



COWI



Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder

**Bilag 3: Områderapport for Helsingør
(Nordøstsjælland)**

Indholdsfortegnelse

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

Introduktion

Dette er én ud af 28 områderapporter, som viser specifikke økonomiske og produktionsmæssige resultater for hvert enkelt område. Rapporten er et bilag til hovedrapporten "Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder", og bør læses i sammenhæng med denne, da hovedrapporten indeholder information, der er væsentlig for at forstå resultatet. Rapporten er udarbejdet for Energistyrelsen af Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, COWI og Ea Energianalyse i perioden efteråret 2013 til sommeren 2015.

Områderapporten indeholder den af GEUS udførte geologiske vurdering, COWIs beskrivelse af fjernvarmeområdet og den fremtidige forsyningsstruktur, Dansk Fjernvarmes Geotermiselskabs beregninger af de økonomiske og tekniske forhold i et geotermianlæg i fjernvarmeområdet, og Ea Energianalyses modelresultater fra Balmorel med varmeproduktionskapaciteter, fjernvarmeproduktion og -omkostninger over året for de fire scenarier i årene 2020, 2025 og 2035.

Resultaterne 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 geologiske 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.

MEMO

TITEL

Nordøstsjælland - Beskrivelse fjernvarmeområde

DATO

5. februar 2015

TIL

Energistyrelsen

KOPI

FRA

COWI (Else Bernsen/Kurt Madsen)

PROJEKTNR

A044062

ADRESSE COWI A/S

Parallelvej 2

2800 Kongens Lyngby

TLF +45 56 40 00 00

FAX +45 56 40 99 99

WWW cowi.dk

SIDE 1/11

1 Nordøstsjælland fjernvarmeområde

1.1 Nuværende forsyningsområde

Fjernvarmeforsyningen i dette område varetages af hhv. Hornbæk Fjernvarme, Forsyning Helsingør, Nivå Fjernvarme (ejes af I/S Nordforbrænding) og Nordforbrænding Fjernvarme

Hornbæk Fjernvarme varetager forsyningen i Hornbæk. En stor del af varmeforsyningen i Hornbæk leveres fra Helsingør Kraftvarmeverk (HØK), der ejes af Forsyning Helsingør og Nordforbrænding.

Forsyning Helsingør varetager fjernvarmforsyning af Helsingør med tilstødende byområder (Kvistgaard, Horserød) samt leverer varme til 3 blokvarmecentraler i Nivå (Nivå Vænge, Niverød og Mariehøj), en blokvarmecentral i Kokkedal (Fasanvænget) og leverer endvidere varmen til Nivå Fjernvarme.

Nordforbrænding Fjernvarme leverer til Humlebæk, Kokkedal, Hørsholm og Birkerød.

Den overordnede struktur af transmissionssystemet fremgår af efterfølgende figur:

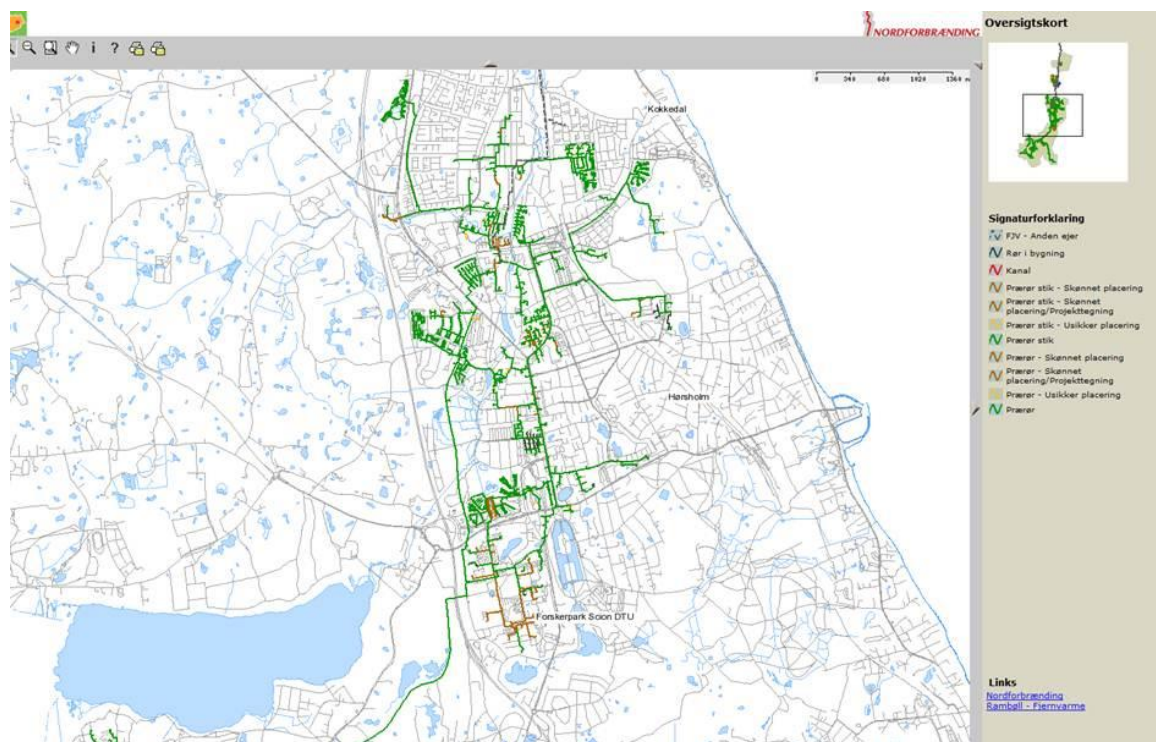


Figur 1.1-2 Oversigtskort over forsyningsområder Nordøstsjællands Fjernvarme (nuværende fjernvarme mørkegrøn – lysegrønne områder er naturgas Kilde Plansystem.dk)

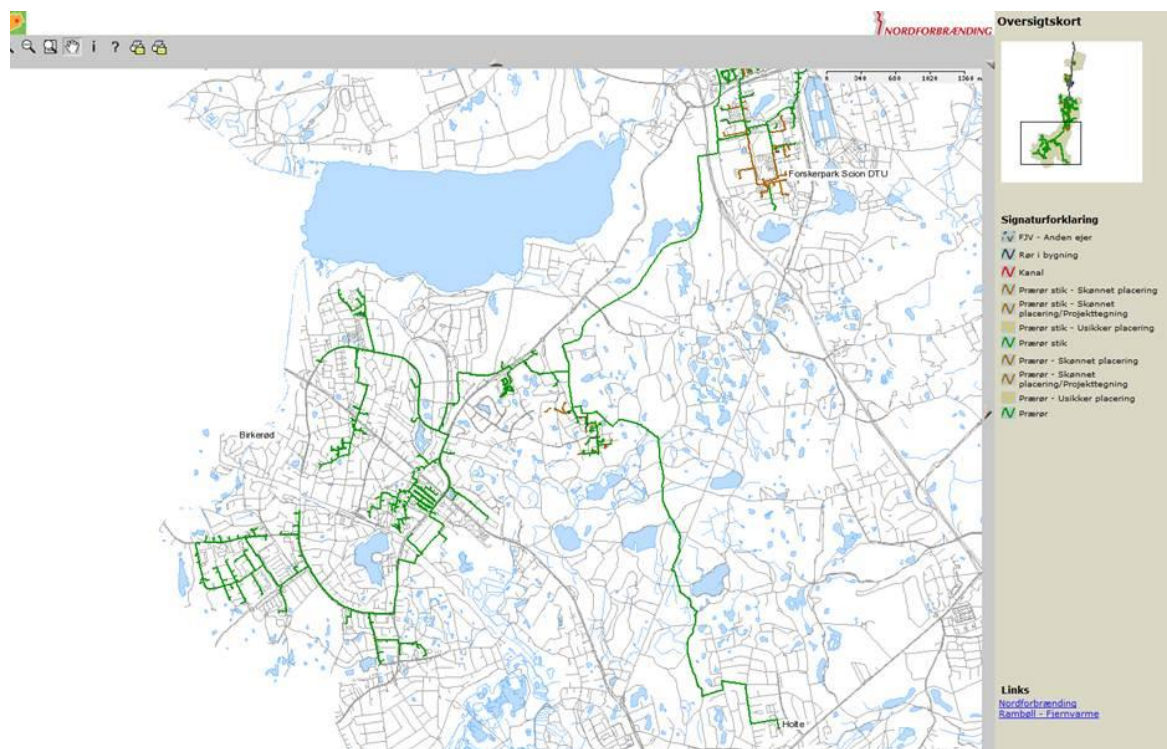
Oversigt over fjervarmeledningernes placering i Helsingør-området fremgår af efterfølgende kort.



Figur 1.1-3 Oversigtskort over distributionsnet i Helsingør.



Figur 1.1-4 Oversigtskort Fjernvarmenet Nordforbrænding Nord (kilde Nordforbrænding).



Figur 1.1-5 Oversigtskort Fjernvarmenet Nordforbrænding Syd (kilde Nordforbrænding).

Hovedparten, ca. 50% af fjernvarmeproduktionen i forsyningsområdet produceres på I/S Nordforbrændings anlæg i Hørsholm, ca. 30% af varmen leveres fra det na-

turgasfyrede kraftvarmeværk i Helsingør. Den øvrige del af varmen produceres på en række naturgasfyrede spids- og reservelastkedler i regionen. Endvidere leveres der varme til Helsingør by fra en flisfyret kedel på centralen på H.P: Christensensvej i Helsingør. Endvidere leverer en bioliefyret kedel i Hornbæk varme til fjernvarmenettet i Hornbæk.

Nedenstående tabel viser fjernvarmebehovene for Hornbæk, Forsyning Helsingørs og Nordforbrænding Fjernvarmes forsyningsområder. Data herfor er baseret på de af disse selskabers leverede oplysninger til opgave vedrørende Strategisk Energiplanlægning for kommunerne i Region Hovedstaden.

Sammenlignet med øvrige rapporter for tilsvarende fjernvarmeområder bemærkes det, at der ikke foreligger data for 2025. I stedet for er anført data for 2020.

Tabel 1.1-1 Oversigt nuværende og fremtidigt varmegrundlag i Hornbæk, Helsingør, Nordforbrænding og samlet set.

Varmegrundlag					
Hornbæk					
MWh/år	2012*	2013**	2015*	2020*	2035***
Eksisterende forbrugsbase Netto varme	31.111	31.111	42.167	47.343	47.343
Distributionstab	6.026	6.026	8.168	9.170	9.170
An net	37.137	37.137	50.335	56.513	56.513
TJ/år					
Nettovarme	112	112	152	170	170
Distributionstab	22	22	29	33	33
An net	134	134	181	203	203
* Alle varmegrundlag er baseret på afgivne oplysninger til den Strategiske Energiplan for kommunerne i Region Hovedstaden					
** 2013 data er forudsat at svare til 2012, da der ikke foreligger umiddelbart tilgængelige data i diverse statistikker					
*** Der foreligger ingen data for forventet udbygning efter 2020					
Varmegrundlag					
Helsingør					
MWh/år	2012*	2013**	2015*	2020*	2035***
Eksisterende forbrugsbase Netto varme	153.880	153.880	208.566	234.163	234.163
Distributionstab	29.806	29.806	40.398	45.356	45.356
An net	183.686	183.686	248.963	279.519	279.519
TJ/år					
Nettovarme	554	554	751	843	843
Distributionstab	107	107	145	163	163
An net	661	661	896	1006	1006
* Alle varmegrundlag er baseret på afgivne oplysninger til den Strategiske Energiplan for kommunerne i Region Hovedstaden					
** 2013 data er forudsat at svare til 2012, da der ikke foreligger umiddelbart tilgængelige data i diverse statistikker					
*** Udbygning forventes at stige efter 2020, men p.t., foreligger der ingen data herfor					
Varmegrundlag					
NORDFORBRÆNDING					
MWh/år	2012*	2013**	2015*	2020*	2035*
Eksisterende forbrugsbase Netto varme	296.011	296.011	300.000	350.000	400.000
Distributionstab	64.978	64.978	65.854	76.829	87.805
An net	360.989	360.989	365.854	426.829	487.805
TJ/år					
Nettovarme	1066	1066	1080	1260	1440
Distributionstab	234	234	237	277	316
An net	1300	1300	1317	1537	1756
* Alle varmegrundlag er baseret på afgivne oplysninger til den Strategiske Energiplan for kommunerne i Region Hovedstaden. Nordforbrændings varemehov indeholder også leverancer mod DTU-Holte					
** 2013 data er forudsat at svare til 2012, da der ikke foreligger umiddelbart tilgængelige data i diverse statistikker					
Varmegrundlag					
Nordøstsjælland					
MWh/år	2012*	2013*	2015*	2020*	2035*
Eksisterende forbrugsbase Netto varme	481.002	481.002	550.733	631.506	681.506
Distributionstab	100.810	100.810	114.419	131.355	142.331
An net	581.812	581.812	665.152	762.861	823.836
TJ/år					
Nettovarme	1732	1732	1983	2273	2453
Distributionstab	363	363	412	473	512
An net	2095	2095	2395	2746	2966
* Alle varmegrundlag er baseret på afgivne oplysninger til den Strategiske Energiplan for kommunerne i Region Hovedstaden					
** 2013 data er forudsat at svare til 2012, da der ikke foreligger umiddelbart tilgængelige data i diverse statistikker					
Energistyrelsens udbud angiver som gennemsnit over 5 år 1765 TJ, hvoraf affaldsvarme udgør 632 TJ					
Samlet varmeproduktion i 2012 jf. Energiproducenttællingen 2116 TJ, hvilket passer så nogenlunde med 2012-data for varmegrundlag - forskel skyldes sandsynligvis leverancer til DTU-Holte-Nærum området					

Udviklingen i varmebehovet er baseret på de fremsendte oplysninger til Region Hovedstadens Strategiske Energiplan.

Nedenfor er anført oplyste temperaturforhold i forsyningsområderne.

Tabel 1.1-2 Oversigt over temperaturforhold Hornbæk.

Sommer an net		Vinter an net	
Fremløb	Retur	Fremløb	Retur
[°C] Oplyste tal pr primo januar 2015			
85	56	90	50

Tabel 1.1-3 Oversigt over temperaturforhold Helsingør.

Sommer an net		Vinter an net	
Fremløb	Retur	Fremløb	Retur
[°C] Oplyste tal pr primo januar 2015			
75	50	85	47

For Helsingørs vedkommende er det oplyst at der arbejdes på at reducere temperaturniveauerne, men for nærværende er det ikke muligt at oplyse hvor meget temperaturen kan sænkes.

Tabel 1.1-4 Oversigt temperaturforhold fra Helsingør Kraftvarmeværk.

Sommer an net		Vinter an net	
Fremløb	Retur	Fremløb	Retur
[°C] Oplyste tal pr primo januar 2015			
98	50	98	53

Ovenstående temperaturforhold gælder for de 3 transmissionsledningsstrækninger, der udgår fra kraftvarmeværket fra mod henholdsvis Hornbæk, Helsingør By og mod Nordforbrænding

Temperaturforhold for distributionsnet placeret langs/ved transmissionsledningen mod Nordforbrænding er ikke oplyst, men da geotermianlægget forventes placeret i Helsingør er det alene temperaturforholdene i transmissionsledningen, der har betydning for vurderingerne.

Tabel 1.1-5 Oversigt temperaturforhold Nordforbrænding.

Sommer an net		Vinter an net	
Fremløb	Retur	Fremløb	Retur
[°C] Oplyste tal pr primo januar 2015			
100	60	100	60

Det maksimale effektbehov er oplyst at udgøre 9,5 MW for Hornbæks vedkommende.

Det maksimale effektbehov er oplyst at udgøre 67 MW for Helsingørs vedkommende.

Det maksimale effektbehov er oplyst at udgøre 65 - 70 MW for Nordforbrændings vedkommende.

