³ Side 8.

andre alternative til fossile brændsler som f.eks. tung transport og visse former for procesenergi.” Det er derfor relevant at belyse, i hvor høj en grad en udbygning med geotermi vil kunne nedsætte biomasseforbruget i fjernvarmesektoren.

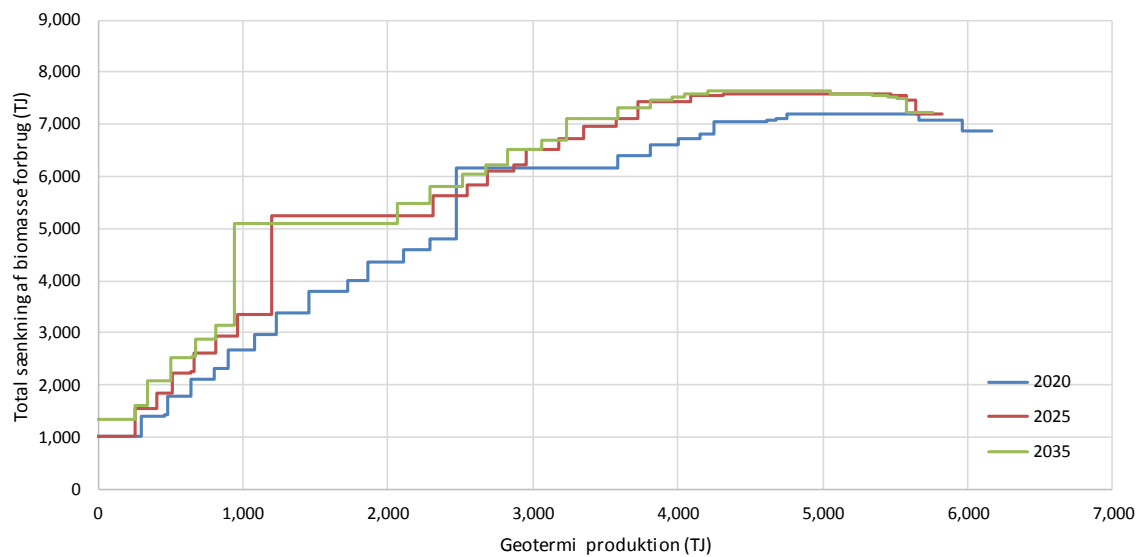
Figuren nedenfor viser forskellen i biomasseforbruget til fjernvarme- og elproduktion i de 28 områder for Referencescenariet med og uden geotermiproduktion.



Figur 27: Trappekurve for sammenligning af sækning af biomasse-forbruget mellem "Reference uden geotermi" og "Reference med geotermi".

Reduktion af biomasse i "Reference med geotermi"

I Referencescenariet vil produktion af geotermi i 14 af de 28 analyserede byer kunne frigøre biomasse op til ca. 3.000 TJ/år, svarende til 10 pct. af det samlede forbrug i områderne. Her svarer reduktionens størrelse stort set til varmen produceret med geotermi. I de øvrige byer vil der ikke ske en biomassefortrængning, eller der vil være et svagt forøget forbrug. Et øget forbrug af biomasse kan forekomme, hvor geotermiproduktion med biomassebaseret drivvarme fortrænger for eksempel naturgasbaseret varme.



Figur 28: Trappekurve for sammenligning af sænkning af biomasse-forbruget mellem "Alternativ uden geotermi" og "Alternativ med geotermi".

I Alternativscenarierne, hvor der i langt de fleste områder er udbygget med biomassebaseret fjernvarme, viser modelberegningerne, at fortrængningen af biomasse er mere end dobbelt så stor som i Referencescenariet, idet der vil kunne fortrænges op til knap 8.000 TJ biomasse (ca. 13 pct.).

Evnen til at fortrænge biomasse er tilnærmelsesvis uafhængig af, hvilket årstal, der ses på, dog med en markant forskel i mellem 2020 og 2025/2035 i Alternativscenarierne.

Når biomassefortrængningen i visse områder er større end den producerede fjernvarme fra geotermianlæggene, hænger det sammen med, at den biomassebaserede elproduktion også reduceres. Dette er særlig tilfældet i områder, hvor geotermien produceres ved hjælp af el-varmepumper.

Omvendt ses også områder, hvor geotermi ifølge beregningerne giver et højere biomasseforbrug (disse ses som "trin nedad" yderst til højre på Figur 27 og Figur 28). Dette skyldes, at drivvarme til geotermianlæggets absorptions-varmepumper er forudsat at stamme fra biomasse, der derfor i visse tilfælde med de anvendte beregningsforudsætninger kan fortrænge for eksempel affaldsbaseret produktion.

I en situation, hvor der sker og fortsat forventes en stor omstilling til biomasse i energisektoren, vil en udbygning med geotermi altså i de fleste områder

være en måde at reducere det samlede biomasseforbrug. Der, hvor geotermien benytter biomassedrevne absorptionsvarmepumper, som det er tilfældet i de fleste af de modellerede anlæg, vil det svare til, at udnyttelsen af brændslet øges fra typisk 100 til 170 pct. Biomassen kan således ikke undværes, men udnyttelsen af den kan strækkes længere ved hjælp af geotermien.

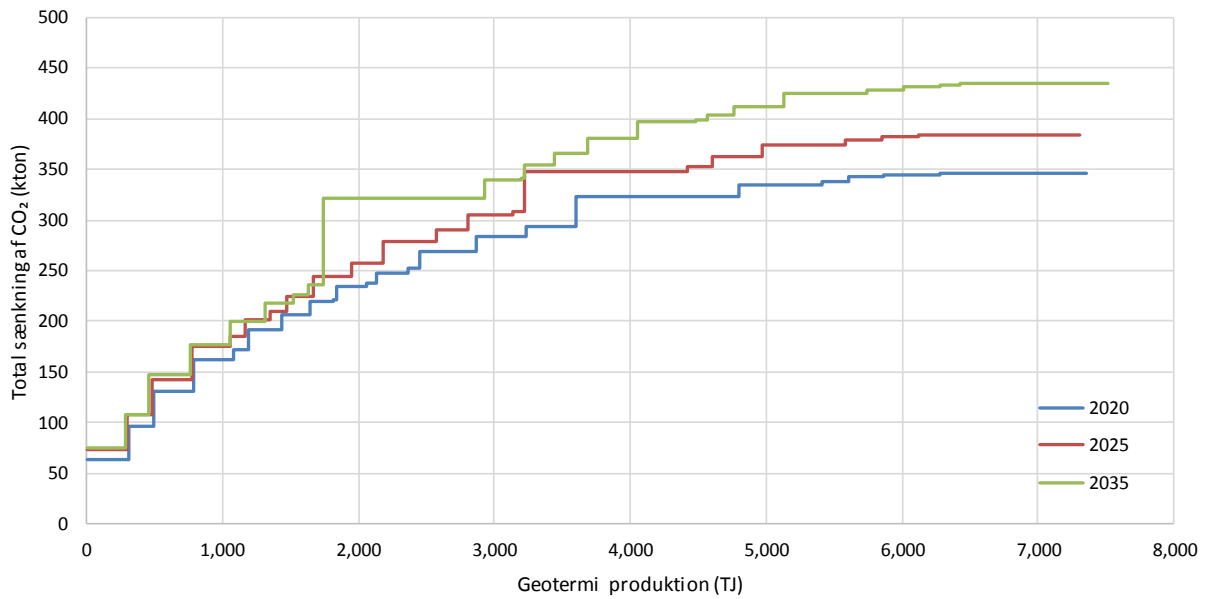
I de anlæg, hvor geotermien udnyttes ved hjælp af el-drevne varmepumper, vil der ske en endnu større reduktion i biomasseforbruget.

