

NOTAT

22. december 2011
J.nr. 3401/1001-3680
Ref.

Svar på 14 spørgsmål fra Enhedslisten om geotermi

Spørgsmål 1:

Hvad er potentialet for udnyttelse af geotermisk energi i Danmark og hvor stor en del af det nuværende årlige varmeforbrug i Danmark kan teoretisk dækkes via geotermisk energi? Findes der blandt ”eksperter” flere bud på, hvor stort potentialet er – fx Dong, Geus, Energistyrelsen m.fl.?

Svar:

GEUS-rapporten fra 2009 ”Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark” identificerer, hvilke reservoirmæssige forhold undergrunden skal have, for at den geotermiske energi kan udnyttes. De potentielle reservoirer skal ligge i dybdeintervallet 800-3000 meter og helst have en tykkelse på mindst 25 meter. Porøsiteten (andel af mikroskopiske hulrum i sandstenen) skal være på mere end 10 % og permeabiliteter (hvor nemt vandet kan strømme i sandstenen) på 10 – 300 mD (milliDarcy). Energistyrelsen udgav i oktober 2009 en rapport, der bygger på GEUS’ rapport: ”Geotermi - varme fra jordens indre. Status og muligheder i Danmark”.

GEUS vurderer, at det er sandsynligt, at der findes potentielle sandstensreservoirer i hovedparten af landet og nærkystområder. GEUS konkluderer, at selv med de simple overslagsberegninger, der er udført i deres rapport, viser resultatet, at Danmarks undergrund har meget store geotermiske ressourcer, og at geotermisk energi vil kunne bidrage til varmforsyningen i adskillige hundrede år.

På hjemmesiden www.geotermi.dk har Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab følgende vurdering af det geotermiske potentiale: ”Ca. 85 % af det nuværende fjernvarmeforbrug i Danmark er knyttet til fjernvarmenet med et årligt varmeafdrag på over 250 TJ, som generelt vurderes at være den nuværende nedre grænse for etablering af konkurrencedygtige geotermiske anlæg. På længere sigt synes en geotermisk produktion på 25 - 40 PJ pr. år svarende til 20 – 30 % af fjernvarmen i Danmark at være opnåelig. Omtrent 1 - 2 % af dette markedspotentiale er dækket i dag.”

Energistyrelsen og GEUS vurderer potentialet for udnyttelse af geotermisk energi i Danmark ens, eftersom vurderingen bygger på de samme baggrundsanalyser og forudsætninger. Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab har baseret deres vurdering af geotermipotentialet på deres egne analyser, hvorfor denne vurdering må betragtes som et selvstændigt bud på, hvor stort potentialet er.

Spørgsmål 2:

Hvilke teknologiske barrierer hindrer en massiv satsning på udbygning af geotermisk varmeanlæg inden for en kort tidshorisont?

Svar:

I Danmark er der i dag stor interesse for at udnytte geotermisk energi til fjernvarmeproduktion, og Energistyrelsen vurderer, at der ikke er nogen teknologiske barrierer, der hindrer udbygning af geotermiske varmeanlæg inden for en kort tidshorisont. To geotermiske varmeanlæg er allerede i drift hhv. i Thisted og på Amager, og et tredje er under opførelse i Sønderborg. I en række andre områder er arbejde i gang for at afklare, om forholdene i undergrunden er af en sådan beskaffenhed, at geotermisk varmeproduktion kan lade sig gøre. Det kan nævnes, at der i november 2011 blev tildelt tre nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi efter undergrundslovens bestemmelser, og flere tilladelser er på vej.

Spørgsmål 3:

Findes der andre barrierer, som blokerer for en øjeblikkelig iværksættelse af en massiv udbygning af geotermiske anlæg?