1.2 Nuværende produktionsstruktur

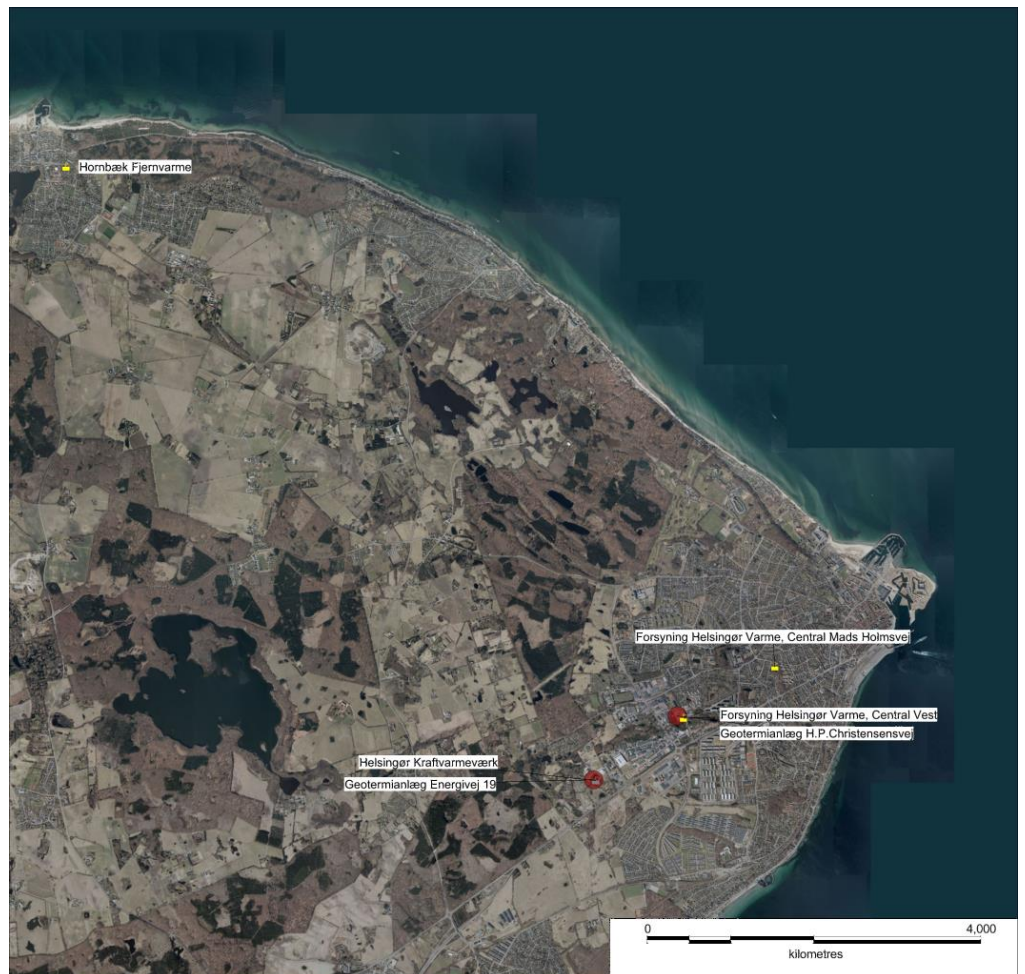
Nedenstående tabel giver en oversigt over den nuværende varmeproduktionsstruktur:

Tabel 1.2-1 Varmeproduktionsstruktur 2012 (fra Energistyrelsens energiproducenttælling 2012)

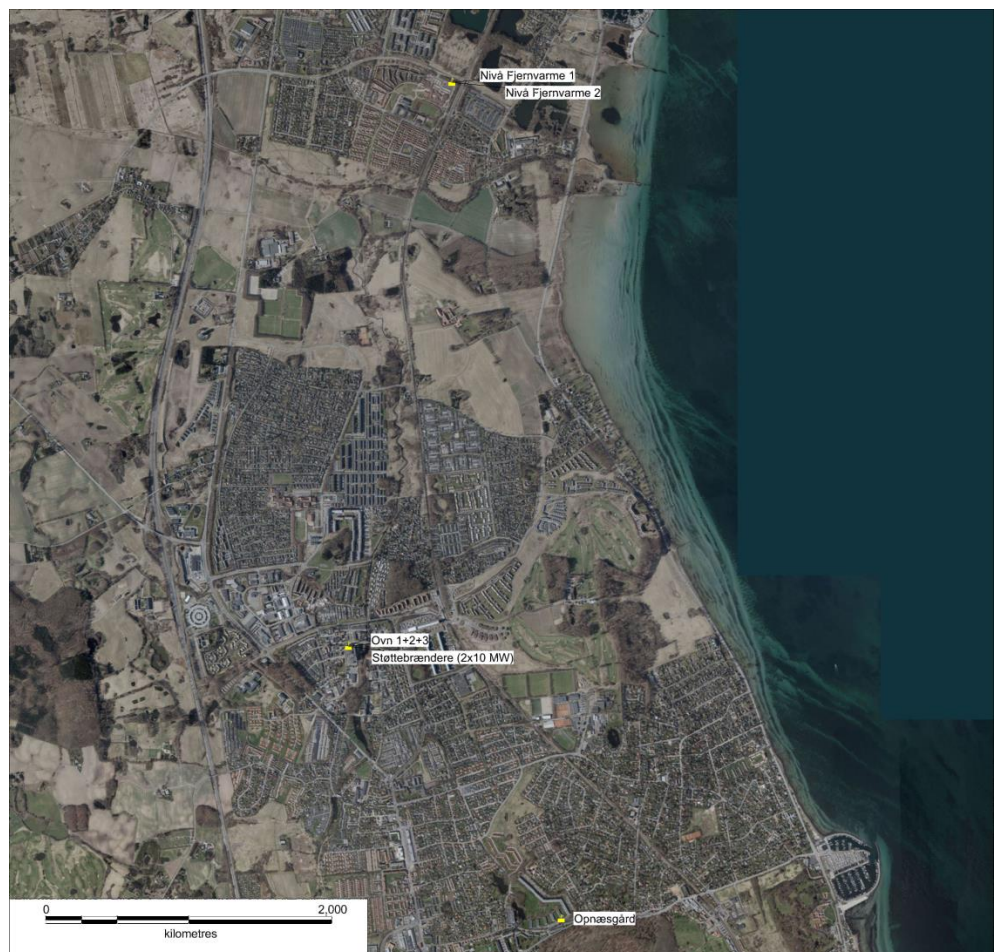
Eksisterende produktionsanlæg - baseret på energiproducenttællingen 2012													Brændselsfordeling				
Anlægsnavn	Anlægstype	Hovedbrændsel	Varme produktion i 2012 (TJ)	*Brændsels forbrug 2012 (TJ)	Indfyret effekt (MW)	Eleffekt (MW)	Varme effekt (MW)	Elvirknings grad	**Varme virknings grad	Etablerings år	Forventet udfasnings år	Affald	Skovflis	Naturgas	Træ- og biomasse affald	Biolie	
I/S Nordforbrænding																	
Opnæsgård	Kedel	Naturgas	9	9	10	0	10		100%							9,1	
Spids-/reservelast	Kedel	Naturgas	70	78	20	0	18		90%	01-01-1995						78,2	
Støttebrændere (2x10 MW)	Kedel		0	0	20	0	20		100%	01-01-2000							
Ovn 4	Damp turbine	Affald	617	972	29	7	21	25%	64%	23-11-1999		962,6			9,2		
Ovn 1+2+3	Kedel	Tæ- og biomasseaffald	408	551	26	0	21		80%			105,3			445,9		
Nivå Fjernvarme 1	Kedel	Naturgas	9	8	3	0	3		100%	01-01-1998					8,4		
Nivå Fjernvarme 2	Kedel	Naturgas	3	3	6	0	6		100%	01-01-1998					3,0		
Helsingør																	
Forsyning Helsingør Varme, Central Vest	Kedel	Naturgas	98	98	21	0	21		100%	01-01-1967					97,9		
Forsyning Helsingør Varme, Central Vest	Kedel	Skovflis	138	144	6	0	5		91%	01-01-2009			143,7				
Forsyning Helsingør Varme, Central Vest	Kedel	Naturgas	25	25	14	0	10		71%	01-11-2010					24,7		
Forsyning Helsingør Varme, Central Mads H	Kedel	Naturgas	40	43	33	0	33		100%	01-01-1965					42,5		
Forsyning Helsingør Varme, Central Mads H	Kedel	Naturgas	6	7	14	0	10		71%	01-11-2010					6,8		
Helsingør Kraftvarmeværk	Gasturbine	Naturgas	676	1537	140	59	59	42%	44%	01-01-1993					1537,0		
Helsingør Kraftvarmeværk	Forbrændingsmotor	Naturgas	12	25	3	1	2	33%	48%						25,0		
Hornbæk Fjernvarme																	
Hornbæk Fjernvarme	Kedel	Bio-olie	1	1	15	0	12		82%	01-01-1964						1,3	
Total Nordøstsjælland			2.113				250										
Heraf I/S Nordforbrænding			1.117				99										
Heraf Helsingør			995				139										
Heraf Hornbæk			1				12										

Oplysningerne i energiproducenttællingen er baseret på indmeldinger fra selskaberne. Data skal suppleres/verificeres i forbindelse med den videre proces.
 * Brændselsforbruget jvf energiproducenttællingen for kedeldrift identisk med varmeproduktion svaret til den samlede el og varmeproduktion og den angivne totalvirkningsgrad på 85% (42%+43%)
 ** Varmevirkningsgraderne er baseret på de angivne værdier for indfyret effekt og varmeeffekt.

Anlæggenes geografiske placering er illustreret efterfølgende.



Figur 1.2-1 Oversigtskort produktionsanlæg i Helsingør-området.

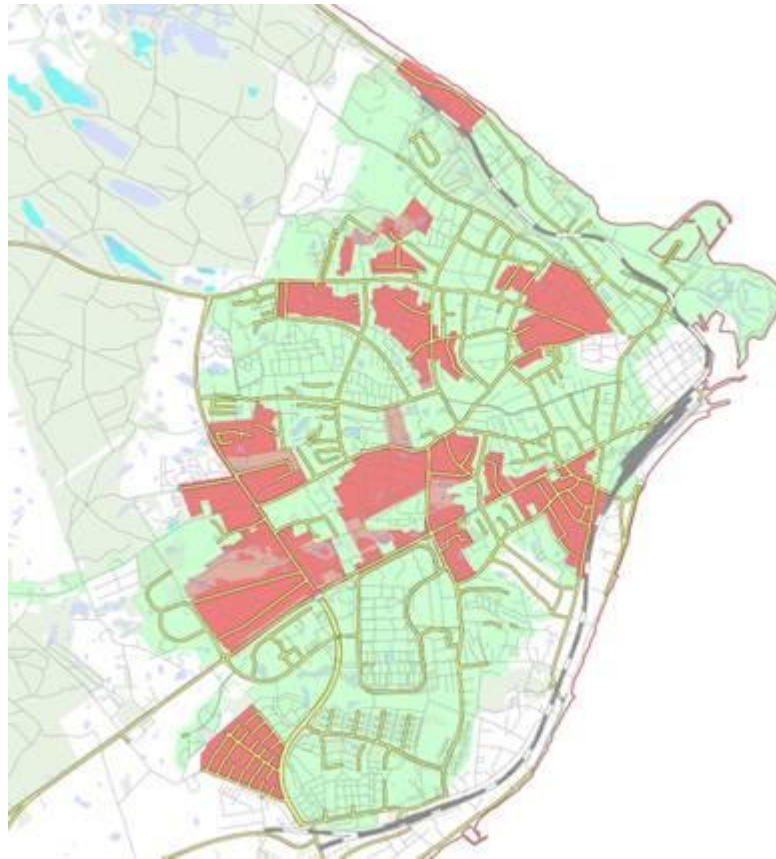


Figur 1.2-2 Oversigtskort produktionsanlæg i Nivå- og Hørsholm-områderne.

1.3 Fremtidig forsyningsstruktur

Det eksisterende naturgasfyrede kraftvarmeværk i Helsingør planlægges ombygget via etablering af en biomassefyret (træflis) baseret dampproducerende kedel, der leverer damp til den eksisterende dampturbine og efterfølgende leverer fjernvarme.

Forsyning Helsingør påregner at kunne konvertere en del naturgasområder til fjernvarme, jf. tabel med nuværende og fremtidigt varmebehov samt nedenstående oversigtskort:



Figur 1.3-1 Oversigt over forventede udbygningsområder i Helsingør by (rød markering).

Nordforbrænding er i færd med at etablere en ny ovnlinje 5 – kraftvarmeproducerende – til erstatning af de gamle ovnlinjer 1, 2 og 3. I forbindelse hermed bliver det muligt at øge fjernvarmeleverancen med ca. 50.000 MWh på årsbasis. Varmeeffekten fra den nye ovnlinje er på ca. 20-22 MW. Hertil kommer yderligere ca. 5 MW fra røggaskondenseringsanlægget

Inden for Nordforbrændings Forsyningsområde påregnes der udvidet med op mod ca. 30.000 MWh ved konverteringer af naturgasområder i Hørsholm, Kokkedal og i Humlebæk. Endvidere er der ved at blive konverteret en række større forbrugere i Humlebæk-området med i alt op mod ca. 26.000 MWh i øget varmebehov.

I forbindelse med screeningen er det valgt at tage udgangspunkt i en placering af et eventuelt geotermianlæg på adressen Energivej 19 i Helsingør – primært med afsætning af geotermi i Helsingør-området.

Projekt: Landsdækkende screening af geotermi i fjernvarmesystemerne

Til: Ea Energianalyse & COWI

Kopi: GEUS

Fra: Birte Røgen, Malthe Jacobsen & Asger Løngreen, Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab

Dato: 16. marts 2015

Emne: Beregning af et geotermianlæg i Nordøstsjælland

1 Indledning

Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, COWI og Ea Energianalyse har for Energistyrelsen udført beregninger af de økonomiske og tekniske forhold i et geotermianlæg i Helsingør. Beregningerne er udført som en del af et større analysearbejde omfattende 28 fjernvarmeområder i Danmark.

Anlægsberegningerne er udført på baggrund af geologiske data leveret af De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland (GEUS) (ref.: Helsingør.docx) og data for fjernvarmeforsyningen i Helsingør leveret af COWI på baggrund af forskellige datakilder, herunder data indhentet hos Forsyning Helsingør (ref.: Beskrivelse af fjernvarmeområder gruppe 4, februar 2015).

Der tages udgangspunkt i en placering af et eventuelt geotermianlæg ved Energivej 19 i Helsingør i tilknytning til det eksisterende og planlagte kraftvarmeværk.

2 De geologiske forudsætninger

Geologisk set ligger Helsingør i det Danske Bassin, et indsynkningsområde med tykke aflejringer, hvoraf nogle lag anses som egnede for geotermisk varmeproduktion. GEUS har vurderet at sandsten fra Gassum Formationen udgør det bedste potentielle geotermiske reservoir ved Helsingør.

Usikkerheden på de geologiske parametre er høj. De geologiske data, der indgår i beregningerne, er vist i Tabel 1.

Formation		Gassum Fm
Terrænkote	moh	43
Dybde@midt reservoir	m TVD GL	2500
Temperatur@midt reservoir	°C	76
Tykkelse af formation	m TVT	148
Tykkelse af potentielt reservoirsand	m TVT	47
Transmissivitet	Dm	36
Seismik-anbefaling	km	50

Tabel 1: Geologiske reservoirdata.

(moh: meter over havniveau; TVD: lodret dybde (true vertical depth); GL: terrænniveau (Ground Level); TVT: lodret tykkelse (true vertical thickness); Dm: Darcy meter)

3 Forudsætninger for fjernvarmesystemet

Forudsætningerne for det respektive fjernvarmesystem er beskrevet i rapporten "Beskrivelse af fjernvarmeområder gruppe 4, februar 2015". Data fra denne rapport er sammenfattet i Tabel 2 til brug for anlægsberegningerne. Ved vurderingen af afsætningsgrundlag og varighedskurve er der alene set på en situation, hvor geotermianlægget forsyner distributionsnettet i Helsingør.