Det bemærkes, at tallene angiver den samlede reduktion i biomasse, og således også inkluderer den andel, der ellers ville gå til elproduktion.

6.3 CO₂-udledning

Varmen fra undergrunden kan medvirke til at nedbringe CO₂-emissionerne ved at fortrænge fossile brændsler til fjernvarme. Beregningen af dette omfatter brændselsbesparelserne i fjernvarme- og elproduktionen, men medtager af beregningstekniske grunde ikke bidrag fra den elektricitet, som geotermianlæggene anvender til pumper m.v., og for nogle vedkommende også til elektriske varmepumper. Det skal nævnes, at al biomasse regnes CO₂-neutral, hvilket forudsætter, at gendyrkningen af træ, halm m.v. optager ligeså meget CO₂, som der frigives ved afbrændingen. Denne forudsætning indebærer derfor, at det antages, at der kan skaffes de nødvendige mængder af bæredygtig biomasse. Endvidere medtages bidrag fra transport og forarbejdning af brændsler ikke, hverken for biomasse eller fossile brændsler.

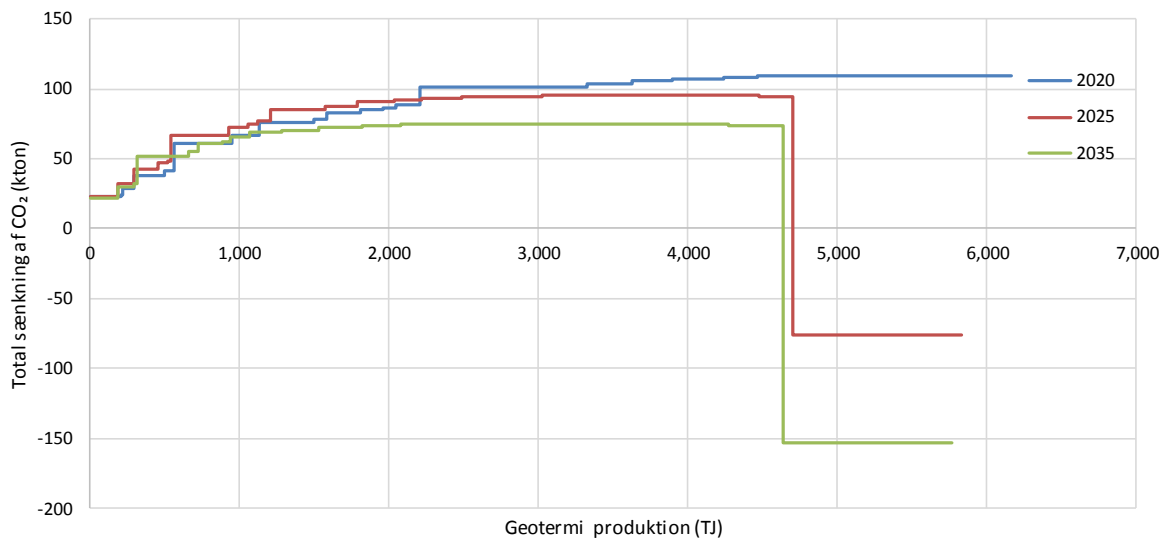
Figurene herunder viser en sammenligning mellem scenarierne med og uden geotermi, dvs. hvor meget CO₂-udledningerne kan sænkes, hvis alle 28 geotermianlæg i de 28 fjernvarmeområder etableres.



Figur 29: Trappekurve for sammenligning af sænkning af CO₂-udledning ved fjernvarme- og el-produktion mellem "Referencescenariet uden geotermi" og "Referencescenariet med geotermi".

CO₂-fortrængning i "Reference med geotermi"

Det ses af Figur 29, at CO₂-fortrængningen i "Reference med geotermi" i forhold til "Reference uden geotermi" vil være på maksimalt 400.000-500.000 tons CO₂ i 2020 og 2025, og lidt mindre i 2035. Godt en tredjedel af anlæggene bidrager ikke til sænkningen, da de allerede i "Reference uden geotermi" er omstillet til hovedsageligt at anvende biomasse som brændsel.



Figur 30: Trappekurve for sammenligning af sænkning af CO₂-udledning mellem "Alternativscenariet uden geotermi" og "Alternativscenariet med geotermi".

CO₂-fortrængning i "Alternativ med geotermi"

Figur 30 viser, at geotermianlæggenes CO₂-fortrængning er væsentligt mindre i Alternativscenarierne, hvor der i 2020 kun kan fortrænges ca. 90.000 tons, og i 2025 – 2035 kun knap 70 tusinde tons. Dette skyldes, at der i "Alternativ uden geotermi" er sket en økonomisk optimering af fjernvarmeproduktionen, som medfører, at de fossile brændsler erstattes af biomasse. Derved erstatter geotermianlæggenes produktion i højere grad en anden varmeproduktionproduktion, der regnes for at være klimaneutral.

Den meget store stigning i CO₂-udledning, der ses for den sidste by, skyldes, at der her er påtvunget et geotermianlæg med affaldsvarme som drivvarme. På grund af den specifikke struktur i dette område (Aalborg), vil der i scenariet med geotermi i modellen blive produceret en stor mængde el med kondensdrift på et kulkraftværk. Dette er en vilkårlig effekt, som næppe skal tolkes som nødvendig.

6.4 Sammenhæng med det øvrige energisystem

Virkninger for elproduktionen

I alle årene og i både Reference og Alternativ scenariet ses en tendens til, at den samlede elproduktion i de 28 områder falder lidt, når man sammenligner scenarierne med og uden geotermi. Dette kan hovedsageligt forklares ved, at geotermivarmen i mange områder erstatter kraftvarmeproduktion.

Det skal her huskes, at analysen forudsætter, at drivvarmen til geotermi i mange områder kommer fra nye biomassekedler. Hvis der i stedet var forudsat drivvarme fra kraftvarmeparker, ville reduktionen være mindre.

Samtidig vil der være et øget elforbrug til el-varmepumper og geotermivandpumper i forbindelse med etablering af geotermianlæg i områderne.

CO₂-effekt af ændret elproduktion og -forbrug

I scenarierne med geotermi skal den reducerede elproduktion samt den el, der anvendes i el-varmepumper i stedet produceres på andre anlæg i det nordeuropæiske elsystem, hvilket – alt andet lige – vil føre til en forøget CO₂-emission andre steder end i de 28 områder. Virkningen af dette er ikke nærmere kvantificeret og vil afhænge af CO₂-emissionen fra de elproducerende anlæg, som fortrænges.