Svar:

Som nævnt under svar på spørgsmål 2 er der i dag stor interesse for at udnytte geotermisk energi til fjernvarmeproduktion. Der findes dog en række udfordringer i forbindelse med geotermiprojekter. Inden udbygning af et geotermisk anlæg kan igangsættes i et givent område, skal det undersøges, om forudsætningerne for udnyttelse af geotermisk varme er til stede i dette område. Et af de første arbejder, der skal igangsættes, er en undersøgelse af, om der findes lag i undergrunden med de rette egenskaber (jf. svar på spørgsmål 1). GEUS har i rapporten "Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark" fra 2009 udarbejdet en regional vurdering af, i hvilke dele af Danmark undergrunden vurderes egnet til produktion af geotermisk energi, men en nærmere undersøgelse af det lokale område vil være nødvendig. Det kan være nødvendigt at indsamle nye seismiske data. Indsamling af dette kræver specialudstyr fra udlandet, som der kan være ventetid på at få adgang til. Yderligere vil der, såfremt forundersøgelserne viser positive resultater, skulle udføres boringer. Udførelse af boringer kræver også specialudstyr, som skal hentes i udlandet, og som der også kan være ventetid på.

Eftersom boringer og andre forundersøgelser er dyre at udføre, er der altså relativt høje startinvesteringer ved geotermiprojekter (jf. svar på spørgsmål 7). Selvom der i forbindelse med et geotermi projekt foretages indledende seismiske undersøgelser m.m., vil der altid være en vis geologisk risiko for, at boringerne viser, at undergrunden i et område alligevel ikke er egnet til at projektet kan gennemføres som forventet. En potentiel investor skal indregne en risiko for at projektet ikke bliver til noget. Imidlertid er driftsomkostningerne af anlægget relativt lav, når anlægget først er opført, da der ikke skal indkøbes brændsel.

Ud over at undergrunden skal være egnet til produktion af geotermisk varme, er der en række faktorer på overfladen, der har betydning for, om geotermisk varmeproduktion i et givent område kan lade sig gøre. I Energistyrelsens rapport "Geotermi - varme fra jordens indre. Status og muligheder i Danmark" fra 2009 skønnes det, at der skal være et fjernvarmenet med en årlig afsætning på mindst 400-500 TJ, idet et typisk geotermisk anlæg skal kunne levere ca.

halvdelen heraf, for at anlægget kan betale sig og de geotermiske varmepriser vil være konkurrencedygtige. Er der ikke adgang til eller mulighed for at udbygge et sådant fjernvarmenet i et område, vil det være en barriere for udbygning af geotermi i området.

I områder, hvor der er etableret fjernvarmenet, indgår geotermi i samspil med den eksisterende fjernvarmeproduktion så som affaldsforbrænding og centrale større kraftvarmeverker. I visse områder vil geotermi kunne sameksistere med de andre former for fjernvarmeproduktion, mens geotermi i andre områder, hvor der er rigelig produktion af varme, vil være en konkurrent til disse. Endvidere kan der ikke med den teknologi, der i dag er afprøvet, produceres elektricitet fra den geotermiske energikilde, da undergrundens temperaturer i Danmark er forholdsvis lave. En erstatning med geotermisk energi i fjernvarmeområder, der i dag dækkes af kraftvarme, kan derfor øge bruttoenergiforbruget, da nedgangen i elproduktionen skal erstattes af anden elproduktion, når kraftvarmeverket erstattes. Udnyttelse af geotermisk varme må derfor etableres i samarbejde med andre fjernvarmeproducenter. Herved kan der tages hensyn til både eksisterende og fremtidige forsyningsforhold.

Adgang til drivvarme til drift af varmepumper er i mange geotermiprojekter en forudsætning, da afgifter på el-drevne varmepumper kan være en økonomisk barriere. Manglende adgang til drivvarme kan derfor være en barriere for geotermiprojektet.

Der henvises i øvrigt til Energistyrelsens rapport fra maj 2010 ”Geotermi – varme fra jordens indre. Internationale erfaringer, økonomiske forhold og udfordringer for geotermisk varmeproduktion i Danmark”, der kan findes på Energistyrelsens hjemmeside www.ens.dk og vedlægges i kopi til orientering.