Varmegrundlag (2020)	TJ/år	1006
Eksisterende produktionsanlæg med forret. Antages tilgængelig som drivvarme.	MW	0
Fremløbstemperatur vinter	°C	85
Returløbstemperatur vinter	°C	47
Fremløbstemperatur sommer	°C	75
Returløbstemperatur sommer	°C	50
Mindste varmeeffekt (sommereffekt)	MW	Standard kurve

Tabel 2: Energiforudsætninger.

4 Beregninger for et geotermianlæg

Beregningerne er udført med geotermiPRO, en konceptberegningsmodel for geotermiske anlæg. Programmet arbejder ud fra en anlægskonstellation med varmevekslere og varmepumper og muligheden for at opdele anlægget med geotermivandskreds og varmepumpekreds på to lokaliteter (se bilag om geotermiPRO).

I beregningerne er varmegrundlaget taget i betragtning i form af en varighedskurve, og der er foretaget en vægtet midling af temperaturniveauerne over året. Det forudsættes at geotermien sammen med anlæggene til driv- og eftervarme vil udgøre grundlast i fjernvarmeforsyningen.

De tekniske og økonomiske forudsætninger for beregningerne fremgår i øvrigt af notatet "Generelle forudsætninger for beregning af geotermianlæg".

I standardberegningen forudsættes der anvendt absorptionsvarmepumper, og drivvarme forudsættes at være til stede ved 160 °C. Det forudsættes at varmen fra eksisterende forbrændingsanlæg kan benyttes som drivvarme. På anlægsskitser i output fra geotermiPRO, som vises i resultatafsnittet er der kun vist én absorptionsvarmepumpe, mens der i praksis kan være tale om et antal absorptionsvarmepumper i serie.

For Helsingør er endvidere beregnet et alternativt anlægsdesign, hvor der benyttes el-varmepumper til at udnytte varmen fra geotermivandet.

5 Resultater

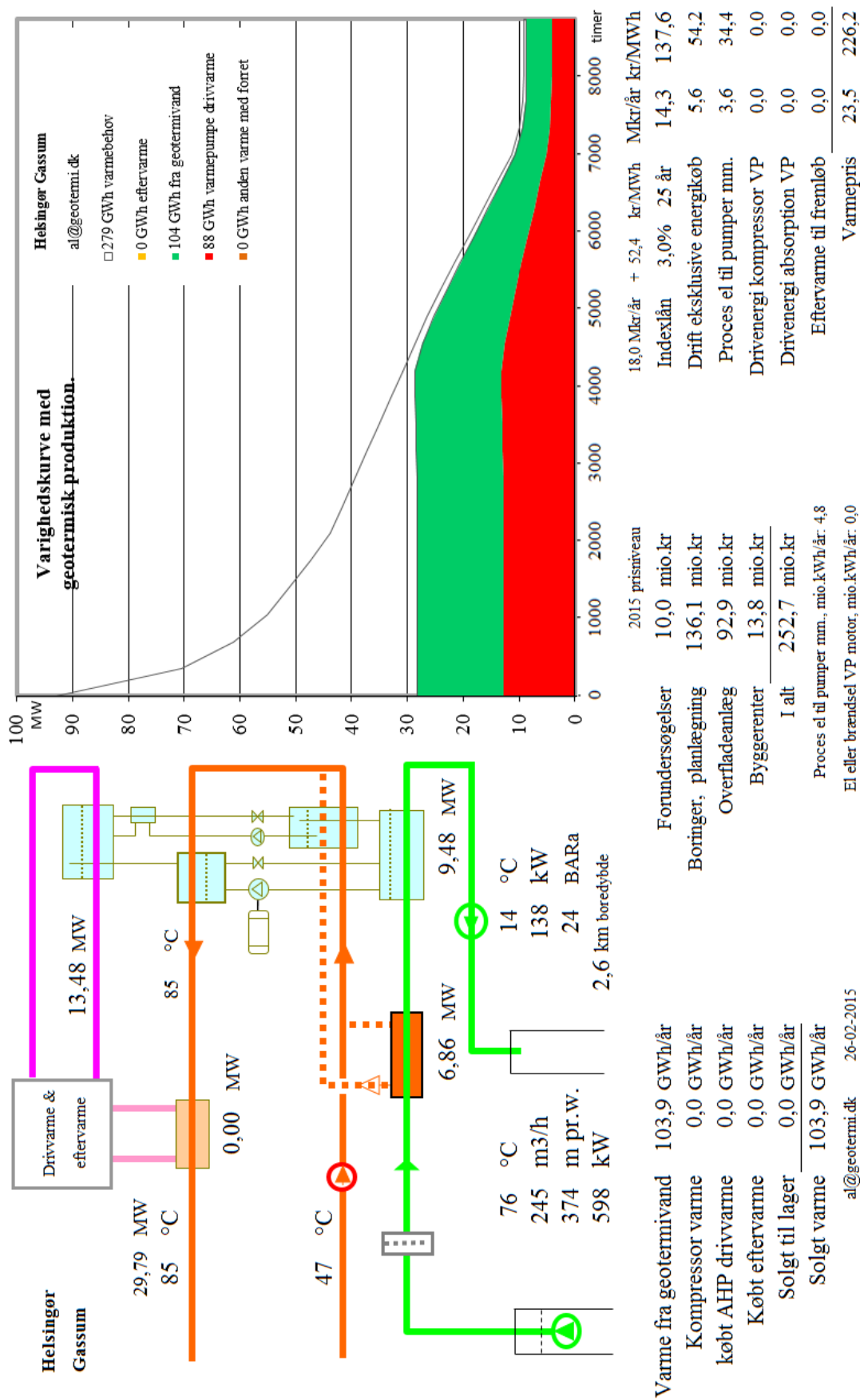
Resultaterne af anlægsberegninger er samlet i den følgende Tabel 3. Desuden vises resultater for hver geotermiPRO-beregning i en figur indeholdende anlægsskitse med energibalance, varighedskurve med

geotermibidrag samt økonomiske nøgletal. Output fra standard-beregningen vises i Figur 1. Resultater fra de supplerende anlægsberegninger for et geotermianlæg med el-varmepumper kan ses på Figur 2.

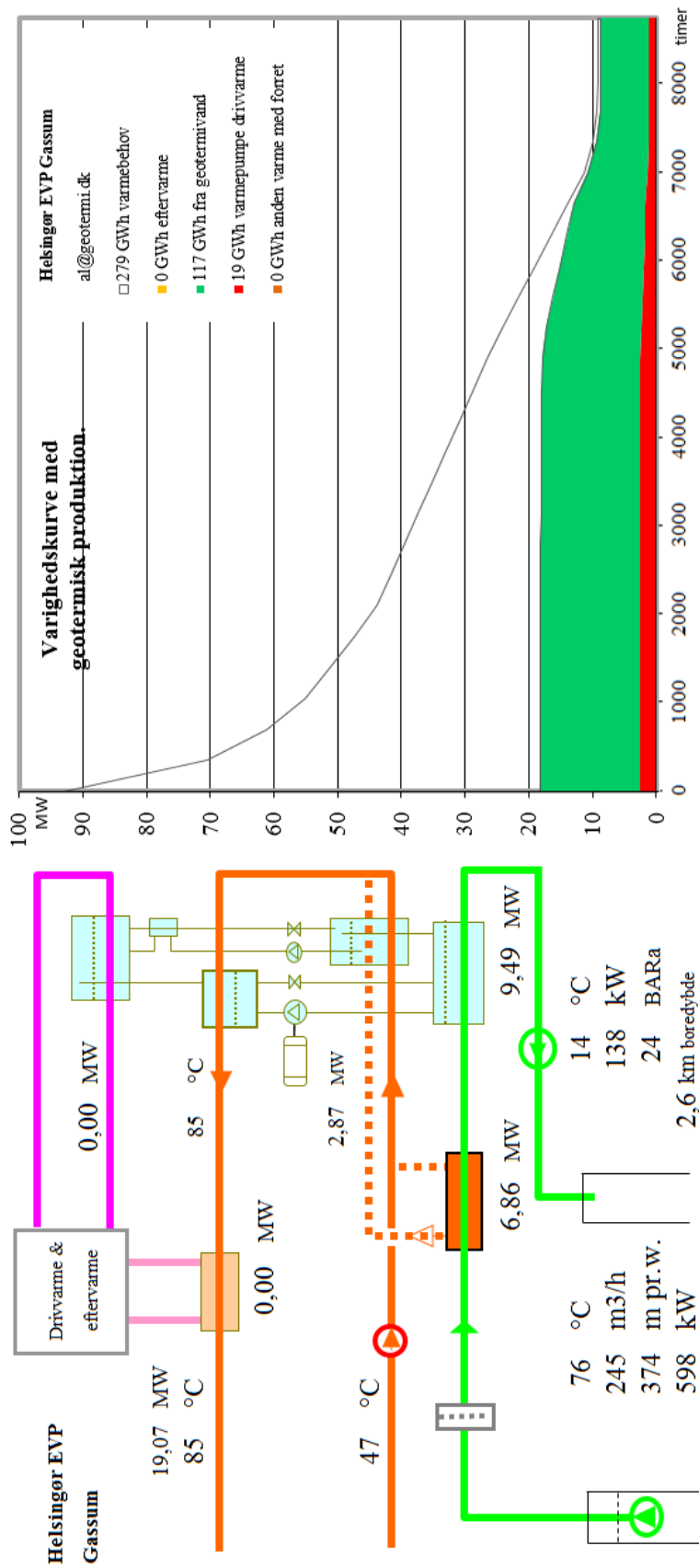
En anlægsberegning for et anlæg med absorptionsvarmepumper placeret på én lokalitet, standard-beregningen, viser at der med en samlet investering på 239 mio. kr. kan etableres et geotermianlæg med en kapacitet på 16,3 MW varme fra undergrunden og en total effekt inklusiv driv- og eftervarme på 30 MW. Usikkerheden på anlægsstørrelsen er vurderet til at være høj.

Med de generelle forudsætninger, herunder antagne energipriser og kalkulationsrente, resulterer dette i en årlig varmeproduktion fra undergrunden på 104 GWh/år og en forventet varmepris for geotermivarmen på 226 kr./MWh.

Resultaterne i Tabel 3 skal benyttes i de videre beregninger af scenarier og landsbilleder for geotermi i fjernvarmesystemerne, og indeholder derfor ikke omkostninger til energikøb i de variable drift- og vedligeholdelsesomkostninger. Ligeledes er afskrivning og forrentning af anlægsinvesteringerne ikke medtaget i tabellen.



Figur 1: Output fra geotermiPRO, med absorptionsvarmepumper.



Varme fra geotermivand 117,2 GWh/år
 Kompressor varme 18,7 GWh/år
 købt AHP drivvarme 0,0 GWh/år
 Købt eftervarme 0,0 GWh/år
 Solgt til lager 0,0 GWh/år
 Solgt varme 136,0 GWh/år

Forundersøgelser 10,0 mio.kr
 Boringer, planlægning 136,1 mio.kr
 Overfladeanlæg 96,3 mio.kr
 Byggerenter 13,8 mio.kr
 I alt 256,2 mio.kr
 Proces el til pumper mm., mio.kWh/år: 4,8
 El eller brændsel VP motor, mio.kWh/år: 0,0

al@geotermi.dk 09-03-2015

Figur 2: Output fra geotermiPRO, med elvarmepumper.

Beregningsresultater Geotermianlæg ved Helsingør	Enhed	A) Absorptions varmepumper		B) El- varmepump er	C) Kombination Absorptions og el VP
		Samlet anlæg	Opdelt anlæg	Samlet anlæg	
Anlægskapacitet (vinter)					
1) Effekt fra geotermivand	MW	16,346		16,353	16,346
2) Effekt fra drivvarme	MW	13,481		N/A	
3) Effekt fra eftervarme	MW	0,000		N/A	
4) Varmeeffekt til fjernvarmevand	MW	29,792		19,073	
5) Proces el	MW	0,820		0,757	
6) Varmepumpe el	MW	N/A		2,868	
Årsenergiomsætning, forholdstal					
7) Varme fra geotermivand	%	100,000		100,000	
8) Drivvarme	%	84,875		N/A	
9) Eftervarme	%	0,000		N/A	
10) Varme til fjernvarmevand	%	184,875		115,970	
11) Proces el forbrug	%	4,584		4,133	
12) Varmepumpe el forbrug	%	N/A		15,970	
Investeringsomkostninger					
13) Samlet investering	mio. kr	238,892		242,353	293,021
14) Byggerenter	mio. kr	13,767		13,848	14,985
Driftsomkostninger					
15) Faste D&V omkostninger	mio. kr/år	3,753		3,920	5,00
16) Variable D&V omkostninger, eksklusiv energiforbrug, per MWh varme produceret fra geotermivand	kr/MWh	18,063		14,418	

Tabel 3: Resultater fra anlægsberegninger i geotermiPRO.

Noter til Resultatark:

- 1) Effekt fra geotermivand: Den effekt, der stammer fra undergrunden, ved drift i vinterperioden.
- 2) Effekt fra drivvarme: Effekt i form af varme til absorptionsvarmepumper, ved drift i vinterperioden.
- 3) Effekt fra eftervarme: Effekt i form af eftervarme til at hæve temperaturen efter varmepumperne, ved drift i vinterperioden.
- 4) Total effekt til fjernvarmevandet, ved drift i vinterperioden
- 5) Proces el effekt til geotermianlæg, ved drift i vinterperioden
- 6) El effekt til varmepumper, ved drift i vinterperioden
- 7) Årsenergiomsætning, varmemængde produceret fra geotermivand (%). Årsenergiomsætningerne er beregnet med en vægtet kombination af sommer- og vinterdrift.
- 8) Årsenergiomsætning, drivvarmemængde per varmemængde produceret fra geotermivand (%)
- 9) Årsenergiomsætning, eftervarmemængde per varmemængde produceret fra geotermivand (%)
- 10) Årsenergiomsætning, total varmemængde til fjernvarmevand per varmemængde produceret fra geotermivand (%)
- 11) Årsenergiomsætning, proces el forbrug per varmemængde produceret fra geotermivand (%)
- 12) Årsenergiomsætning, varmepumpe el forbrug per varmemængde produceret fra geotermivand (%)
- 13) Samlet investering i geotermianlæg inklusiv varmepumper men ekskl. drivvarmeanlæg. Prisniveau 2015 (uden byggerenter)

14) Byggerenter for mellemfinansiering i byggeperioden (3% realrente p.a.)

15) Faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger for anlægget (uanset driftstid)

16) Variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger ekskl. energiforbrug. Årlige variable omkostninger til drift og vedligehold i forhold til årlig varmemængde produceret fra geotermivand.

Kolonne C): Svarende til et geotermianlæg med både absorptions- og el varmepumper. Anlægget kan skiftevis drives med absorptions- eller el-varmepumper.



De efterfølgende sider indeholder en specifik resultatrapport for Helsingør (Nordøstsjælland). De fire scenarier som der vises resultater for er:

1. Ref.: Reference scenarie med fastholdelse af det nuværende system og de af fjernvarmeselskaberne planlagte udvidelse indtil 2020. Fra 2020 er "verden forlænget med brædder". Dette scenarie er altså et "status-quo" scenarie.

2. Ref.m.geo.: Reference scenariet med anlagt geotermianlæg. Anlæggets størrelse og tekniske specifikationer er udregnet af Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab. Scenariet kan sammenlignes med Reference scenariet og vise hvorledes et geotermianlæg vil konkurrere i områdets nuværende system.

3. Alt.: Alternativ scenariet er hvor systemerne ikke er forlænget med brædder, men i stedet har investeret i nye teknologier, primært biomasse kraftvarme, solvarme og varmepumper.