6.5 Selskabsøkonomiske virkninger

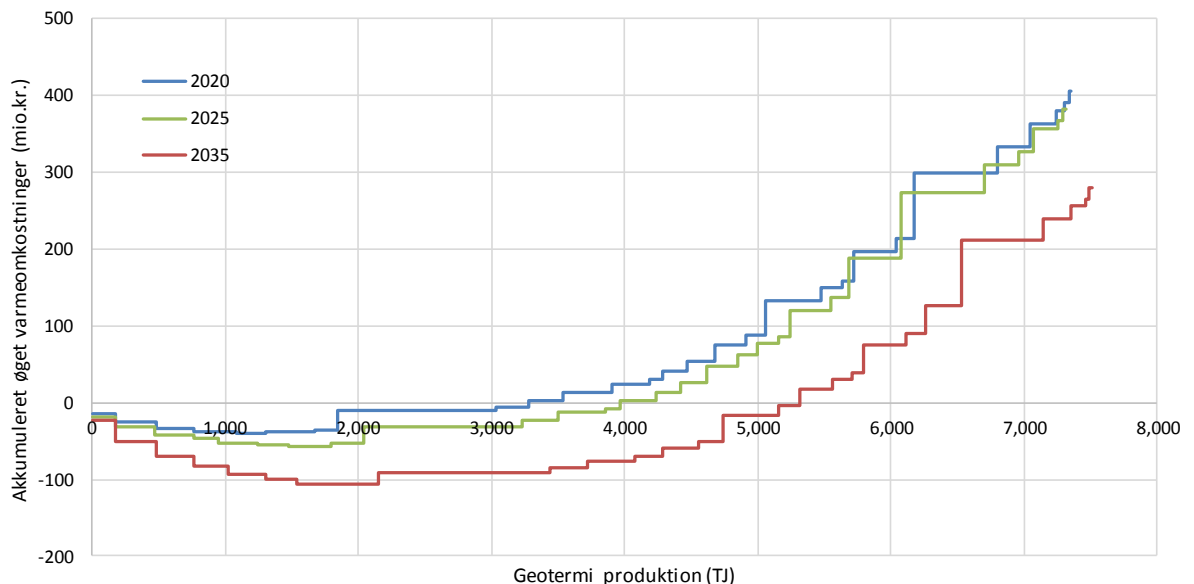
Her beskrives de selskabsøkonomiske virkninger af at udbygge med geotermianlæggene, hvor såvel kapitalomkostninger, faste og variable driftsomkostninger, brændsler, afgifter og indtægter fra el-salg er indregnet. Beregningen for-

udsætter, at de nuværende niveauer for afgifter og tilskud fortsætter uændret til 2035. De beregnede selskabsøkonomiske virkninger for hvert område fremgår af Bilag 3: Områderapporter.

Store forskelle på områderne

Da de 28 områder har meget forskellige geologiske resurser, varmegrundlag og produktionsstruktur, er det relevant, at se på anlæggenes bidrag i sorteret rækkefølge.

Figureerne nedenfor viser trappekurver for, hvordan de samlede selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger vil blive påvirket af geotermianlæggenes produktion. De akkumulerede varmeproduktionsomkostninger udtrykker altså her den økonomiske forskel på scenarierne med og uden geotermi, og trinnene for hvert område angiver, hvor meget det enkelte anlæg bidrager selskabsøkonomisk i relation til geotermiproduktionens størrelse.

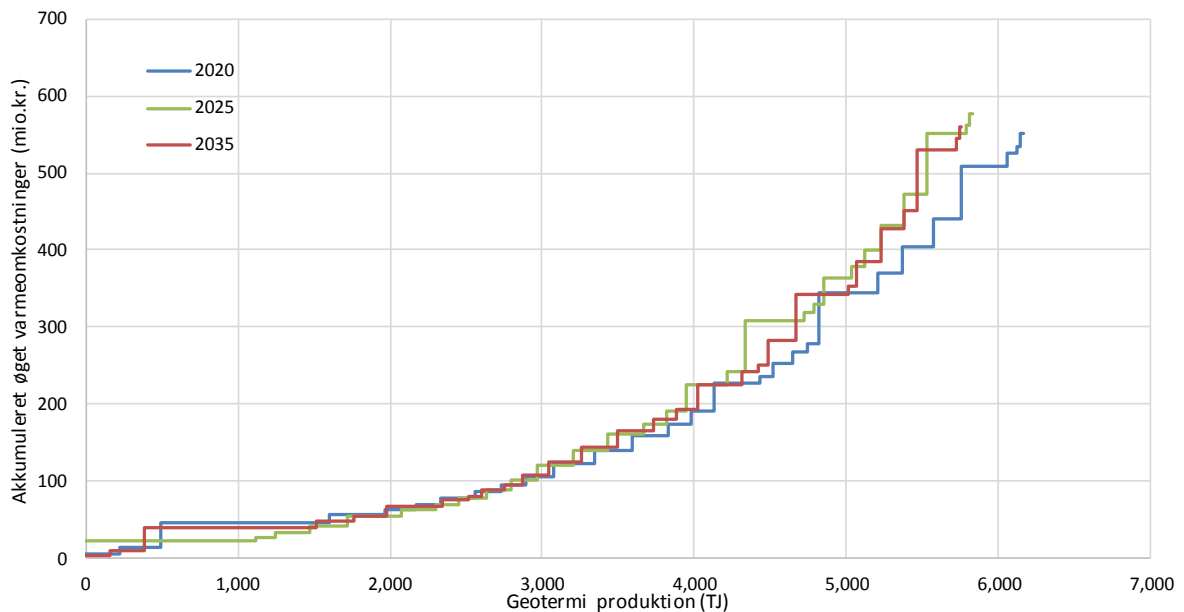


Figur 31: Trappekurve for sammenligning af de ekstra selskabsøkonomiske varmeomkostninger mellem "Reference uden geotermi" og "Reference med geotermi".

Selskabsøkonomi i "Reference med geotermi"

I "Reference med geotermi" vil der i år 2020 for fem af områderne være en selskabsøkonomisk gevinst ved geotermi, mens de resterende anlæg i stigende grad vil øge de samlede varmeproduktionsomkostninger. Visningen kan jävnføres med kurverne, der viser forøgelsen i varmepris per område, se Figur 17 m.fl. i kapitel 5.3.

Henover årene beregnes det, at geotermianlæggene vil blive mere og mere konkurrencedygtige, så der i år 2035 vil kunne produceres godt 2.000 TJ varme på de syv anlæg, som hver for sig sænker de samlede omkostninger.



Figur 32: Trappekurve for sammenligning af de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger mellem "Alternativ uden geotermi" og "Alternativ med geotermi".

Selskabsøkonomi i "Alternativ med geotermi"

I Alternativscenariet, hvor der foretages yderligere investeringer i ny produktionskapacitet ud fra en selskabsøkonomisk optimering, vil geotermien i ingen af områderne kunne sænke de samlede varmeproduktionsomkostninger. Det skyldes først og fremmest, at den dyrere fossile produktion fortrænges af billigere ikke-afgiftsbelagt biomassebaseret varme og kraftvarme.