Spørgsmål 4:

Hvad er hhv. investeringsomkostningerne og de årlige driftsudgifter for en række typiske geotermiske anlæg som samlet har en produktion på 5 PJ årligt?

Svar:

Det forudsættes, at udbygningen sker med anlæg af samme koncept som Thisted, Amager og Sønderborg-anlæggene, dvs. to borer (produktion hhv. injektion) samt overfladeanlæg med varmeveksler, -pumper m.m. Sådanne anlæg svarer til de geotermianlæg, der fremgår af Energistyrelsens teknologikatalog (Technology Data for Energy Plants, June 2010). Anlæggene har en installeret effekt på 13-15 MW (geotermisk varme).

Forskellige forhold har betydning for produktionen af geotermisk energi fra et konkret anlæg, bl.a. det geotermiske reservoirs temperatur, og i hvilket omfang der er plads til at udnytte det geotermiske anlægs fulde effekt i samspillet med kraft/varmeforsyningen i det pågældende område.

I teknologikataloget forudsættes geotermiske temperaturer på 50-70 °C og udnyttelsesgrader svarende til 5800-6800 timer pr. år.

En leverance på 5 PJ pr. år vil dermed svare ca. til effekten af 14-18 sådanne anlæg. Med teknologikatalogets forudsætninger vil investeringerne i alt udgøre 2,6-3,5 mia. kr. (eksklusive

byggerenter), mens de årlige udgifter (eksklusive elforbrug m.m.) vil udgøre 70-85 mio. kr. Beløbene er i 2008-priser.

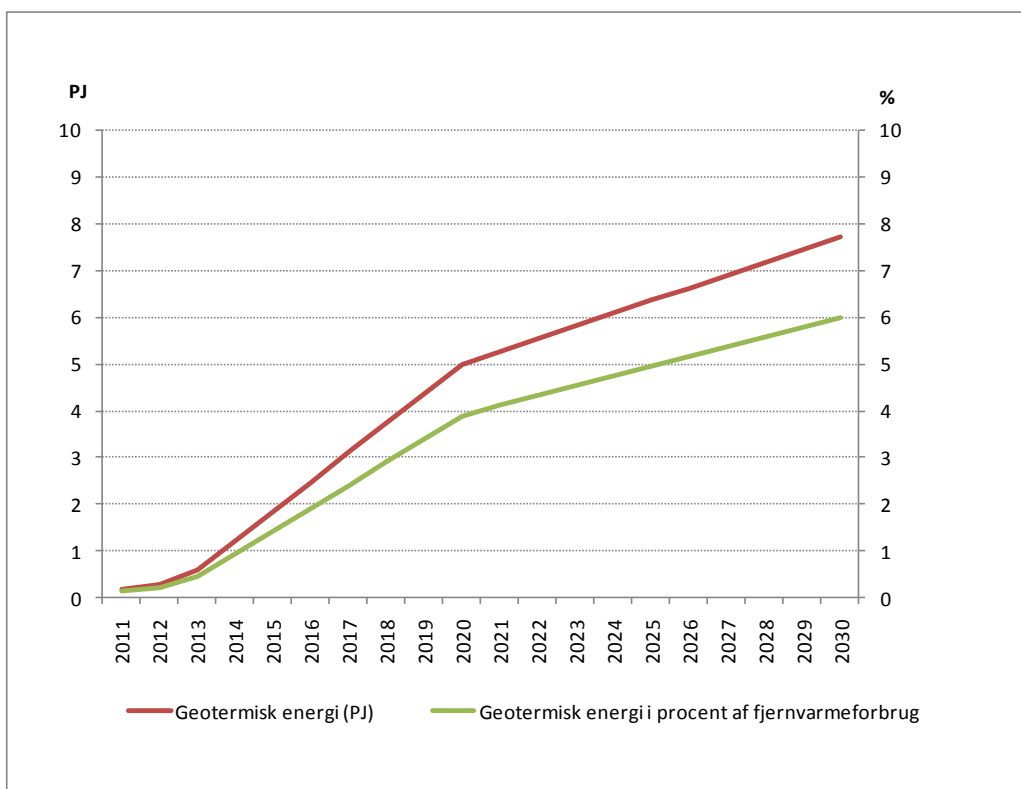
Spørgsmål 5:

Såfremt der fra 2012 iværksættes en massiv indsats for at fremme udbygning af geotermiske anlæg i Danmark, hvornår vil der da kunne kobles nye geotermiske anlæg ind i fjernvarmeforsyningen og med hvilken vækst i årlig udbygning kan dette gennemføres? Hvorledes vil andelen af geotermisk varmeproduktion i givet fald vokse i forhold til det samlede varmeforbrug set over en årrække, fx med 5 års intervaller?

Svar:

Der er etableret geotermiske anlæg i Thisted og København, og der forventes idriftsat et nyt anlæg i Sønderborg i 2012. Energistyrelsen har iværksat et udbud af arealer til efterforskning og indvinding af geotermisk energi med henblik på fjernvarmeforsyning.

Styrelsen forventer på den baggrund, at der kan ske en væsentlig udbygning med geotermiske anlæg i de kommende år, hvis selskabernes planer realiseres. I tillæg til de gældende geotermikoncessioner vedrørende Thisted, Hovedstadsområdet og Sønderborg er der indtil videre givet tre nye tilladelser, og endnu flere forventes givet allerede på kort sigt. På baggrund af oplysningerne fra de involverede selskaber, kan aktiviteterne give anledning til en massiv stigning i indsatsen og til idriftsættelse af nye anlæg, som væsentligt vil kunne øge den samlede årlige leverance af geotermisk energi til fjernvarmeforsyningen, såfremt selskabernes planer realiseres, og der er sikret en afsætning af varmen i den kommunale varmeplanlægning. Til besvarelsen af spørgsmålet har styrelsen forsøgt at kvantificere udbygningen med geotermi frem til 2030, jf. figuren nedenfor.



Det er i figuren forudsat anlæg med effekter m.m. svarende til beskrivelsen i Energistyrelsens teknologikatalog i de tilfælde, hvor selskaberne ikke selv har oplyst forventede effekter.

Fjernvarmeforbruget (ab værk) er baseret på styrelsens basisfremskrivninger.

Styrelsen vurderer, at den samlede årlige leverance af geotermisk varme kan øges til ca. 5 PJ i 2020, svarende til ca. 10 nye anlæg, hvis selskabernes planer realiseres. I figuren er der regnet med, at der herefter idriftsættes yderligere et anlæg pr. år frem mod 2030.

Spørgsmål 6:

En sådan udbygning anmodes sammenlignet med et tilsvarende scenarie for omstilling til biomasse i varmeforsyningen hvad angår udbygningstakt (effekt og produktion, investeringspris og CO₂-effekt).

Svar:

En tilsvarende fjernvarmeproduktion på 5 PJ i 2020, baseret på biomasse i form af træflis, vil kræve en investering på ca. 1,9 mia. kr. Både biomasse og geotermi er vedvarende energikilder og resulterer derfor i den samme CO₂-fortrængning, sammenlignet med fortsat opvarmning med fossile brændsler. Det skal dog bemærkes, at udnyttelse af geotermi i de fleste tilfælde forudsætter hjælpeenergi (som regel el) til at drive en varmepumpe, der hæver temperaturen på den geotermiske varme, så varmen kan udnyttes til fjernvarmeformål. Der bruges også hjælpeenergi på en flisfyret varmecentral, men ikke i samme grad, som hvis der er tale om drift af en varmepumpe.