4. Alt.m.geo.: Dette er et alternativt scenarie, hvor der før man har investeret i nye teknologier har implemeteret et geotermianlæg. Det vil derfor stadig investere i nye teknologier, men i mindre omfang. Dette scenarie kan sammenlignes med Alternativ scenariet og se geotermianlægs konkurrenceforhold i et mere grønt system.

De to scenarier Ref. og Alt. er valgt for at ramme en stagnering og ekspanderende udvikling af grønne teknologiindfasning. I nogle systemet vil man være tættest på det ene og i andre tættest på det andet. De fire scenarier er forklaret i større detalje i hovedrapporten "Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder - Beregning af geotermianlæg og muligheder for indpasning i fjernvarmeforsyningen."

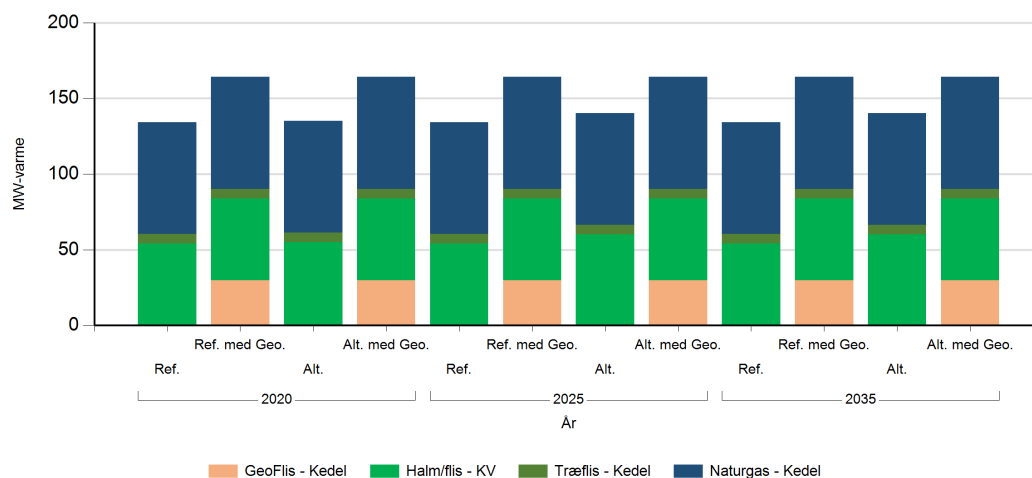
Denne rapport viser varmeproduktionskapaciteter, årlig fjernvarmeproduktion og månedlig fjernvarmeproduktion. Figur- og tabelforklaring er som følger:

- Figur 1: Fjernvarmeproduktionskapacitet fordelt på brændsler og anlægstyper
- Figur 2: Fjernvarmeproduktion i forhold til fjernvarmebehov
- Figur 3: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper
- Figur 4: Brændselsforbrug for fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler
- Figur 5: Varmelastfordeling over året fordelt på brændsler og anlægstyper
- Figur 6: Samlede varmeproduktionsomkostninger for området (mio. kr.)
- Figur 7: Samlede varmeproduktionsomkostninger for området (kr./GJ)

- Tabel 1: Fjernvarmeproduktionskapacitet fordelt på brændsler og anlægstyper
- Tabel 2i: Solvarmeanlæg i m²
- Tabel 2ii: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper
- Tabel 3: Brændselsforbrug for fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler
- Tabel 4: Fulldlasttimer for varmeproduktionsenhederne.

Kapaciteter

Fjernvarmeproduktionskapacitet - fordelt på brændsler og anlægstyper



Figur 1: Udvikling i fjernvarme-produktionskapacitet for Helsingør fordelt på brændsler og anlægstyper. For alle fjernvarmeområder er der yderligere indsat tilstrækkelig oliespidslastkapacitet til at dække spidsbehovet.

Fjernvarmeproduktionskapacitet - fordelt på brændsler og anlægstyper

MW Brændsel og Anlægstyper	2020				2025				2035			
	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.
Naturgas - Kedel	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8	73.8
Træflis - Kedel	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
GeoFlis - Kedel		29.8		29.8		29.8		29.8		29.8		29.8
Halm/flis - KV	54.1	54.1	54.9	54.1	54.1	54.1	60.0	54.1	54.1	54.1	60.0	54.1

Tabel 1: Udvikling i fjernvarmeproduktionskapacitet for Helsingør. For alle fjernvarmeområder er der yderligere indsat tilstrækkelig oliespidslastkapacitet til at dække spidsbehovet.

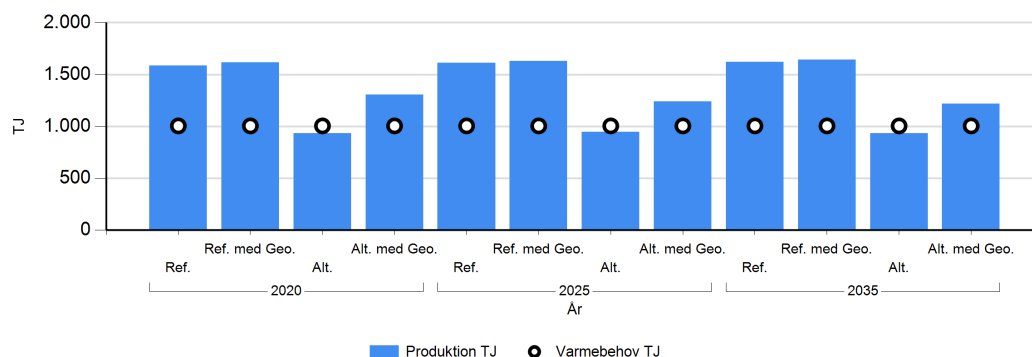
Solvarmeanlæg

m2	2035
Brændsel og Anlægstyper	Alt.
Solvarme	27.944

Tabel 2: Udvikling i kapaciteten af solvarmeanlæg for Helsingør.

Fjernvarmeproduktion

Fjernvarmeproduktion i forhold til fjernvarmebehov



Figur 2: Fjernvarmeproduktion i forhold til fjernvarmebehov for Helsingør. Eventuelle forskelle mellem produktion og forbrug afspejler varmetransmission med andre fjernvarmeområder.

Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper



Figur 3: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper for Helsingør.

TJ	2020				2025				2035			
	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.
Naturgas - Kedel	259,1		52,3		262,1		24,9		268,1		37,8	
Træflis - Kedel	101,3	17,4	66,2	14,8	102,4	18,0	30,4	9,9	105,0	18,0	26,2	11,7
Halm/flis - KV	1.227,6	941,1	814,7	742,5	1.246,2	1.014,9	891,2	737,9	1.246,4	962,6	822,1	689,3
GeoFlis - Kedel		656,5		546,5		596,2		490,7		664,0		517,0
Solvarme												47,8

Tabel 2: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper for Helsingør.

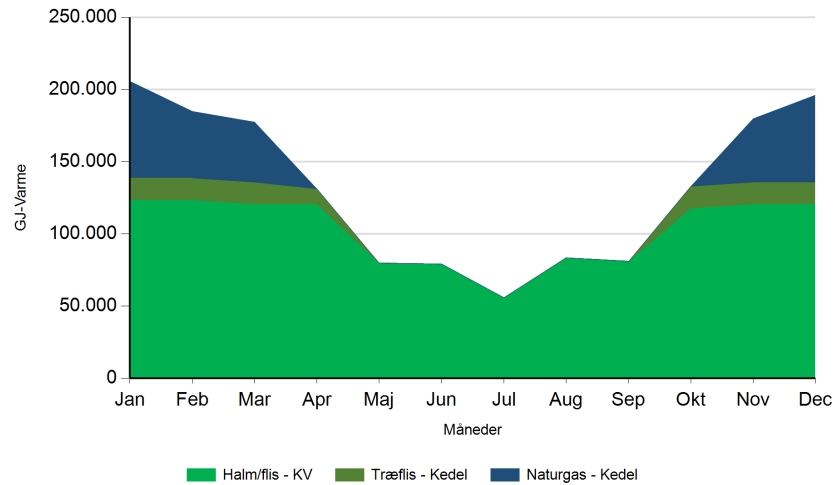
Fulldlastimer for varmeproduktion

Fulldlast timer	2020				2025				2035			
	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.	Ref.	Ref. med Geo.	Alt.	Alt. med Geo.
Naturgas - Kedel	1.061		430		1.074		205		1.098		311	
Træflis - Kedel	4.399	756	2.875	641	4.445	779	1.320	430	4.556	779	1.137	509
Halm/flis - KV	6.308	4.836	5.312	3.816	6.404	5.215	5.097	3.792	6.405	4.947	4.845	3.542
GeoFlis - Kedel		6.119		5.094		5.557		4.574		6.189		4.819

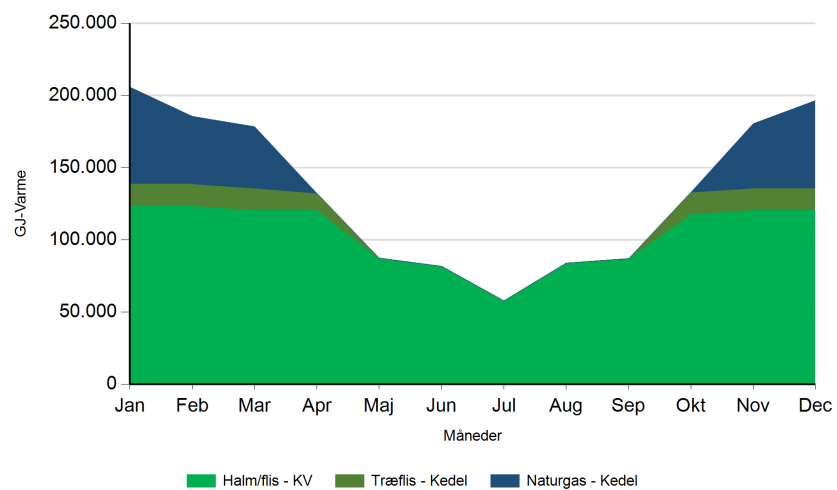
Tabel 4: Antal af fulldlastimer for varmeproduktion i Helsingør.

Månedlig varmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper for Helsingør.

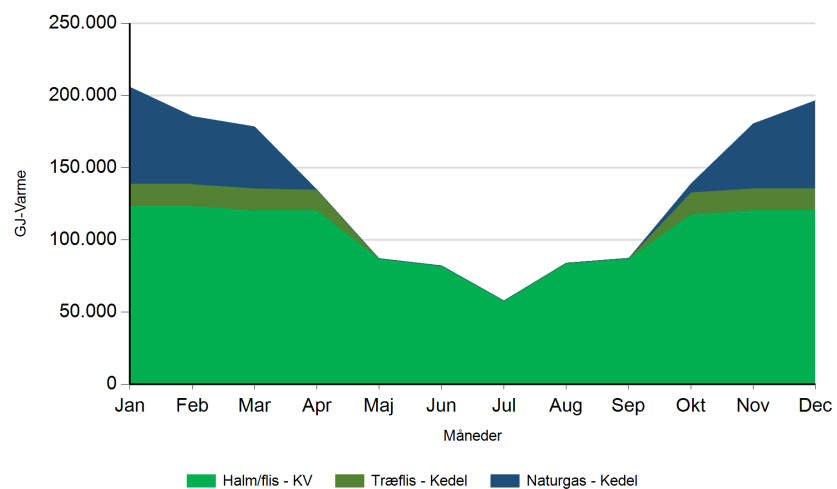
Ref. 2020



2025

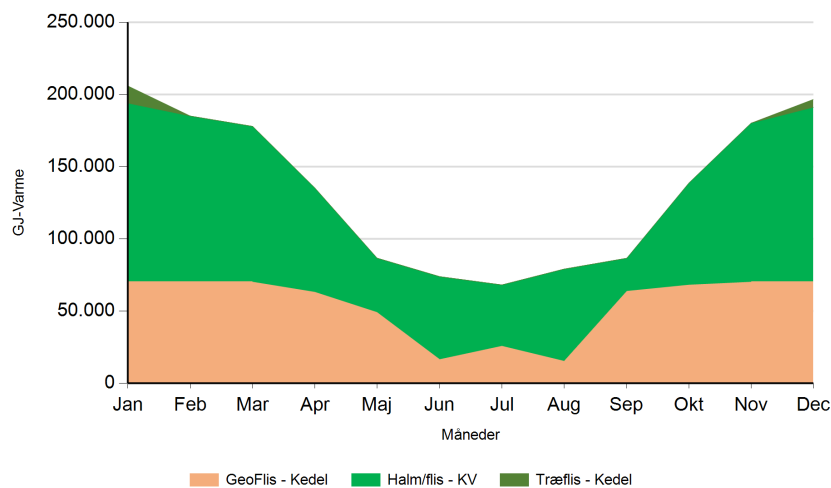


2035

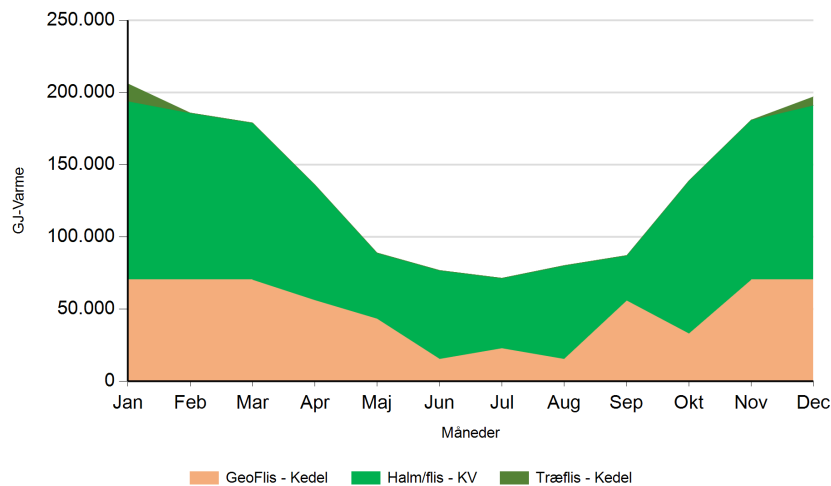




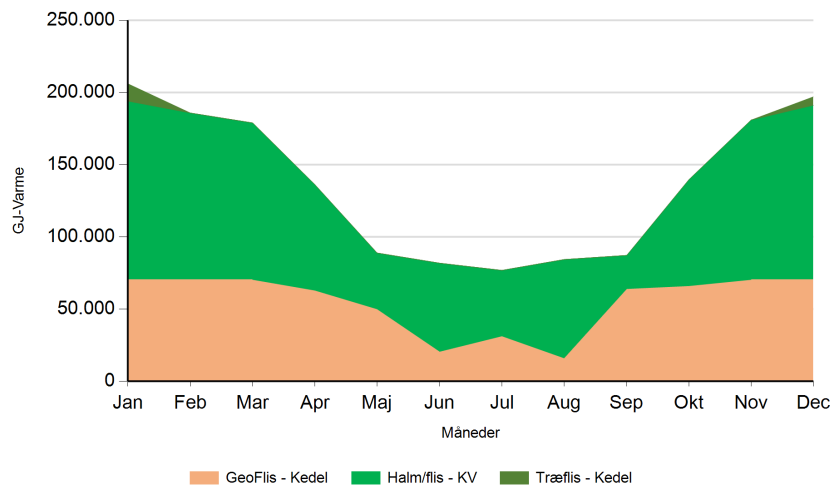
Ref. med Geo. 2020



2025

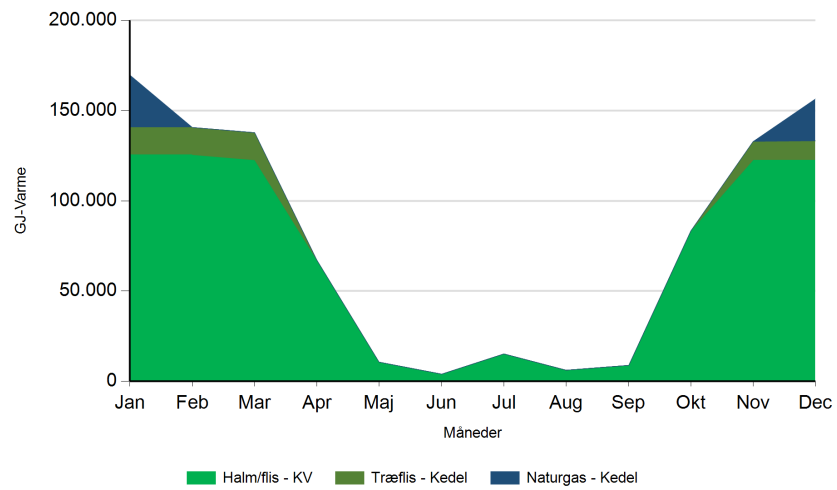


2035

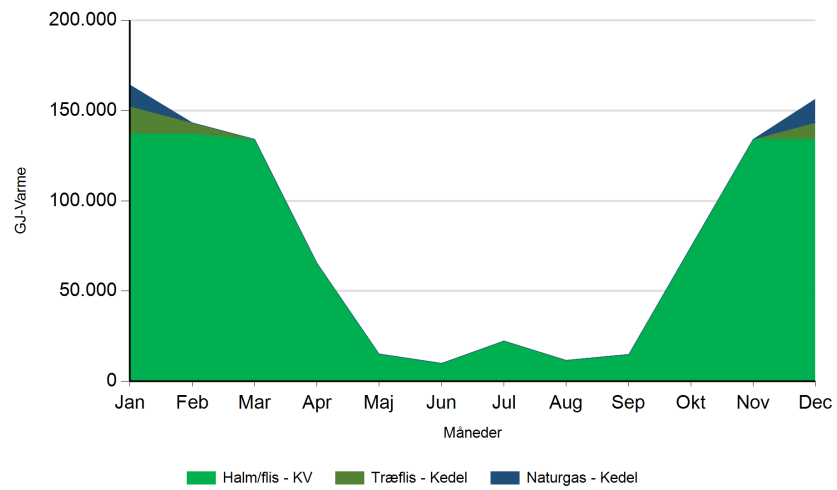


Alt.