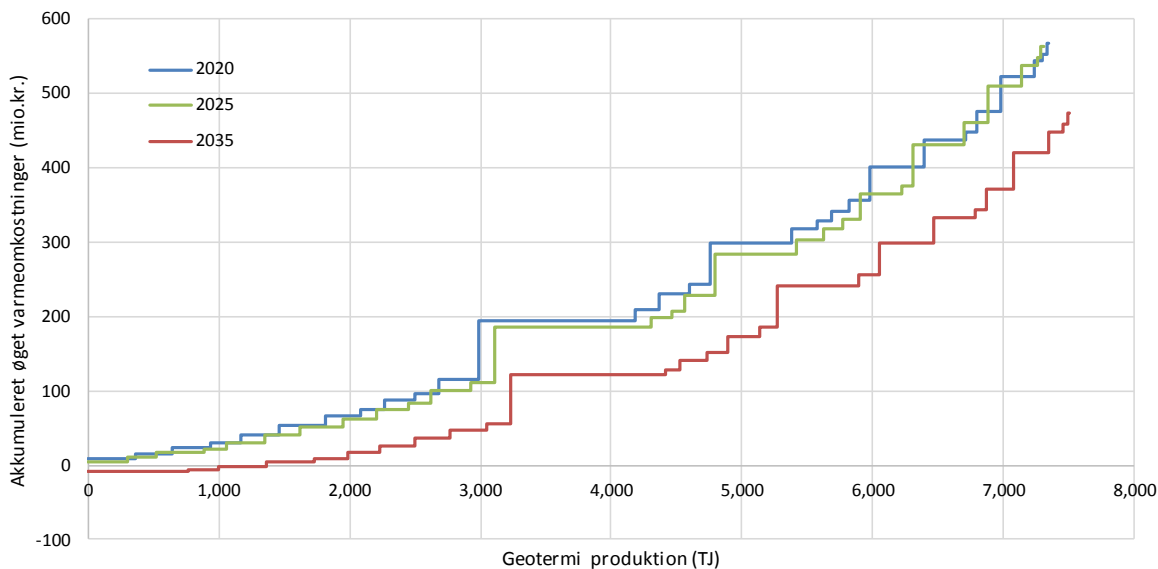
Der ses dog også her en stor forskel på, hvor konkurrencedygtige geotermianlæggene er, idet ca. halvdelen af den samlede geotermiproduktion på knap 6.000 TJ vil kunne opnås for ca. en femtedel af omkostningsforøgelsen. Denne forskel kan jævnføres med kurverne i Figur 20-Figur 22 i afsnit 5.3.

6.6 Samfundsøkonomiske virkninger

Simpel samfundsøkonomi

De samfundsøkonomiske virkninger forstås i denne sammenhæng som de selskabsøkonomiske virkninger fraregnet alle afgifter og tilskud. Denne "simple samfundsøkonomi" indregner altså ikke skatteforvridningstab og andre afledte effekter. Det skal også bemærkes, at beregningen bygger på de samme driftstider for geotermianlæggene samt, for Alternativscenariets vedkommende, investeringer, som er fundet ud fra den selskabsøkonomiske optimering. Der er altså ikke foretaget en samfundsøkonomisk optimering, men i stedet set på de samfundsøkonomiske konsekvenser af den selskabsøkonomiske optimering.

Nedenfor vises de tilsvarende trappekurver, der område for område viser de akkumulerede forskelle i samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger mellem scenarierne med og uden geotermi.

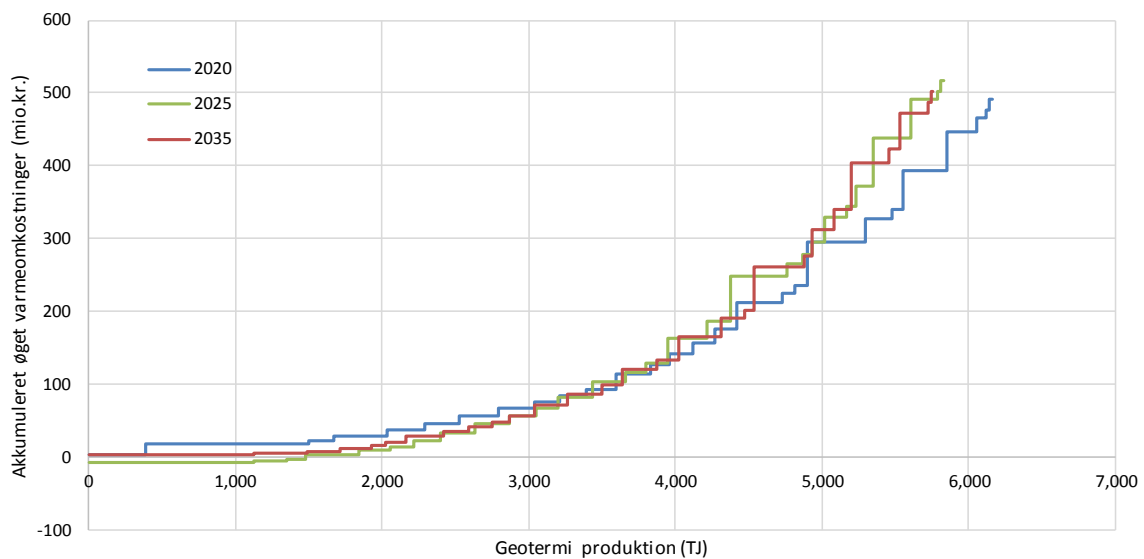


Figur 33: Akkumulerede ændringer i de samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for "Reference med geotermi".

Samfundsøkonomi i "Reference med geotermi"

Beregningen viser, at ingen anlæg vil være samfundsøkonomisk rentable i 2020 og 2025. Som for selskabsøkonomien ses dog også her en tendens til, at geotermien med årene bliver mere konkurrencedygtig, idet 2 af anlæggene vil være samfundsøkonomisk fordelagtige, og et større antal anlæg vil være næsten neutrale i 2035.

Der er endvidere stor forskel på, hvor rentable anlæggene vil være.



Figur 34: Akkumulerede ændringer i de samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for "Alternativ med geotermi".

Samfundsøkonomi i "Alternativ med geotermi"

I Alternativscenarierne er der ikke stor forskel på de samfundsøkonomiske omkostninger i 2020, 2025 og 2035. Tendensen er, at nogle få geotermianlæg har en positiv samfundsøkonomisk effekt eller er næsten neutrale, mens de fleste har en negativ samfundsøkonomisk effekt.

Der ses en markant forskel på, hvordan geotermianlæggene i de forskellige områder bidrager. Således vil over halvdelen af den totale geotermiproduktion (ca. 3.000 TJ) kunne opnås med ca. en ottendedel af omkostningsforøgelsen (godt 60 mio. kr./år). Da denne forskel skal holdes op imod de samlede årlige varmeproduktionsomkostninger i de 28 områder på ca. 6 mia. kr. per år, kan det ses som en meget begrænset forøgelse af omkostningerne, der muligvis ligger inden for usikkerhederne i beregningerne.