Spørgsmål 7:

Investeringsomkostningerne for 300 MW geotermiske anlæg bedes sammenlignet med traditionelle (kraft)varmeanlæg, VE-anlæg og biomasseanlæg.

Svar:

300 MW geotermiske anlæg koster omkring 3,8-4,2 mia. kr. i investeringer.

Da der er tale om rent varmeproducerende anlæg, er en sammenligning med traditionelle kraftvarmeverker, der også producerer el, eller vindmøller, der udelukkende producerer el, vanskelig. I tabellen nedenfor er investeringerne i 300 MW geotermi sammenlignet med varmeproducerende anlæg med tilsvarende varmeproduktion.

De angivne beløb er i 2008-priser.

Anlægstype	Overslagsmæssige investeringer
Geotermi	3,8-4,2 mia. kr.
Fliskedler	2,5 mia. kr.
Solvarme	6,2-7,3 mia. kr.

Spørgsmål 8:

Der anmodes om en sammenligning af fortrængningsprisen på 1 ton CO₂ for de samme anlægstyper som ovenfor – dels set over 30 års levetid (investering + drift) og dels alene for driften over 10 år.

Svar:

Der er ikke i de senere år foretaget relevante beregninger af CO₂-skyggepriser, der er anvendelige i denne sammenhæng. Det skyldes, at CO₂-kvoteprisen medtages i beregningen af projektøkonomi.

Spørgsmål 9:

Hvilke aktører vil kunne være drivkraft bag en massiv udbygning med geotermisk energi og hvilke forhold skal ændres for at give disse aktører de rette betingelser, for at der fra 2012 iværksættes en massiv udbygning af geotermiske anlæg?

Svar:

Der er i dag stor interesse for udnyttelse af geotermisk energi til fjernvarmeproduktion, og det er primært selskaber, der ønsker at producere fjernvarme, der står bag de ansøgninger om tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi, som Energistyrelsen har modtaget. Fjernvarmebranchen etablerede i januar 2011 Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab for at hjælpe de lokale fjernvarmeselskaber med at etablere og drive geotermiske anlæg til produktion af fjernvarme i Danmark. Derudover er kommunerne i kraft af deres rolle i forbindelse med varmeplanlægningen, hvorigennem eksisterende og fremtidige forsyningsforhold reguleres, vigtige aktører.

Der er i løbet af 2011 tildelt en række nye tilladelser til efterforskning og indvinding af geotermisk energi. Planlægnings- og etableringsfasen for geotermi kan være lang og kompleks. Det tager en årrække at gennemføre projektet og indhente de nødvendige tilladelser, VVM-screening, etablere anlægget og foretage de nødvendige produktions- og injektionsboringer. Der vil oftest gå fire til fem år, før et geotermisk anlæg kan idriftsættes, se også Energistyrelsens rapport ”Geotermi – varme fra jordens indre. Internationale erfaringer, økonomiske forhold og udfordringer for geotermisk varmeproduktion i Danmark” fra maj 2010.

Den interesse, der i dag er for udnyttelse af geotermisk energi, retter sig mod fjernvarmeproduktion. Hvis Energistyrelsen registrerer en interesse for at udnytte geotermisk energi til andre formål end fjernvarmeproduktion, vil Energistyrelsen udarbejde udbudsmateriale således, at den geotermiske energi også kan anvendes til disse formål.

Spørgsmål 10:

Hvorledes kan staten med en faseopdelt garantiordning understøtte en massiv udbygning af geotermiske anlæg, hvorledes bør en sådan garantiordning være opbygget og hvor stor en pulje skal i givet fald afsættes til garantiordningen? Kan en garantiordning finansieres via en forhøjelse af kulafgiften og hvor stor skal en sådan afgift i givet fald være – og/eller kan den finansieres ved en garantiafgift på den producerede varme fra kommende geotermiske anlæg og da hvordan?

Svar:

Som det fremgår af svar på spørgsmål 2 og 9 er der under de nuværende betingelser udbredt interesse for geotermi. Geotermiprojektet ved Sønderborg, hvor et anlæg er under opførelse, er eksempelvis gennemført uden støtte.