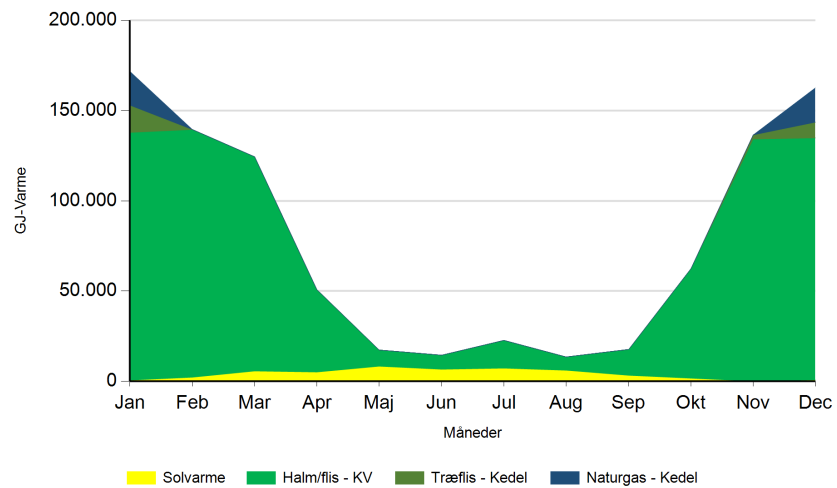
2020



2025

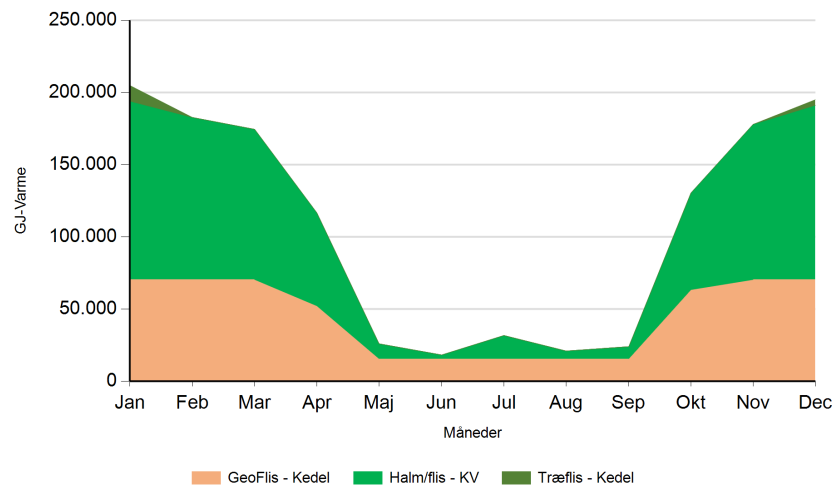


2035

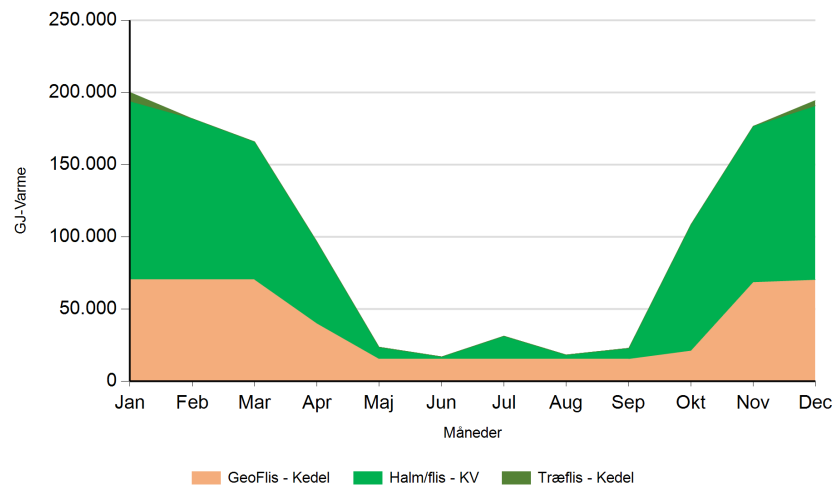




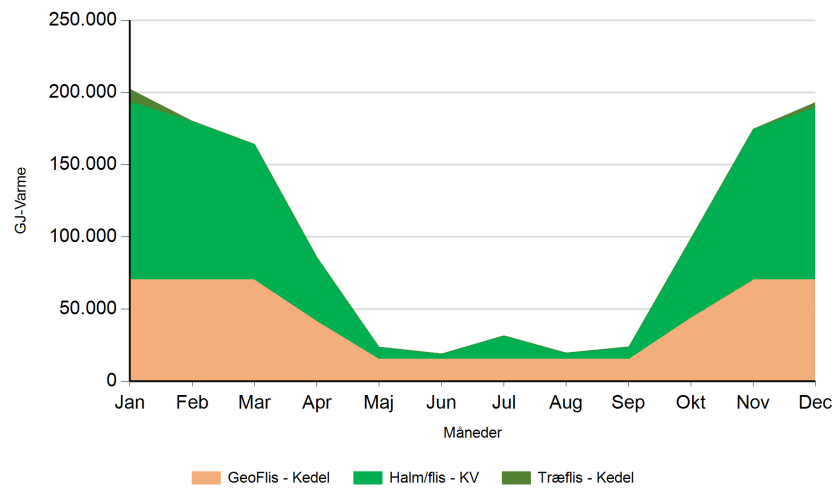
Alt. med Geo. 2020



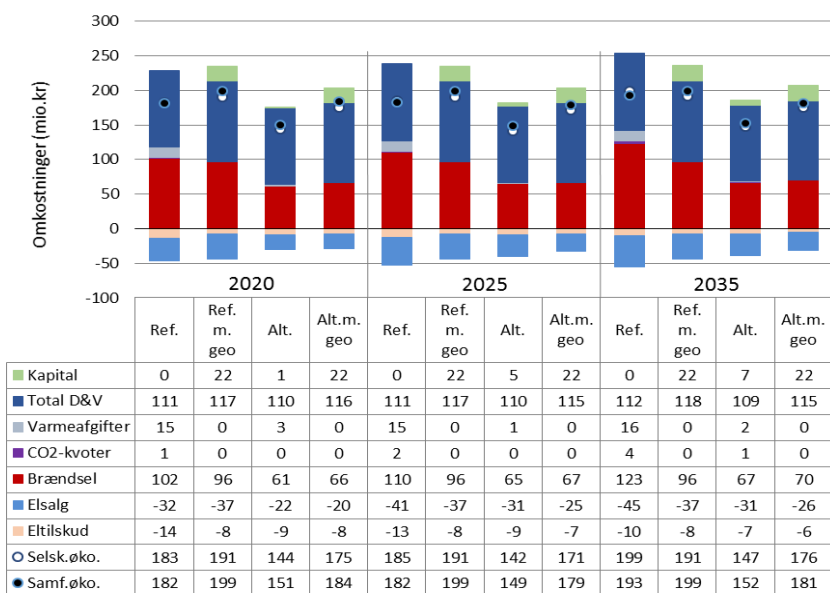
2025



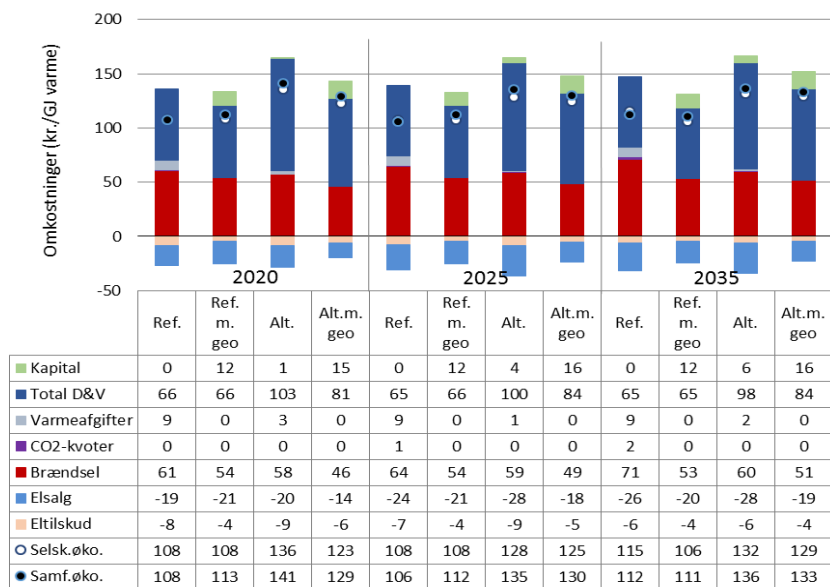
2035



Figur 5: Fjernvarmeproduktion over året fordelt på brændsler og anlægstyper for Helsingør.



Figur 6: Samlede varmeomkostninger for området Helsingør



Figur 7: Samlede varmeproduktionsomkostninger for området Helsingør

Det geotermiske screeningsprojekt

Helsingør-lokaliteten

Henrik Vosgerau, Anders Mathiesen, Lars Kristensen,
Morten Sparre Andersen, Morten Leth Hjuler & Troels Laier



Indhold

1.	Introduktion	3
2.	Geologisk baggrund	5
3.	Resultater for Helsingør-lokaliteten	8
3.1	Anbefalinger	10
4.	Datagrundlag	11
5.	Gennemgang af data	14
5.1	Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer	14
5.1.1	Seismisk tolkning og kortlægning.....	14
5.1.2	Boringsdata	17
5.2	Reservoirkvalitet	21
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	26
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	29
5.2.3	Permeabilitet.....	30
5.2.4	Transmissivitet	32
5.3	Temperatur	33
5.4	Salinitet.....	35
6.	Referencer	36

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende umiddelbart sydvest for Helsingør på adressen Energivej 19, 3000 Helsingør (Figur 1). Lokaliteten har tidligere været genstand for en detaljeret gennemgang af de geologiske forudsætninger for udnyttelse af dyb geotermisk energi (Hjuler et al. 2013, 2014). Udvælgelsen af lokaliteten er sket under hensynstagen til infrastrukturen på overfladen, herunder beliggenheden af eksisterende fjernvarmeanlæg og -net, samt ud fra driftsbetragtninger (primært temperatur og lastforhold).

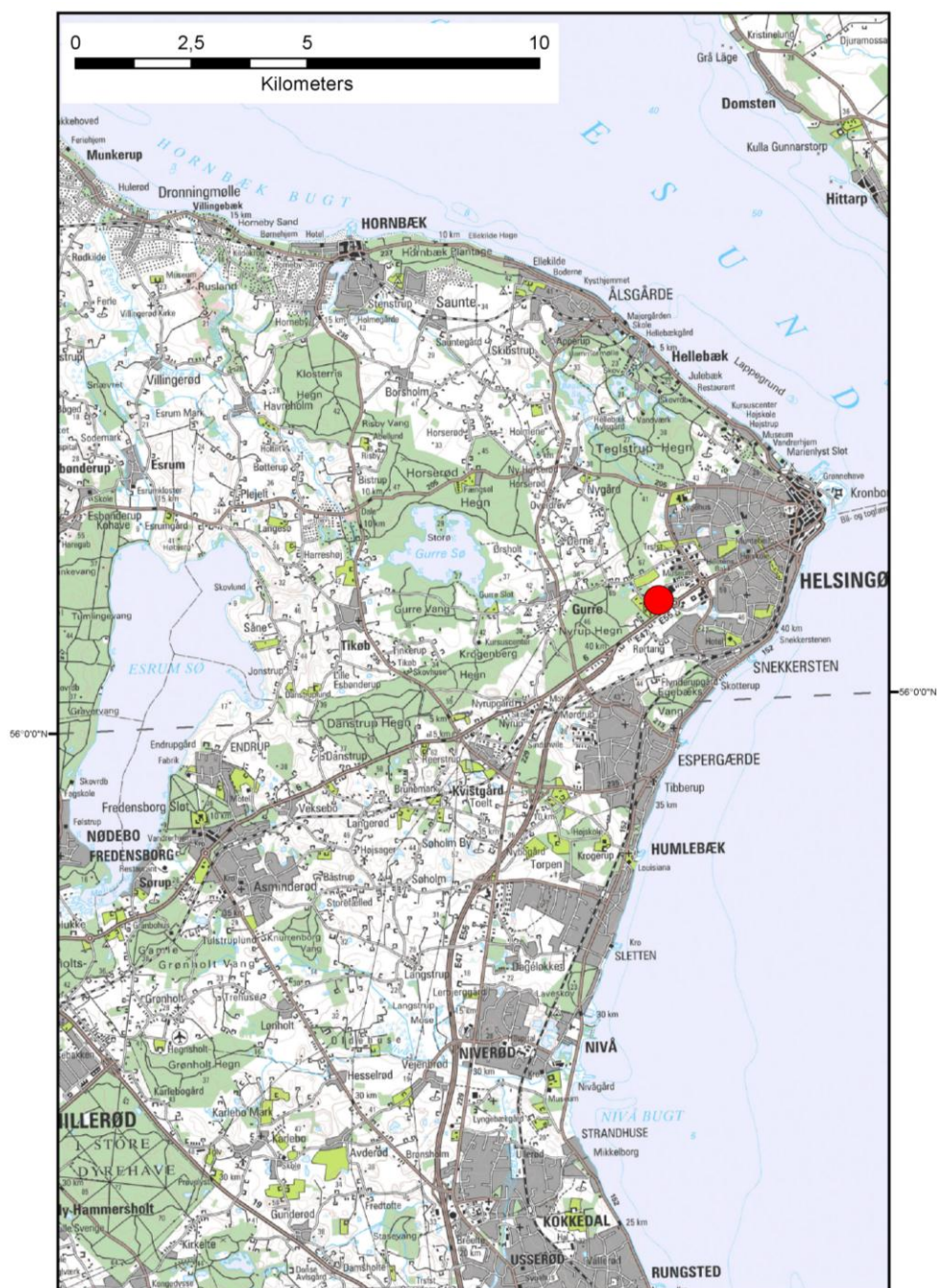
Helsingør fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år, og at dækker områder, hvor der forekommer formationer i undergrunden, som kan indeholde geotermiske sandstensreservoirer i det rette dybdeinterval for geotermisk indvinding. De geologiske data skal efterfølgende indgå som et input til at estimere varmeeffekt, geotermisk indvindingspotentiale, økonomi m.v. ved en eventuel realisering af et geotermianlæg og til efterfølgende at vurdere samfundsøkonomi samt selskabsøkonomi på det samlede varmemarked ved inkludering af geotermisk varmeproduktion.