6.7 Følsomhedsanalyser

Følsomhedsvurderingerne udføres for Alternativscenarierne i 2025. Der ses således på, hvordan forskellene mellem "Alternativ uden geotermi" og "Alternativ med geotermi" ændres, når der varieres på en række forskellige nøgleforudsætninger.

Følsomhedsvurderingerne udføres for følgende parametre:

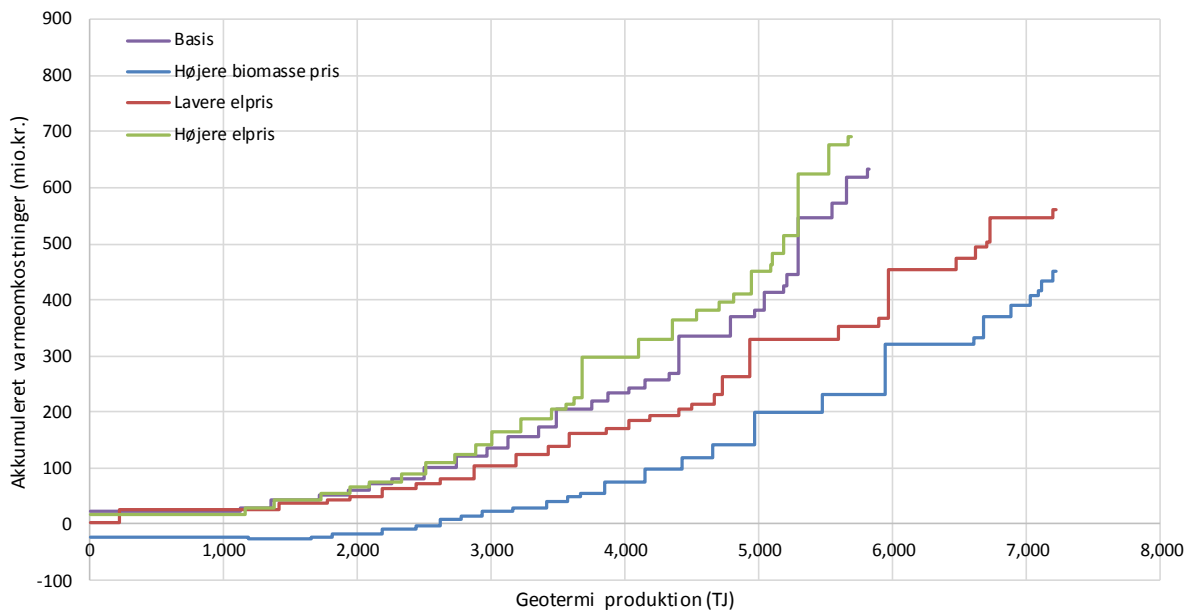
- Biomassepriser høj:
Der forudsættes en 50 pct. prisforøgelse.

- Elpriser høj:
Elprisen forudsættes at udvikle sig som Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2014, tabel 7, dvs en gennemsnitlig spotpris på 452 kr./MWh mod 370 kr./MWh i basis. (Energistyrelsen, Dec 2014).
- Elpriser lav:
El-priserne fastholdes på et niveau svarende til det nuværende niveau, dvs. en gennemsnitlig spotpris på 280 kr./MWh mod 370 kr./MWh i basis.
- Anlægspriser geotermi høj/lav:
Anlægsinvesteringen for geotermianlægget varieres +/- 25 pct.
- Realrente lav:
Realrenten sættes til 2 pct. i stedet for 4 pct.

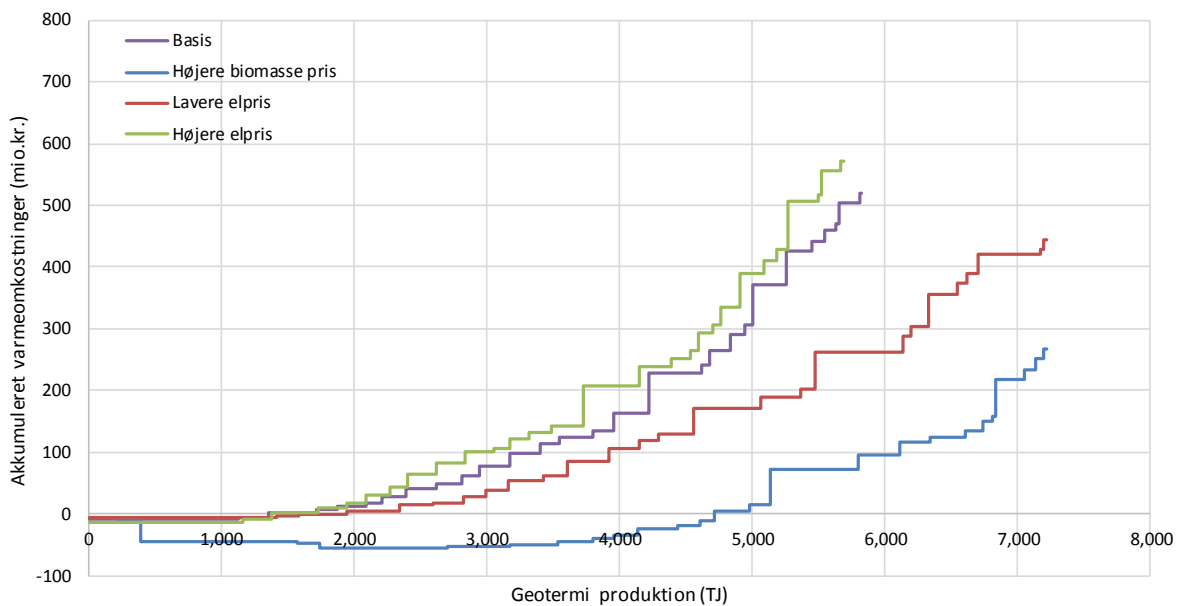
For de tre førstnævnte nævnte parameterændringer genberegnes geotermianlæggenes driftstidetal i Balmorel-modellen. For de to sidstnævnte fastholdes de i udgangspunktet beregnede driftstidetal og investeringer.

6.7.1 Følsomhed for biomasse- og elpriser

Virkningerne af ændringer i biomasse- og elpriser vises i de følgende trappediagrammer.



Figur 35: Øget selskabsøkonomisk varmeproduktionsomkostning ved indførelse af geotermi i Alternativscenariet, år 2025.



Figur 36: Øget samfundsøkonomisk varmeproduktionsomkostning ved indførelse af geotermi i Alternativscenariet, år 2025

Højere biomassepriser

De ovenstående figurer viser, at især biomasseprisen har en stor virkning på hvor konkurrencedygtig geotermien vil være. I tilfælde af 50 pct. højere biomassepris, vil en forholdsvis stor del af geotermianlæggene i år 2025 producere væsentligt mere og vil gå fra at være urentable til at være samfundsøkonomisk konkurrencedygtige.

Lave elpriser

Der ses især en større følsomhed for kørslerne med lave el-priser. De lavere elpriser vil bevirke, at geotermiproduktionen i de 28 områder samlet set øges med ca. 25 pct., og at den samlede selskabsøkonomi for alle 28 anlæg bliver mindre negativ.