En af de største risici ved geotermiprojekter er den geologiske risiko. Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab er i gang med at undersøge muligheden for, at de selskaber, der har en tilladelse efter undergrundslovens bestemmelser til udnyttelse af geotermisk energi kan tegne en forsikring mod den geologiske risiko i forbindelse med udførelse af dybe borerer samt eventuelt også mod dårligere end forventet produktion.

I *Vores Energi* er anført muligheden for etablering af en pulje til fremme af ny VE-teknologi (store varmepumper, geotermi m.v.). Det kunne være som støtte til forundersøgelser af geotermiprojekter, hvor der indsamles nye oplysninger om undergrunden ved udførelse af nye seismiske undersøgelser, og udførelse af nye dybe borerer. Denne metode er eksempelvis benyttet i forbindelse med etablering af det geotermiske demonstrationsanlæg på Amager.

Spørgsmål 11:

Hvad vil beskæftigelseseffekten anslås at være ved etablering og drift af 300 MW geotermiske anlæg?

Svar:

Det er vanskeligt præcist at svare på de beskæftigelsesmæssige effekter af etablering og drift af geotermiske anlæg. Men som det fremgår af svar på spørgsmål 7, er der tale om betydelige anlægsinvesteringer. Det er derfor forventningen, at der vil være en isoleret beskæftigelseseffekt ved etableringen af anlæggene, herunder i lokalområdet. Nettoeffekten på beskæftigelsen vil dog afhænge af, om investeringen i et geotermi anlæg erstatter investeringer i et andet varmeproduktionsanlæg, ligesom effekten under en grundantagelse om fuld beskæftigelse på længere sigt sker på bekostning af vækst og beskæftigelse i andre erhverv. Hertil kommer det forbehold, at visse opgaver eksempelvis udførelse af borerer vil blive foretaget af udenlandske selskaber. Det forekommer rimeligt at antage, at der i driftsfasen vil være færre ansatte på et geotermi anlæg end ved et gennemsnitligt andet varmeproduktionsanlæg, idet der fx ikke som ved anvendelse af faste brændsler (biomasse og kul) er behov for at transportere og på anden vis håndtere brændslet.

Spørgsmål 12:

Der anmodes om en redegørelse for de franske og tyske erfaringer og virkemidler for at fremme geotermisk energi.

Svar:

Der henvises til rapporten fra maj 2010 ”Geotermi – varme fra jordens indre. Internationale erfaringer, økonomiske forhold og udfordringer for geotermisk varmeproduktion i Danmark”. I denne rapport er der lavet en redegørelse for bl.a. de franske og tyske erfaringer og virkemidler for at fremme geotermisk energi. Rapportens sammenfatning er gengivet nedenfor.

Udfordringer i udlandet

”De ovenstående eksempler fra enkelte lande illustrerer, at der, ud over støtte til geotermiske anlæg, er en lang række andre forudsætninger, som kan være afgørende for, hvorvidt etablering og drift af geotermiske anlæg kan blive en succes. Herunder har de økonomiske konjunkturer og energipriserne på markedet betydning for rentabiliteten ved geotermisk energiproduktion.

De forskellige former for støtte har i de berørte lande igangsat en vækst i udbygningen af geotermianlæg. I Tyskland sikres en fast prisafregning for geotermisk produceret elektricitet, som fastsættes efter anlæggets størrelse – de mindste anlæg modtager størst støtte.

Der bliver endvidere givet støtte til boringsomkostninger, og låntagere kan blive fritaget for hæftelse og erstatningsansvar op til en vis grænse, således at efterforskningsrisici nedsættes.

I Tyskland er den største udfordring på nuværende tidspunkt mangel på boringsudstyr, som er med til at bremse en ellers ventet vækst i sektoren.