De geologiske data fra screeningen af de 28 fjernvarmeområder indgår i en Geotermi WebGIS portal, hvori relevante geologiske data sammenholdes med henblik på at lave en screening af det geotermiske potentiale på landsplan. WebGIS portalen er under udarbejdelse af GEUS for midler, der ligeledes er afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012.

Undergrundens geologiske opbygning kan variere betydeligt over selv korte afstande og som følge heraf, kan det geotermiske potentiale variere tilsvarende. En kortlægning af denne variation over større områder er meget omfattende, kræver ofte indsamling af supplerende geologiske data og ligger som følge heraf udenfor rammerne af indeværende screening. Den valgte lokalitet udgør derfor muligvis heller ikke det mest optimale sted for udnyttelse af geotermi i Helsingør-området, hvis der udelukkende tages udgangspunkt i de geologiske forhold. Geotermi WebGIS portalen vil udgøre et godt udgangspunkt til at vurdere geologien og variationen af det geotermiske potentiale over større områder.

Gennemgangen af Helsingør-lokaliteten er opbygget således, at der i afsnit 2 gøres rede for regionale geologiske forhold og undergrundens opbygning. Det vurderes, at den primære dybe geotermiske reservoirmulighed ved lokaliteten udgøres af knap 50 meter sandsten, der er beliggende mere end 2425 meter under terræn. Sandstenene indgår i Gassum Formationen, og den geologiske gennemgang og vurdering af undergrunden fokuserer derfor på denne formation. Geologiske nøgledata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved Helsingør-lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. Disse data er fra GEUS' tidligere afrapportering af de geologiske forhold ved lokaliteten (Hjuler et al. 2014), og vurderes til at udgøre det bedste input til de efterfølgende økonomiske beregninger. I afsnit 3 evalueres det geotermiske potentiale endvidere, og der gives

anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser. I de efterfølgende afsnit dokumenteres datagrundlaget, og med henvisning til Hjuler et al. (2014) opsummeres det, hvordan de geologiske nøgledata er fremkommet samt delvist hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en generel introduktion til anvendelsen af geotermisk energi i Danmark ud fra en geologisk synsvinkel henvises der til WebGIS portalen. Heri gennemgås blandt andet hvilke typer geologiske data (reservoirdata, seismiske data, temperaturdata og salinitetsdata m.fl.), der indgår i vurderingen af et geotermisk potentiale og hvilke usikkerheder, der overordnet knytter sig til beregningen af disse.



Figur 1: Kort visende den omtrentlige beliggenhed af prognoselokaliteten (rød cirkel) umiddelbart sydvest for Helsingør.

2. Geologisk baggrund

Helsingør-området er beliggende i det Danske Bassin, som udgør den sydøstlige del af det Norsk–Danske Bassin, der blev dannet ved strækning af skorpen i Tidlig Perm tid. Mod syd afgrænses bassinet fra det Nordtyske Bassin ved Ringkøbing–Fyn Højderyggen, der er en del af et regionalt VNV–ØSØ-gående strøg af højtliggende grundfjeldsområder i undergrunden. Mod nordøst og øst afgrænses bassinet af den Fennoskandiske Randzone, som består af Sorgenfrei–Tornquist Zonen og Skagerrak–Kattegat Platformen, der udgør overgangen til det højtliggende grundfjeld i det Baltiske Skjold (Figur 2). Mere detaljeret betragtet er Helsingør-området beliggende indenfor Øresund Sub-bassin, der er et randnært sub-bassin i det Danske Bassin (Erlström et al. 2013). Dette sub-bassin afgrænses mod sydvest og nordøst af en række nordvest–sydøst løbende forkastninger/forkastningszoner; i Nordsjælland af henholdsvis ”Nordsjælland Forkastningszonen” og ”Romeleåsen Forkastningen”. Øresund Sub-bassin underinddeles i strukturelle delelementer, hvoraf Helsingør-området ligger i Nordsjælland Halvgraven.

Efter en indledende aflejring af Rotliegend grovkornede klastiske sedimenter i det Danske Bassin og det Nordtyske Bassin fulgte en lang periode med indsynkning, hvor tykke aflejringer af Zechstein-salt blev dannet i bassinerne efterfulgt af aflejring af sand, mudder, karbonat og mindre saltdannelser i Trias og Tidlig Jura. Regional hævnning i tidlig Mellem Jura førte til en betydelig erosion af underliggende sedimenter, specielt op mod flankerne af og over det højtliggende grundfjeld i Ringkøbing–Fyn Højderyggen. Forkastningsbetinget indsynkning fortsatte dog i Sorgenfrei–Tornquist Zonen, hvor der aflejredes sand og mudder. Regional indsynkning fandt atter sted i løbet af den sene del af Mellem Jura og fortsatte generelt indtil Sen Kridt – Palæogen tid, hvor indsynkningen blev afløst af opløft og erosion relateret til den Alpine deformation og åbningen af Nordatlanten. Aflejringerne fra den sidste periode med indsynkning består af Øvre Jura – Nedre Kridt sandsten og i særdeleshed mudder- og siltsten efterfulgt af tykke karbonat- og kalkaflejringer fra Øvre Kridt, der udgør den øverste del af den mesozoiske lagserie i bassinerne. De betydelige mængder sedimenter, der blev aflejret gennem Mesozoikum, førte i perioder til, at underliggende aflejringer af salt fra Sen Perm tiden blev plastisk deformeret og nogle steder søgte opad langs svaghedszoner. Dette resulterede nogle steder i, at de overliggende lag blev løftet op (på saltpuder) eller gennembrudt af den opstigende salt (af saltdiapirer). Over saltstrukturerne kan lagene være eroderet helt eller delvis bort eller ikke være aflejret, hvorimod forøget indsynkning nedenfor saltstrukturernes flanker (i randsænkerne) kan have ført til, at selvsamme lag er ekstra tykke i disse områder. Saltbevægelsen har endvidere mange steder været ledsaget af forkastningsaktivitet, og da tektonisk betinget forkastningsaktivitet også har fundet sted, er den strukturelle kontinuitet som følge heraf lille i dele af det Danske Bassin. Saltbevægelse er dog mindre udpræget i den sjællandske undergrund i forhold til i undergrunden i Jylland og det sydligste Danmark.

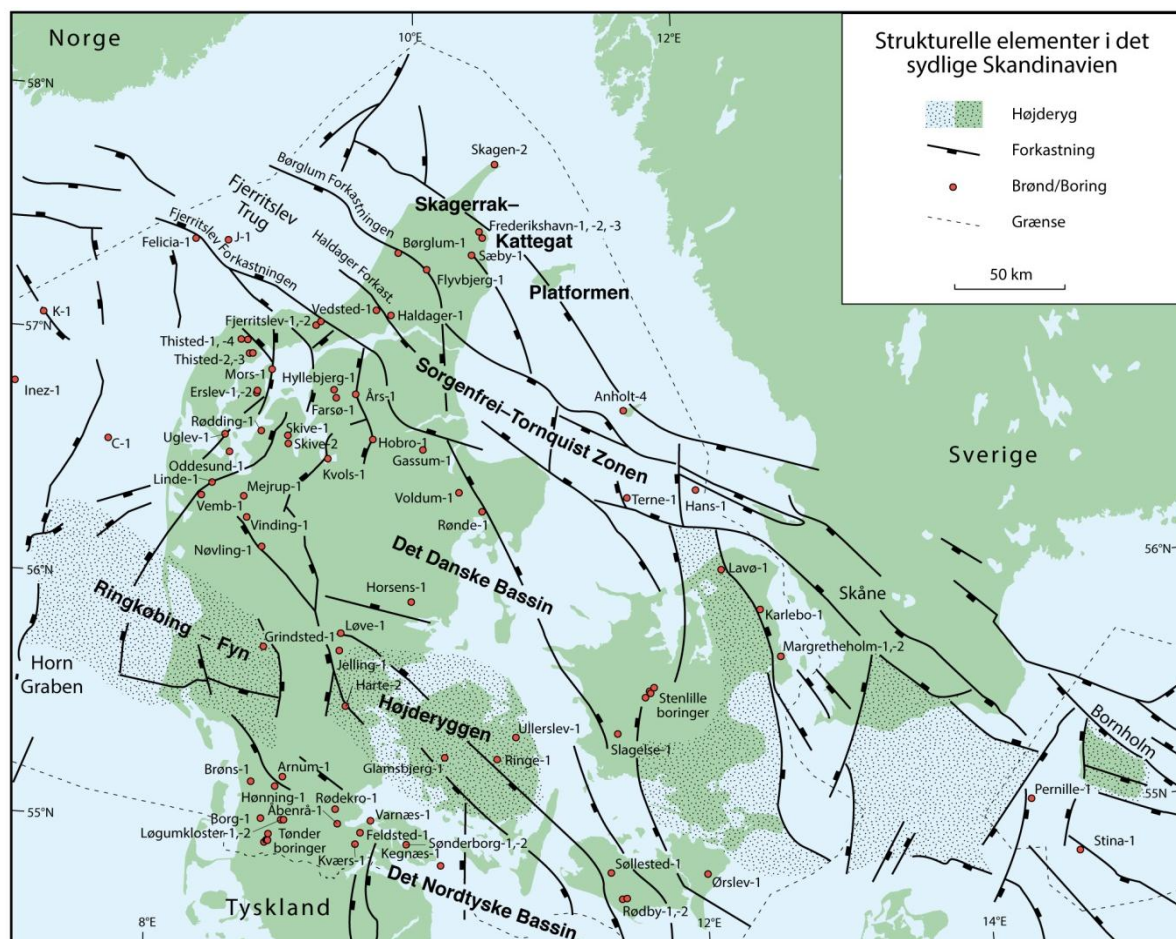
I Helsingør-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,0–2,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer at kunne være til stede i den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation og muligvis i en ”Nedre Jurassisk enhed” og en ”Nedre Kretassisk enhed” (Hjuler et al. 2014). Dette er baseret på, at formationerne

og enhederne i større områder vurderes til at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirer indenfor dybdeintervallet 800–3000 meter, der anses for egnet til dyb geotermisk indvinding. Kortlægningen af dybdeintervaller og indhold af sandsten er baseret på tilgængelige seismiske data og data fra dybe borer i undergrunden. Den geografiske dækning og kvaliteten af disse data er dog meget varierende, og det er som følge heraf også meget forskelligt med hvilken grad af sikkerhed, man kan udtale sig om det geotermiske potentiale fra område til område.

Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding på prognoselokaliteten, da denne vurderes til at have de bedste reservoirgenskaber (Tabel 22 i Hjuler et al. 2014). Fokus er derfor i det efterfølgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten sydvest for Helsingør. "Nedre Jurassiske enhed" ligger umiddelbart ovenover Gassum Formationen, og der vil derfor muligvis kunne produceres geotermisk energi fra denne og Gassum Formationen samtidigt.

Gassum Formationen udgør det bedst kendte sandstensreservoir i Danmark og udnyttes til geotermisk indvinding i Thisted og Sønderborg samt til gaslagring ved Stenlille. Formationen er vidt udbredt i det Danske Bassin og til dels også i den danske del af det Nordtyske Bassin med en generel tykkelse på 30–150 meter og med tykkelser på op til mere end 300 meter i Sorgenfrei-Tornquist Zonen (Nielsen 2003). Derimod synes formationen generelt ikke at være til stede henover Ringkøbing–Fyn Højderyggen og langs dens flanker. Endvidere kan formationen stedvis mangle på grund af lokal hævnning og erosion relateret til saltbevægelse i undergrunden.

Gassum Formationen domineres af fin- til mellemkornede, stedvis grovkornede, lysegrå sandsten, der veksler med mørkere-farvede ler- og siltsten og lokalt tynde kullag (Bertelsen 1978, Michelsen & Bertelsen 1979, Michelsen et al. 2003). Sedimenterne afspejler afsætning under gentagne havniveausvingninger i den sidste del af Trias Perioden og i starten af Jura Perioden (Nielsen 2003). I dette tidsrum var hovedparten af det danske indsynkningsområde et lavvandet havområde, hvortil floder transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske grundfjeldsområde og i mindre grad også fra Ringkøbing–Fyn Højderyggen i perioder, hvor denne var blotlagt. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Herved blev der dannet forholdsvis sammenhængende sandstenslegemer med stor geografisk udbredelse. Senere forkastningsaktivitet har i nogle områder dog ændret på dette, ligesom senere kompaktion og mineraludfældninger (diagenese) har modificeret reservoirgenskaberne.



Figur 2: De væsentligste strukturelle elementer i det sydlige Skandinavien inklusiv det Danske Bassin, Sorgenfrei-Tornquist Zonen, Skagerrak-Kattegat Platformen, Ringkøbing–Fyn Højderyggen og den nordligste del af det Nordtyske Bassin. Modificeret figur fra Nielsen (2003).

3. Resultater for Helsingør-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved Helsingør-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitets sammenhænge etc.). Nogle af parametrene er indbyrdes afhængige, men de angivne usikkerheder knytter sig generelt til den enkelte parameter, og der er således ikke tale om akkumulerede usikkerheder. Specielt på reservoirdata er der store usikkerheder, og på GEUS pågår derfor et arbejde med at vurdere, om der er belæg for generelt at kunne reducere usikkerhedsbåndet på estimerede reservoirværdier.

Af tabellen fremgår det, at formationen vurderes at være til stede ca. 2383–2531 meter under havniveau (m.u.h.) og dermed i en dybde, der er positiv i relation til dyb geotermisk indvinding. Dette afspejler sig i temperaturen, der vurderes til at være ca. 76 °C i midten af formationen. De øvrige reservoirværdier er positive eller rimelige med hensyn til det geotermiske potentiale. Reservoirtransmissiviteten er et udtryk for reservoirsandets geotermiske ydeevne og er dermed en vigtig parameter. Denne bør være større end 10 Darcy-meter (Mathiesen et al. 2013*), og er vurderet til 36 Darcy-meter ved prognoselokaliteten (Tabel 3.1). Usikkerheden, der knytter sig til estimeringen af værdien, udelukker dog ikke, at transmissiviteten kan være på under 10 Darcy-meter (Tabel 3.1). Transmissiviteten er beregnet ud fra de log-bestemte porøsiteter, men kun zoner med reservoir-kvalitet indgår i beregningen (zonerne er markeret som "Potentielt reservoirsand" i Figur 6–8). I beregningen er der således forudsat en vis minimumsporøsitet (>15 %) samt et relativt lavt ler-indhold (<30 %).

Prognoselokaliteten ligger forholdsvis tæt på "Romeåsen Forkastningen", og der er som følge heraf risiko for, at forkastninger opsplitter Gassum Formationen ved lokaliteten. Dette er ikke muligt at afklare ud fra eksisterende seismiske data, da den seismiske datadækning i området er ringe. Hvis der er forkastninger til stede, og disse ikke kortlægges, er der risiko for, at eventuelt kommende geotermiske produktions- og injektionsboringer placeres, så de ikke er i tilstrækkelig hydraulisk kontakt med hinanden.

Med hensyn til dæklag, der erfaringsmæssigt kan være nødvendige at fokusere på i boreprocessen, vurderes Fjerritslev Formationen til at være omkring 183 meter tyk med toppen liggende ca. 2200 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 2065 meter tykke og beliggende ca. 65–2130 m.u.h.