Dette skal forklares med, at geotermivarmen bliver mere konkurrencedygtig i forhold til kraftvarmeproduktion, ikke mindst for anlæggene med el-varmepumper.

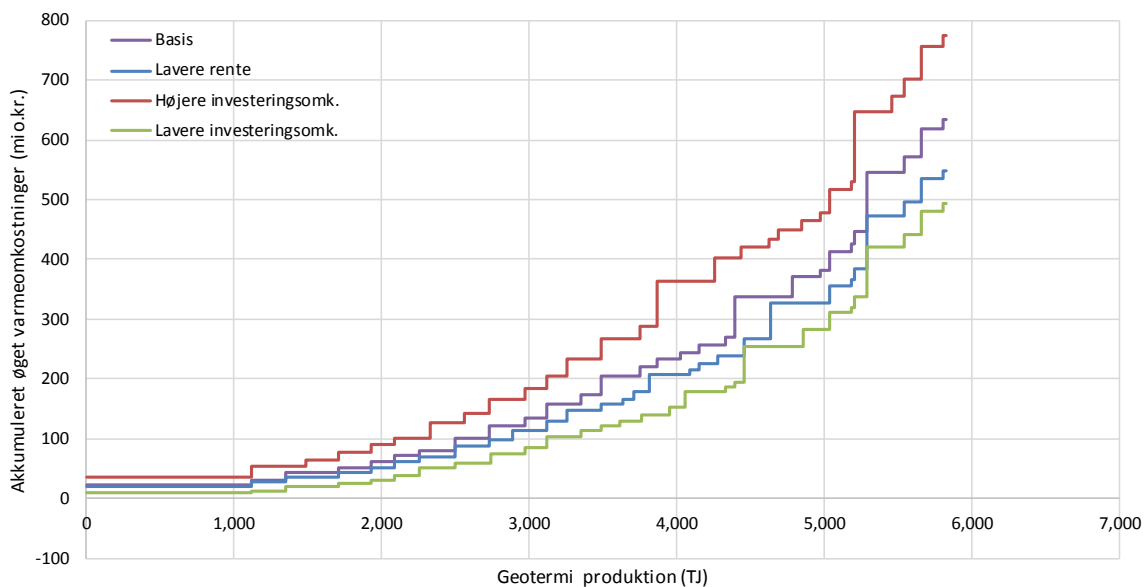
Høje elpriser

Følsomheden for høje el-priser er langt mindre, idet de kun vil påvirke geotermiproduktionen og selskabsøkonomien meget lidt.

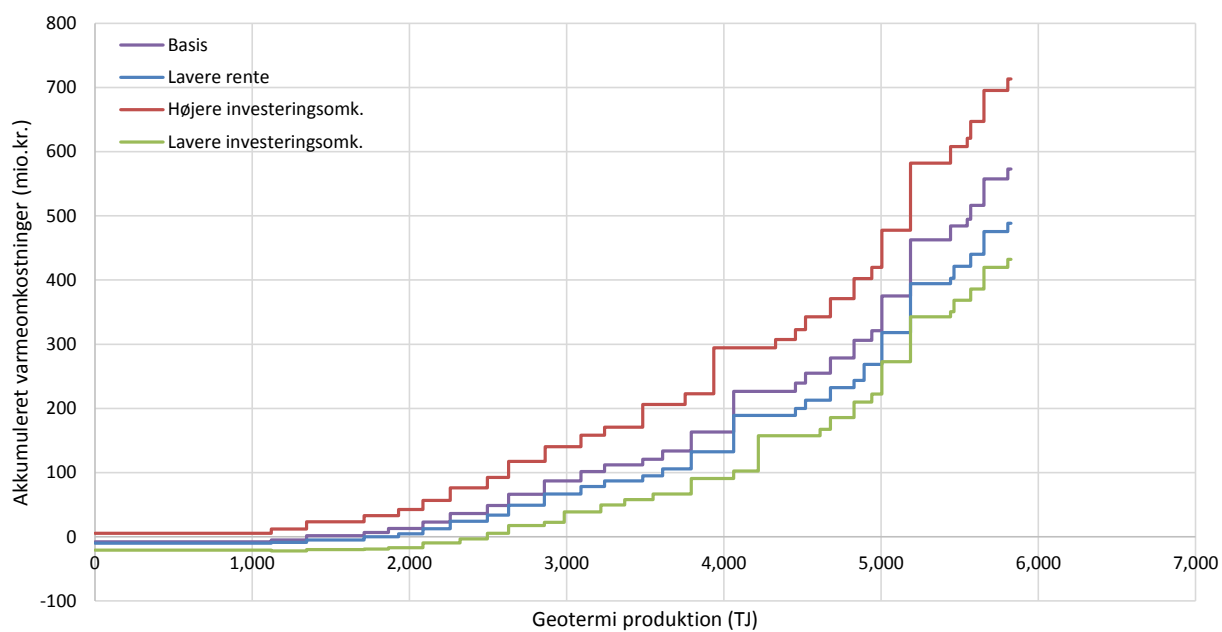
6.7.2 Følsomhed for renter og investeringsomkostninger

Nedenfor vises følsomhedsanalysen over geotermianlæggenes investeringsomkostninger og realrentens indflydelse på økonomien i områderne. Ændringerne i realrenten påvirker både geotermianlæggene og de øvrige investeringer i alternativ kapacitet.

Det ses at virkningen af en lavere realrente er begrænset. Dette skyldes som nævnt at det påvirker både geotermianlæggene og de teknologier som de konkurrerer med. Derved bliver forskellen mellem de to scenarier begrænset. En højere eller lavere investeringsomkostning for geotermianlæggene har ti gengæld en større påvirkning på forøgelsen af varmeproduktionsomkostningerne. En 25% lavere investeringsomkostning er dog generelt ikke nok til at gøre geotermianlæggene konkurrencedygtige.



Figur 37: Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger, "Alternativ uden geotermi" vs. "Alternativ med geotermi".



Figur 38: Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger, "Alternativ uden geotermi" vs. "Alternativ med geotermi".

7 Perspektivering af mulighederne for geotermi i 28 fjernvarmeområder

Delvis
potentialeopgørelse for
udvalgte områder i
Danmark

Rapporten beskriver virkningerne ved at indføre geotermi i 28 udvalgte fjernvarmeområder i Danmark. De 28 fjernvarmeområder har et fjernvarmegrundlag på ca. 50 PJ/år ud af et samlet fjernvarmegrundlag i Danmark på ca. 135 PJ i år 2025⁴. Disse områder er på forhånd udvalgt af Energistyrelsen ud fra, at der findes et passende stort varmegrundlag, samt at geologien ikke på forhånd kunne antages at udelukke geotermi. Det har ikke været en del af analysen at udpege samtlige mulige områder for geotermianlæg. Rapporten kan derfor ikke ses som en fuldstændig opgørelse af potentialet for geotermi i Danmark, i det der kun ses på 28 udvalgte områder.