I Frankrig har de oprettede forordninger for geotermianlæg haft en positiv effekt på udbygningen. Garanti- og forsikringsordningen samt tilskuddet til efterforskningsomkostningerne har mindsket risikoen og øget den finansielle sikkerhed. Endvidere har den reducerede moms på næsten en fjerdedel af normal moms på ikke vedvarende varme skabt et ekstra incitament, ligesom elproduktionstilskuddet til geotermisk energiproduktion.

Fokus på den videre drift af anlæggene efter etableringen har dog manglet, og således har mange af anlæggene måtte gå ud af drift. Efter etableringen af anlæggene fulgte blandt andet en mangel på veluddannet personale og tekniske problemer på anlæggene.”

Spørgsmål 13:

Hvad er potentialet ved sæsonlagring i undergrunden af overskudsvarme i et kommende energisystem (med sommeroverskudsvarme fra solfangeranlæg og andre varmeproducerende anlæg) og hvilken effekt vil udbygning med geotermiske anlæg have på viden om og mulighederne for varmelagring i undergrunden?

Svar:

Energistyrelsen er ikke bekendt med potentialet for sæsonlagring af overskudsvarme i undergrunden. Der er dog i forbindelse med geotermiske projekter overvejelser i gang om, hvorvidt geotermi kan kombineres med sæsonvarmelagring af overskudsvarme fra anden varmeproduktion i undergrunden. I hovedstadsområdet har evalueringer vist, at et geotermisk anlæg, eventuelt suppleret med en lagerboring, teoretisk set er meget velegnet til at etablere en sæsonlagring af varme, og Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab er involveret i et igangværende fireårigt forskningsprojekt om, hvordan undergrunden reagerer på lagring af varme ved en temperatur, som ligger over formationens naturlige temperatur.

Spørgsmål 14

Hvorledes er behovet for varmepumper i kombination med et geotermianlæg som etableres i tilknytning til et nyt lavtemperatur-fjernvarme system? Ved udbygning af nye lavtemperatur-

net kræves en lavere fremløbstemperatur og med spørgsmålet ønskes belyst, om dette påvirker behovet for supplerende drivvarme for geotermianlægget, og om dette evt. uden problemer vil kunne køre uden supplerende drivvarme – og hvad dette aspekt betyder økonomisk for anlæg og drift?

Svar:

Geotermisk varme fra f.eks. 2-3 kilometers dybde i den danske undergrund har typisk en temperatur omkring 50-70 °C. Temperaturen afhænger af boreddybden til de egnede geotermiske lag, samt af hvilken geotermisk lokalitet, der er tale om. Jo lavere fremløbstemperatur et fjernvarmesystem har, des mere af den geotermiske varme kan anvendes direkte. Dermed vil behovet for supplerende opvarmning, herunder med varmepumpe, blive reduceret, og økonomien i geotermisk varme alt andet lige blive bedre. Hvor meget behovet for supplerende opvarmning kan reduceres, afhænger af de konkrete omstændigheder.

Energistyrelsen er bekendt med, at der p.t. overvejes projekter, som alene er baseret på direkte varmeveksling uden anvendelse af varmepumpe til at øge temperaturniveauet. Med en større udbredelse af lavtemperatur-fjernvarmesystemer med fremløbstemperaturer på typisk 50-60 grader kan flere geotermiske projekter blive etableret uden samtidig etablering af en varmepumpe. Det skal dog bemærkes, at etablering af en varmepumpe samtidig med etablering af et geotermisk anlæg med høje investeringer som følge af især boringsomkostningerne, kun vil betyde en mindre forøgelse af den samlede anlægsinvestering. Da der samtidig er driftsmæssige fordele for fjernvarmeverket ved at have en varmepumpe (fremløbstemperaturen kan eksempelvis op- og nedreguleres med kun en lille ekstra energiomkostning), kan nogle varmeverker af den grund vælge at etablere en varmepumpe, selv om temperaturforholdene ikke nødvendiggør det.