**I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservoirets gennemsnitlige gas-transmissivitet i udgangspunktet er rimelig, hvis denne er større end 8 Darcy-meter. Værdien svarer efter GEUS' vurdering til en væsketransmissivitet på ca. 10 Darcy-meter.*

Tabel 3.1: Nøgledata, der danner grundlag for en vurdering af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten og som vil udgøre et input til økonomiske beregninger mm.

Helsingør-lokaliteten			
UTMz32 X: 721.720 m; Y: 6.214.032 m Terrænkote: ca. 43 meter over havniveau (m.o.h.)			
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Dybde til top af formation [m.u.h.]	2383	15 ³	2026–2740 ³
Tykkelse af formation [m]	148	20 ³	118–178 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	64	15 ³	54–74 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	47	15 ³	40–54 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,32	15 ³	0,27–0,37 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,73	15 ³	0,62–0,84 ³
Vandledende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	22	15 ³	19–25 ³
Gas-permeabilitet [mD]	603	5 ⁷	121–3015 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	755	5 ⁷	151–3775 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	36	6 ⁷	6–216 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	76	10 ³	68–84 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til mellemkornede; ringe sorterede til velsorterede; sub-kantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Svagt cementerede til cementerede		
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet	Stor		
Strukturel kontinuitet	Lille		

¹ Vurderet usikkerhed benyttes til udregning af Usikkerhedsinterval og er erfarings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

² Usikkerhedsinterval angiver variationsbredden for Estimeret værdi og kontrolleres af omfang og kvalitet af det tilgængelige datagrundlag.

³ Vurderet usikkerhed (målt i relative %). Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi +/- Vurderet usikkerhed (målt i relative %).

⁴ Tykkelse af Potentielt reservoirsand er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og log-porøsitet (> 15 %).

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

⁷ Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi divideret/ganget med Vurderet usikkerhed.

⁸ Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpe-test eller en brønd-test. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

¹⁰ Temperatur er estimeret for midten af formationen ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin.

3.1 anbefalinger

Prognoselokaliteten er beliggende i Øresund Sub-bassinet, der er strukturelt kompleks, og hvor der kan forekomme mange forkastninger i undergrunden. Inden en boring udføres, vil det være nødvendigt at lave en seismisk dataindsamling for at kortlægge, om der forekommer forkastninger i nærheden af prognoselokaliteten, og for at kunne bestemme de mest optimale placeringer af geotermi-brøndene. Endvidere vil dybden til Gassum Formationen og dens tykkelse herved kunne fastlægges mere præcist og dermed indirekte også flere af reservoirtærdierne, herunder transmissiviteten og temperaturen.

Ved en indsamling af nye seismiske data bør den seismiske linjeføring lægges således, at de seismiske data knytter prognoselokaliteten til Karlebo-1/1A brønden. Endvidere bør den lægges således, at den omkring prognoselokaliteten muliggør en rumlig kortlægning af eventuelle forkastninger, der gennemskærer Gassum Formationen. Det vurderes, at der skal indsamles i størrelsesordenen af 50 km ny seismik.

Ved en eventuel udførelse af en efterforskningsboring bør der undervejs indsamles information om reservoirgenskaberne for de potentielle geotermiske reservoirer, der ligger ovenover Gassum Formationen. Disse kan udgøre alternative geotermiske reservoirer til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brøndata viser, at Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding. Den "Nedre Jurassiske enhed" ligger umiddelbart ovenover Gassum Formationen, og der vil muligvis kunne produceres geotermisk energi fra både denne og Gassum Formationen samtidigt. Det kan endvidere overvejes at bore videre til den dybereliggende Bunter Sandsten Formation. Sandstensintervaller i denne formation kan potentielt udgøre et alternativt og varmere geotermisk reservoir til Gassum Formationen, hvis de indsamlede brøndata viser, at Gassum Formationen ikke egner sig til geotermisk indvinding.

4. Datagrundlag

I Figur 3 er den tilgængelige database i Helsingør-området og i regionen vist i form af placeringen af brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer.

Der er ikke udført mange dybe borer på Sjælland (Figur 2). Nærmeste dybe brønde er Karlebo-1/1A, Lavø-1 samt Margretheholm-1/1A og -2, der er placeret henholdsvis ca. 14, 24 og 37 km fra prognoselokaliteten. På større afstand, omkring 80 km, findes Stenlille-brøndene, og i en afstand af omkring 100 km findes Slagelse-1. Offshore findes endvidere Hans-1 og Terne-1, der er beliggende henholdsvis ca. 50 og 75 km nordvest for prognoselokaliteten (Figur 2).

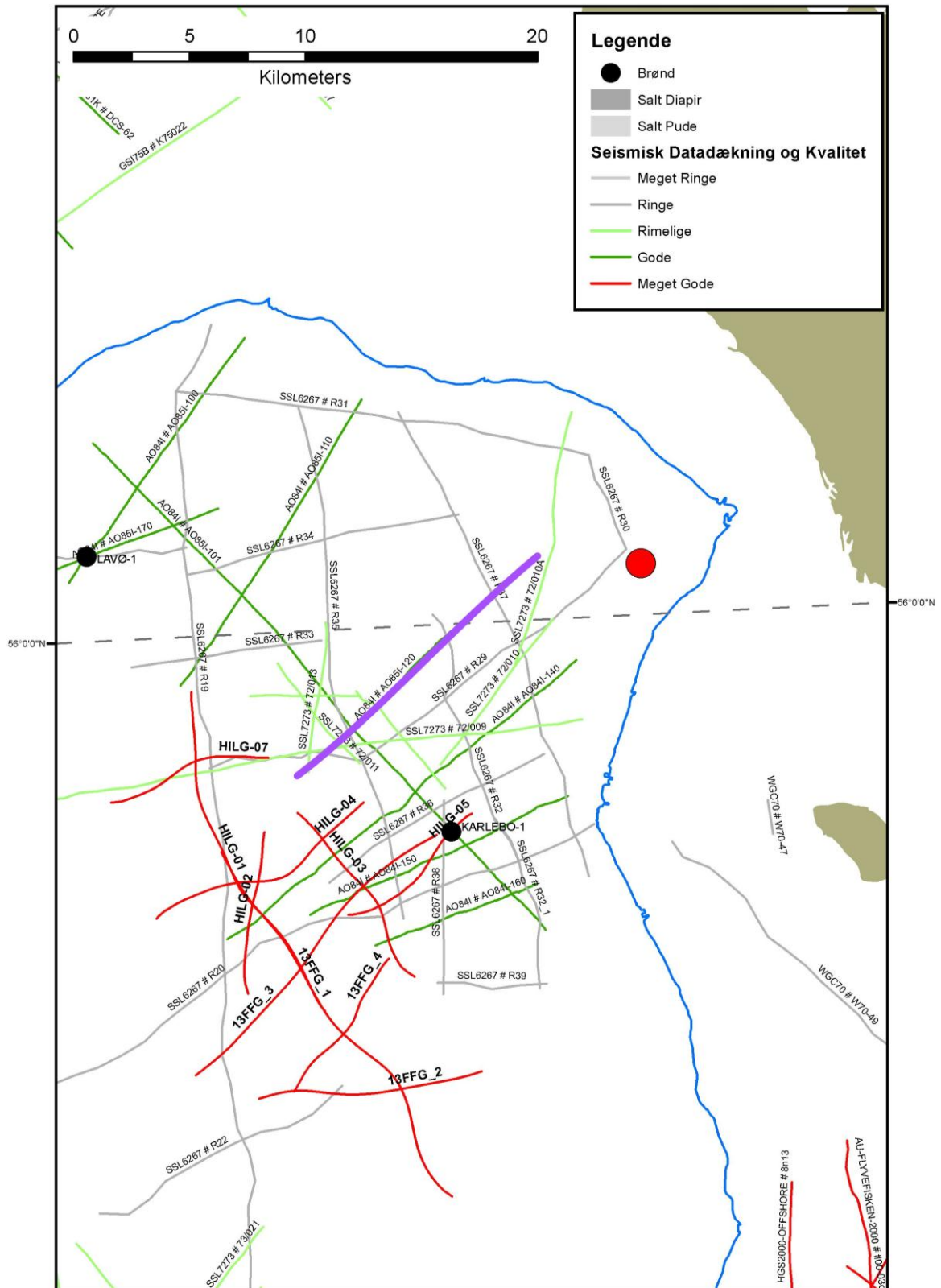
I Karlebo-1/1A boringen er der ikke optaget en fuld logsuite, men kun gamma-ray, sonic og modstandslog. Loggene fra Karlebo-1/1A er imidlertid af rimelig kvalitet, hvilket muliggør en vurdering af de fleste reservoirparametre, men desværre blev den nedre del af Gassum Formationen ikke logget på grund af tekniske problemer i forbindelse med log-optagelsen. I Lavø-1 og Margretheholm-2 er der heller ikke optaget en fuld logsuite, og det er derfor ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. I Margretheholm-1/1A er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetfordelingen ret præcist. Logdata fra Stenlille borerne er af god kvalitet, men vurderes knap så relevante i estimeringen af reservoirforholdene ved prognoselokaliteten, da borerne ligger langt fra lokaliteten i et område, som er strukturelt anderledes (Mathiesen et al. 2014). Dette gælder også for Slagelse-1, hvor der endvidere heller ikke er optaget en fuld logsuite. De to offshore brønde, Hans-1 og Terne-1, er placeret i Sorgenfrei–Tornquist Zonen, hvilket heller ikke gør disse brønde så relevante i vurderingen af prognoselokaliteten. For at styrke vurderingen af det geotermiske potentiale ved Helsingør er boringsdata fra Helsingborg-området, indsamlet i forbindelse med udførelsen af jernbanetunnellerne, samt data fra Øresundsboringerne inddraget og evalueret (Hjuler et al. 2014). Overordnet set vurderes brønddækningen og kvaliteten af brønddata som værende rimelig i vurderingen af reservoirlagenes egenskaber ved prognoselokaliteten.

I Tabel 4.1 fremgår dybdeinterval og tykkelse af Gassum Formationen i de nærmeste brønde. Endvidere er dybdeinterval og tykkelse vist for den lerstens-dominerede Fjerritslev Formation samt for Kridt lagseriens kalkaflejringer, som udgør ”dæklag” for Gassum Formationen. Dybde og tykkelse af disse dæklag er også vurderet for prognoselokaliteten (afsnit 5) og er interessante, da de kan indgå i vurderingen af omkostninger til borefasen ved en eventuel etablering af et geotermisk anlæg.

Kvaliteten af de seismiske linjer, der er indsamlet i regionen, er markeret med farver i Figur 3 og 4 og angiver, hvor anvendelige de seismiske data er til at kortlægge formationer i det geotermiske dybdeinterval. Det er en overordnet kvalitetsangivelse, der i høj grad afspejler i hvilket år, de seismiske data blev indsamlet. Seismiske data er kun tilgængelige vest for prognoselokaliteten, og de nærmeste data er endvidere af meget ringe kvalitet. Den seismiske datadækning og -kvalitet vurderes derfor som værende ringe i vurderingen af prognoselokaliteten.

Tabel 4.1: De enkelte brøndes omtrentlige afstand til prognoselokaliteten er angivet i parentes under brøndnavnet. Brøndenes placering fremgår endvidere på oversigtskortet i Figur 2. Tykkelse er i meter, og dybdeinterval er i meter under havniveau.

		Karlebo-1/1A (14 km)	Lavø-1 (24 km)	Margretheholm-1/1A (37 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	147–1668	42–1915	111–1591
	Tykkelse (m)	1521	1873	1480
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1753–1991	2045–2265	1639–1833
	Tykkelse (m)	238	220	194
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1991–2118	2265–2340	1833–1969
	Tykkelse (m)	127	75	135



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste sjællandske brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den seismiske linje AO85I-120, der er fremhævet med fed lilla streg, er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.

5. Gennemgang af data

I dette afsnit dokumenteres datagrundlaget for estimeringen af de geologiske nøgledata i Tabel 3.1 og delvis hvilke betragtninger og antagelser, der ligger bag dem. For en mere detaljeret gennemgang af de bagvedliggende beregninger og antagelser henvises der til Hjuler et al. (2013 og 2014).

5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. I Helsingør-området vurderes Gassum Formationens top til at være til stede ca. 2383 m.u.h. med en vurderet usikkerhed på $\pm 15\%$ baseret på seismiske data og data fra de nærmeste borer (Hjuler et al. 2014). Tykkelsen af formationen vurderes til at være 148 meter med en usikkerhed på omkring $\pm 20\%$.

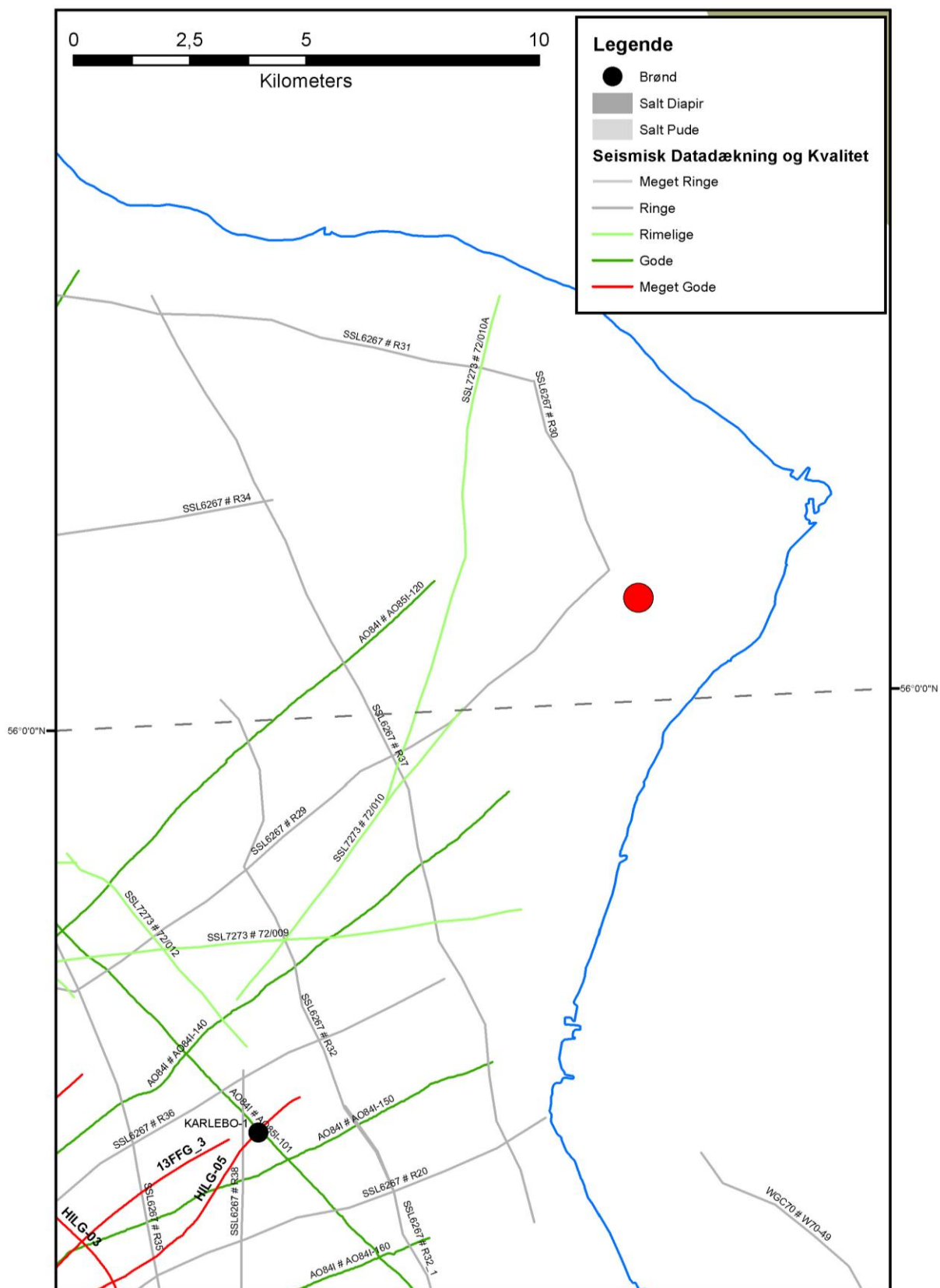
Den seismiske linje AO85I-120 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent sydvest-nordøst løbende seismisk profil, der slutter knap 5 km vest for. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Det fremgår af figuren, at kvaliteten af det seismiske profil er ringe. Nær Nordsjælland Forkastningszonen i den sydvestlige del af profilet ses mindre forkastninger, som gennemskærer Gassum Formationen. Der er risiko for, at Gassum Formationen omkring prognoselokaliteten gennemskæres af forkastninger, som knytter sig til Romeleåsen Forkastningen. Endvidere fremgår det af figuren, at lagserien under Kalkgruppen bliver tyndere mod nordøst; dette gælder specielt for lagserien under Gassum Formationen. Tidsækvivalente aflejringer til Gassum Formationen er til stede i Sydsverige på den anden side af Romeleåsen Forkastningen. Det er derfor sandsynligt, at Gassum Formationen er til stede i hele Helsingør-området. Da prognoselokaliteten er beliggende i det strukturelt komplekse Øresund Sub-bassin og forholdsvis tæt på Romeleåsen Forkastningen, må den strukturelle kontinuitet i udgangspunktet betragtes som værende lille.