For flere af de store områder vil der endvidere formentlig være et væsentlig større potentiale end denne screening viser. Dette skyldes blandt andet, at der i undersøgelsen kun er regnet på ét geotermianlæg per område, uanset at flere områder består af flere separate distributionsområder, der for fleres vedkommende hver især kunne være store nok til et eller flere geotermianlæg. I det storkøbenhavnske fjernvarmesystem er der for eksempel kun set på ét anlæg på basis af varmegrundlaget i distributionsområdet i Roskilde. Der er heller ikke set detaljeret på mulighederne for at koble geotermianlæggene til eksisterende transmissionledninger, hvilket kan udvide afsætningsgrundlaget og dermed øge antallet af fuldlasttimer betragteligt. Endvidere er der ikke foretaget en grundig geologisk optimering af anlæggenes placering, ligesom der for hvert anlæg kun er set på ét reservoir, selvom der i hovedparten af områderne vil være flere mulige reservoirer.

7.1 Geologisk grundlag de 28 områder

De geologiske screeninger viser, at der i de fleste af de 28 områder findes et geologisk grundlag, der egner sig til udnyttelse af geotermisk varme. Dog er der som beskrevet i afsnit 5.2 ca. fem ud af de 28 områder, hvor vurderingerne af geologien gør det tvivlsomt, om der kan etableres et geotermianlæg med en rimelig ydelse i forhold til omkostningerne. Da der kun er tale om en screening kan det dog ikke udelukkes, at der findes bedre geologiske ressourcer andre steder i disse områder.

⁴ Energistyrelsens Basisfremskrivning, Endeligt energiforbrug og nettab.

7.2 Tekniske muligheder for geotermi

Geotermivarmen forudsættes udnyttet ved hjælp af absorptionsvarmepumper i 21 ud af 28 områder. Heraf antages det muligt at udnytte drivvarme fra eksisterende anlæg i 14 områder, mens der kan opføres nye kedelanlæg i 7 områder. I de sidste 7 områder vurderes det ikke umiddelbart muligt ud fra gældende lovgivning at etablere ny drivvarmeproduktion baseret på biomasse, og derfor forudsættes i beregningerne, at der benyttes el-drevne varmepumper til at udnytte geotermivarmen.

7.3 Økonomiske muligheder for geotermi

Selskabsøkonomi

Geotermianlæggene i de 28 områder vil med de anvendte beregningsforudsætninger kun i få områder være selskabsøkonomisk rentable at etablere.

Anlægsøkonomien er imidlertid meget forskellig fra de billigste til de dyreste anlæg, og en stor del af anlæggene er forholdsvis tæt på at være selskabsøkonomisk konkurrencedygtige.

Således vil der i de mest rentable områder med selskabsøkonomiske meromkostninger på ca. 100 mio. kr./år kunne realiseres en geotermiproduktion på ca. 3.000 TJ/år, svarende til halvdelen af den totale geotermiproduktion i alle 28 områder i Alternativscenariet.

Samfundsøkonomi

Med de beregnede selskabsøkonomisk optimale driftstider vil kun få af anlæggene være samfundsøkonomisk rentable at bygge, men ligeledes med store forskelle på de enkelte områder. I de mest rentable områder vil der med samfundsøkonomiske meromkostninger på ca. 60 mio. kr./år kunne realiseres en geotermiproduktion på ca. 3.000 TJ/år, svarende til halvdelen af den totale produktion i alle 28 områder i Alternativscenariet.

En sammenligning viser, at anlæg med el-varmepumper i mange tilfælde kan være et samfundsøkonomisk ligeværdigt alternativ til anlæg med absorptionsvarmepumper, hvorimod de selskabsøkonomisk ikke kan konkurrere på grund af el-afgifterne.

Følsomhedsberegningerne viser, at ændringer i især priserne på biomasse og el samt den anvendte kalkulationsrente hver især kan ændre økonomien, så en større del af geotermianlæggene bliver rentable.

7.4 Kriterier for udbygning og indfasning

Det ligger uden for rammerne af denne analyseopgave at opstille en plan for, hvor og hvornår, der skal udbygges med geotermi i de danske fjernvarmesystemer, men resultaterne kan bruges til at udlede nogle generelle forhold af betydning for en eventuel fremtidig udbygning med geotermi i fjernvarmesystemerne.

Store forskelle på områderne

For det første viser analysen, at områderne er meget forskellige med hensyn til geologi, varmegrundlag og eksisterende fjernvarmeproduktionskapacitet, hvilket vil være meget afgørende for økonomien ved geotermi i hvert enkelt område. Da der i denne rapport kun er tale om en screening, er det afgørende, at eventuelle overvejelser om geotermi i hvert område følges op af grundige forundersøgelser af både de geologiske forhold og indpasningen i fjernvarmesystemet.

Driftstid er afgørende

Det er afgørende for økonomien i et geotermianlæg, at det får en høj driftstid, hvor det kører som grund- eller mellemlast. I områder, hvor der i forvejen er fuldt udbygget med omkostningseffektiv varmeproduktionskapacitet vil geotermien have svært ved at konkurrere. Forskellene mellem Reference- og Alternativscenarierne indikerer dermed vigtigheden af, at overvejelser om geotermianlæg i hvert område tænkes ind i en langsigtet plan for investeringerne i ny varmeproduktionskapacitet.

Sammentænkning med drivvarmeanlæg

Udnyttelsen af geotermi skal ses i sammenhæng med drivvarmeanlæg til absorptionsvarmepumper, hvis det er denne varmepumpeteknologi, der også fremadrettet skal sættes på. I screeningen er der gjort nogle overordnede antagelser om, hvilke eksisterende anlæg der kan udnyttes til drivvarme, men det er nødvendigt, at dette vurderes mere konkret i de enkelte områder. Ved investeringer i nye kedler og/eller kraftvarmeanlæg kan det for eksempel være afgørende, at de fra starten designes, så senere udtag til drivvarme i form af hedtvand eller damp kan etableres nemt og billigt.

Følsomhed for biomasse- og elpriser

Geotermiens rentabilitet er ret følsom over for variationer i biomassepriser og elpriser. Herunder vil eventuelle ændringer i afgifter og tilskud være af stor betydning for selskabsøkonomien ved geotermi. Flere tidligere analyser har vist at el-varmepumper ikke er rentable med det nuværende tilskuds- og afgiftsforhold. Analyserne i denne rapport viser, at også for geotermien har el-

varmepumper svært ved at opnå en attraktiv selskabsøkonomi med de nuværende tilskuds- og afgiftsforhold.

Sammenhæng med rammevilkår

I et energipolitisk perspektiv må geotermiens rammevilkår derfor ses i sammenhæng med de samlede rammevilkår for fjernvarme- og elproduktion med biomasse samt el til varmeproduktion med varmepumper.

I fjernvarmeproducenternes perspektiv taler følsomhedsanalyserne for, at overvejelser om valg mellem alternative investeringer baseres på risikovurderinger, hvor disse pris- og afgiftsudviklinger tages i betragtning.

Indfasning af geotermi

Referencescenarierne viser en tendens til, at geotermi bliver både selskabs- og samfundsøkonomisk mere og mere attraktiv med årene, hvilket blandt andet skyldes forventningen om stigende CO₂ kvotepriser for de fossile kilder. Geotermien vil altså i stigende grad kunne konkurrere med den eksisterende og besluttede produktionskapacitet. I Alternativscenarierne, hvor der løbende investeres i ny kapacitet, ses denne tendens ikke, og der kan derfor ikke peges på et tidspunkt, hvor det vil være mest fordelagtigt at udbygge med geotermi.

Som nævnt ovenfor, vil det imidlertid i hvert enkelt område være vigtigt, at overvejelser om geotermi tænkes ind i en samlet, langsigtet udbygnings- og investeringsplan for ny produktionskapacitet, herunder for eksempel med hensyn til mulighederne for at udnytte drivvarme fra eksisterende og nye kedel- og kraftvarmeanlæg. Det skal her tages i betragtning, at geotermianlæg er en langsigtet investering, hvor udviklings- og projekteringsfasen er relativt lang, og hvor den store investering kræver en lang årrække for at kunne forrentes. Da der eksisterer en betydelig skalafordel skal det endvidere overvejes at tænke på tværs af områderne, således at flere forsyningsselskaber går sammen om geotermianlæg.

7.5 Vurdering af barrierer for geotermi

Analysens resultater peger på en række vigtige barrierer for udbygning med geotermi, som gennemgås neden for. Der er dog også andre barrierer, som ikke er behandlet nærmere i denne analyse, nemlig den geologiske efterforskningsrisiko og risikoen for driftsproblemer relateret til især reinjektion i sandstensreservoirs. Der er i branchen er en stigende erkendelse af, at vi med kun tre danske anlæg befinder os et stykke nede på læringskurven.

Konkurrence med andre varmekilder

I analysen ses en tendens til, at geotermianlæggene får markant lavere driftstid i scenariet "Alternativ med geotermi" sammenlignet med "Reference med geotermi". Dette er især et udtryk for, at biomassebaseret fjernvarme og kraftvarme (især baseret på halm og træflis) med de nuværende tilskuds- og afgiftsforhold kan producere varmen billigere og dermed gør det svært for geotermien at konkurrere. Sådanne anlæg kan endvidere etableres væsentlig hurtigere og med lavere risiko end geotermianlæg.

Følsomhedsanalysen viser dog, at en stigning i fjernvarmeselskabernes omkostninger til indkøb af biomasse kan ændre konkurrenceforholdet mellem geotermi- og biomassebaseret fjernvarmeproduktion afgørende.

Høje investeringsomkostninger

I forhold til visse andre varmeproduktionsteknologier har geotermianlæg meget høje investeringsomkostninger. Bidraget fra kapitalomkostningerne er derfor et afgørende bidrag til varmeproduktionsprisen ved geotermi. Den beregnede selskabsøkonomi ved økonomi i forbindelse med geotermi bliver tilsvarende følsom overfor den kalkulationsrente, der benyttes (4 pct. % realt i denne analyse).

Da der indtil videre er bygget forholdsvis få geotermianlæg i Danmark, kan man forestille sig, at en modning af teknologien på sigt kan medvirke til at nedbringe investeringsomkostningerne i takt med, at der bygges flere anlæg.

Kobling til drivvarmeanlæg

I analysen forudsættes det, at der for 21 ud af 28 anlæg kan benyttes drivvarme fra eksisterende og nye kedelanlæg til at drive anlæggenes absorptionsvarmepumper. Det indebærer en afgørende binding til samdrift af anlæggene, hvad enten de er baseret på affaldsforbrænding, halm eller træflis, som bevirker en forringet fleksibilitet. I tilfælde, hvor drivvarmen kommer fra kraftvarmeanlæg, vil det endvidere betyde et tab af elproduktion.

Afgifter på el til varmeproduktion

Med brug af el-varmepumper kan der opnås en højere andel geotermivarmer og en mere fleksibel produktion, da sådanne anlæg ikke er bundet til drivvarmeproduktion og også vil have andre reguleringsmæssige fordele. Mens samfundsøkonomien i mange tilfælde kan sidestilles for geotermianlæg med de to varmepumpetyper, vil selskabsøkonomien dog være markant ringere for anlæg med el-varmepumper, hovedsageligt på grund af de

nuværende tilskuds- og afgiftsforhold, herunder især afgifterne på el til varmeproduktion.

8 Referencer

- Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab m.fl. (2014). *Drejebog om geotermi*. Energistyrelsen.
- Energistyrelsen . (2014). *Drejebog til store varmepumper i fjernvarmesystemet*. Energistyrelsen.
- Energistyrelsen. (2013, update March 2015). *Technology Data for energy plants, Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion*.
- Energistyrelsen. (2014). *Analyse af bioenergi i Danmark*. Energistyrelsen.
- Energistyrelsen. (Dec 2014). *FORUDSÆTNINGER FOR SAMFUNDSØKONOMISKE analyser på energiområdet*. Hentet fra <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/anvendelse-undergrunden/geotermi>
- Energistyrelsen. (maj 2010). *Geotermi - varme fra jordens indre*.
- GEUS. (2009). *Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark*. GEUS.
- WellPerform & Sandroos Advokatfirma. (2013). *Udredning om mulighederne for risikoafdækning i geotermiprojekter*. Energistyrelsen.

Bilag 1: Generelle forudsætninger for beregning af geotermianlæg til screening

De generelle forudsætninger for beregning af geotermianlæggene i de 28 områder er vedlagt som eksternt .pdf dokument som kan downloades fra Energistyrelsens hjemmeside. Bilaget indehold:

- Forudsætninger om afsætning
- Økonomiske forudsætninger
- Forudsætninger om undergrunden
- Forudsætninger om koncept
- Værktøjet geotermiPRO

Bilag 2: Scenarierammer og forudsætninger

Bilag 2 om scenarier, forudsætninger og Balmorel-modellen er vedlagt som ekstern .pdf-dokument. Dokumentet kan downloades på Energistyrelsens hjemmeside. Bilaget indeholder:

- Indledning
- Modelværktøj
- Geografisk repræsentation af fjernvarmemarkedet i Danmark
- Scenarier
- Udvikling af det omgivende energisystem
- Forudsætninger for brændsler, afgifter og teknologier

Bilag 3: Områderapporter for de 28 områder

Bilaget består af 28 områderapporter, der hver indeholder

- Introduktion
- Data for fjernvarmeområder (COWI)
- Beregning af geotermianlæg (DFG)
- Beregningsresultater vedr. indpasning af geotermi (Ea)
- Geologisk vurdering (GEUS)

Områderapporterne kan eksisterer som selvstændige .pdf filer til downloadning fra Energistyrelsens hjemmeside.

Bilaget dækker følgende områder i alfabetisk rækkefølge:

- Brønderslev
- DTU - Holte - Nærum
- Frederikshavn
- Frederiksværk
- Grenå
- Haderslev
- Helsingør
- Herning-Ikast
- Hillerød - Farum - Værløse
- Hjørring
- Holstebro
- Horsens
- Kalundborg
- Maribo
- Nyborg
- Nykøbing Falster
- Randers
- Ringsted
- Storkøbenhavn
- Silkeborg
- Skive
- Slagelse
- Sønderborg
- Thisted
- Viborg
- Aabenraa - Rødekro - Hjordkær
- Aalborg
- Aarhus