Tabel 5.1: *Dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af seismisk kortlægning og data fra nærmeste borer (Hjuler et al. 2014).*

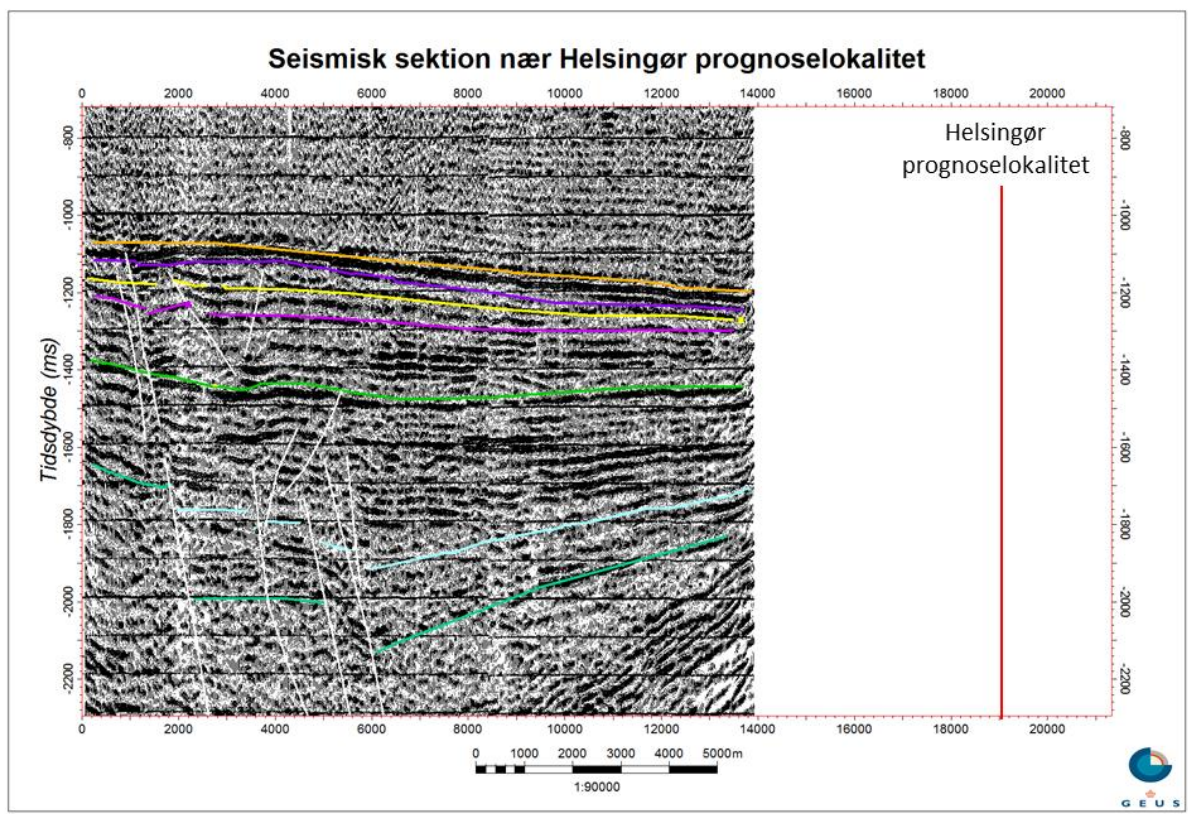
Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten og Kalk Gruppen	65–2130	2065
Nedre Kretassisk enhed ¹	2150–2200	50
Fjerritslev Fm	2200–2383	183
Nedre Jurassisk enhed ²	2308–2383	75
Gassum Fm	2383–2530	147
Bunter Sandsten Fm	2800–?	ca. 100

¹Toppen af Nedre Kridt enhed er ikke kortlagt seismisk. Dybden til toppen af enheden er estimeret ud fra dybden til basis af Kalkgruppen samt boringsdata fra Lavø-1 og Karlebo-1.

²Nedre Jurassisk enhed henregnes her til den nederste del af Fjerritslev Fm.



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. Den udvalgte seismiske linje (AO841-120, markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Sydvest–nordøst orienteret seismisk profil (AO85I-120), der slutter knap 5 km vest for prognoselokaliteten (Figur 3 og 4). Kvaliteten af det seismiske profil er ringe. Den foreslåede prognoselokalitet er projiceret vinkelret ind for enden af profilet, og er markeret med en rød lodret streg. Dybdeprognoserne for lokaliteten baserer sig på en ekstrapolation hen til lokaliteten af de tolkede geologiske strukturer. På profilet har Gassum Formationen en nogenlunde konstant tykkelse, men i nærheden af Nordsjælland Forkastningszonen, som forskyder Pre-Zechstein horisonten ca. 500 m (300 ms), gennemskæres Gassum Formationen af mindre forkastninger (forkastninger er markeret som stejle hvide streger). Dybde er angivet som seismisk to-vejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top af Nedre Jurassisk enhed, (gul), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå), Top Pre-Zechstein (turkisgrøn).

5.1.2 Boringsdata

Tabel 5.2 giver en oversigt over de brønde på Sjælland, som giver mest information om Gassum Formationen. Endvidere er der i tabellen medtaget data fra et konstrueret Helsingborg-boringsprofil, der baserer sig på data fra en række korte borer udført i Helsingborg by i forbindelse med planlægningen af et tunnelprojekt. Det konstruerede boringsprofil repræsenterer et snit gennem aflejringer, der er tidsækvivalente til og sammenlignelige med Gassum Formationen i Nordsjælland, da de geologiske rammer var de samme på aflejringstidspunktet, og fordi de oprindelige begravelsesdybder er sammenlignelige (Hjuler et al. 2014). I tabellen ses tykkelsen af Gassum Formationen i de enkelte brønde og i den tidsækvivalente lagserie i Helsingborg. Endvi-

dere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoireregenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen og den tidsækvivalente lagserie er estimeret til at indeholde. I afsnit 5.2, og mere udførligt i Geotermi WebGIS portalen, gøres der rede for, hvordan disse størrelser estimeres på baggrund af logdata.

De sjællandske boringsdata understøtter, at Gassum Formationen er vidt udbredt i den sjællandske undergrund ligesom i den øvrige del af det Danske Bassin. Dette understøttes yderligere ved forekomsten af tidsækvivalente, men mere randnære sedimenter i det vestlige Skåne (Ahlberg 1994). I de nærmeste brønde til prognoselokaliteten varierer formationen i tykkelse fra 75 til 135 m (Tabel 5.2). I Helsingborg-området er den tidsækvivalente lagserie omtrent 200 meter tyk og findes tæt på terrænoverfladen på grund af Øresundsområdets komplekse geologi, mens Gassum Formationen er beliggende i over 2 km dybde ved Helsingør. Formationens top er således vurderet til at være beliggende ca. 2380 m.u.h. ved prognoselokaliteten, hvilket er i noget større dybde end i de nærmeste brønde, idet dybden er 1991 m.u.h. i Karlebo-1/1A, 2265 m.u.h. i Lavø-1 og 1833 m.u.h. i Margrethholm-1/1A.

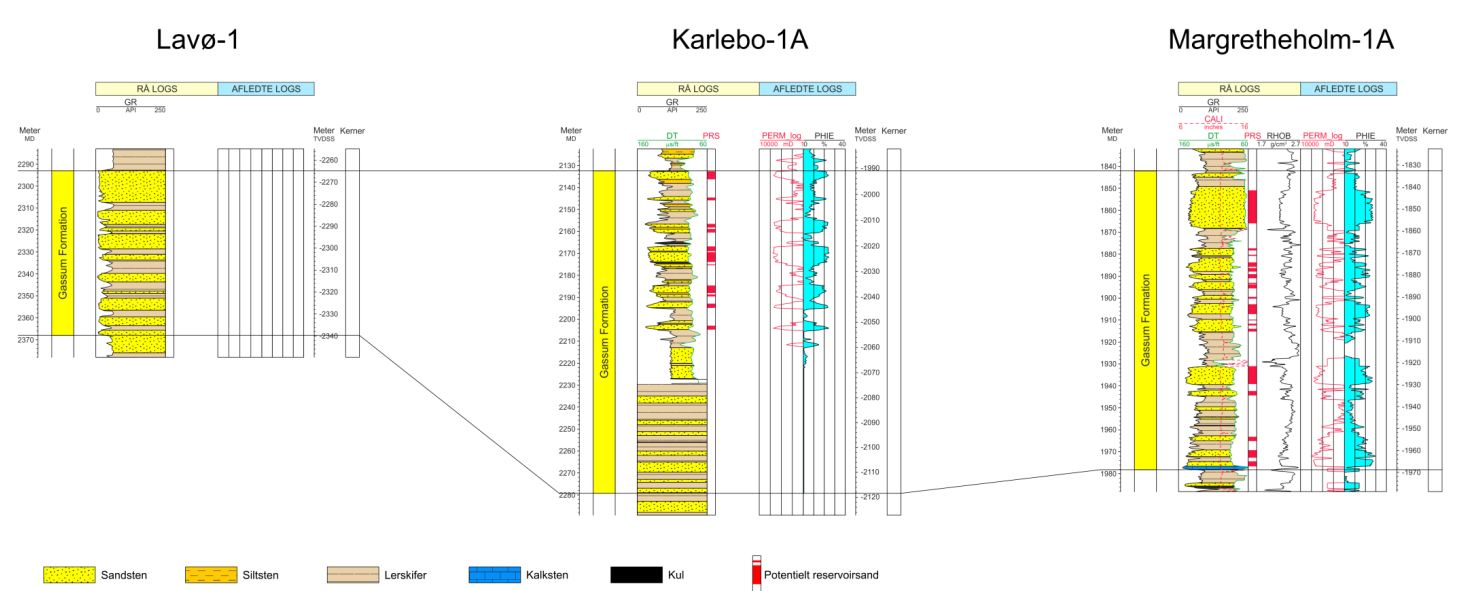
Over afstande viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sand- og lersten; eksemplificeret ved Lavø-1, Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A i Figur 6. Mange af sandstensintervallerne kan korreleres regionalt mellem brøndene i form af sekvensstratigrafiske enheder, mens enkelte kiler ud mellem brøndene. En sådan variation afspejler det oprindelige aflejningsmiljø; eksempelvis blev sand i lange tidsrum tilført det Danske Bassin fra det skandinaviske grundfjeldsområde og aflejret som kystsand langs bassinranden, hvorimod en mere silt- og lerholdig sedimentation tog over ude i de kystfjerne, dybere dele af bassinet. I perioder med lavt havniveau rykkede kysten og de bagvedliggende floder længere ud i bassinet, og som følge heraf kan sandstenslagene i undergrunden have en stor udstrækning, hvis de ikke sidenhen er brudt op af forkastninger.

Prognoselokaliteten repræsenterer en position tættere på bassinranden end de sjællandske brønde. Det er ikke muligt at følge sandstenslag i Helsingborg-boringsprofilet "direkte" over til de sjællandske brønde på grund af den strukturelt komplekse geologi med flere store forkastninger i undergrunden mellem Helsingborg og Helsingør (Hjuler et al. 2014). Det er dog sandsynligt, at flere af de sandstensintervaller, der ses i de danske brønde, også er at finde i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten, og at nogle af disse er tidsækvivalente med sandstensintervaller i Helsingborg-boringsprofilet. Den sedimentologiske kontinuitet vurderes derfor til at være stor, om end sedimenterne afspejler et skift i aflejningsmiljøerne fra overordnet åbne kystmiljøer på Sjælland til mere bassinrandnære forhold i Skåne med aflejring i tidevands- og flodkanaler, overskylsfaner, kystsand og deltaer mm. (Ahlberg 1994). Sedimenterne i det vestlige Skåne repræsenterer således mere vekslende aflejningsforhold, men deres overordnede forekomst og udbredelse var sandsynligvis i høj grad styret af de samme havniveausvingninger som i det Danske Bassin (Hjuler et al. 2014).

Tabel 5.2: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoireregenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste sjællandske brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2. Endvidere er der i tabellen medtaget data fra et konstrueret Helsingborg-boringsprofil, som repræsenterer aflejringer, der er tidsækvivalente til og sammenlignelige med Gassum Formationen. Skraverede felter angiver, at andelen af Potentielt reservoirsand ikke kan beregnes på baggrund af de givne logdata.

	Tykkelser/antal meter		
	Formation	Gross sand	Potentielt reservoirsand
Helsingborg-boringsprofil	200	76	57
Karlebo-1/1A	127	60 ¹	40 ¹
Lavø-1	75	50	
Margretheholm-1/1A	135	63	54
Stenlille-1	144	124	123
Stenlille-19	145	99	98
Slagelse-1	113	101	

¹Delvis baseret på ekstrapolation af relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af borespåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen i Karlebo-1/1A (Skovgaard Nielsen et al. 2014).



Figur 6: Sammenligning af Gassum Formationen i Lavø-1, Karlebo-1 og Margretheholm-1/1A, som er de nærmeste brønde til prognoselokaliteten (placering af brønde ses i Figur 2). Formationen er i brøndene vist med dens vertikale tykkelser, og der er således korrigeret for boringernes eventuelle afbøjning. Det er ikke muligt at tolke Potentielt reservoirsand for Lavø-1. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform (venstre dybdeskala), TVDSS: Vertikale dybde under havniveau (højre dybdeskala).

5.2 Reservoirkvalitet

I vurderingen af formationens reservoireregenskaber ved prognoselokaliteten er der taget udgangspunkt i reservoirdata fra det konstruerede Helsingborg-boringsprofil, Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A, der ligesom prognoselokaliteten er beliggende indenfor Øresund Sub-basinet. De estimerede reservoirværdier for prognoselokaliteten er udregnet som middelværdien af en "high case" og en "low case" baseret på en forskellig vægtning af reservoirdata fra de ovennævnte boringer (Hjuler et al. 2014). Generelt er reservoirdata fra Margrethholm-1/1A vægtet lavest på grund af den større afstand til prognoselokaliteten i forhold til Helsingborg-boringsprofilet og Karlebo-1/1A. Vitrit-reflektansmålinger på kul fra lagserien i Helsingborg indikerer, at forud for opløftningen i Sen Kridt-Palæogen tid, var disse aflejringer beliggende i omtrent samme dybde som Gassum Formationen i Helsingør-området (Hjuler et al. 2014). I udgangspunktet skal reservoirdata fra Helsingborg-området derfor ikke dybde-korrigeres, når de indgår i estimeringen af Gassum Formationens reservoireregenskaber ved prognoselokaliteten.

Dybdeintervallet for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A ses i Tabel 5.3, hvor det også fremgår, at der ikke er udtaget kerner af formationen i forbindelse med udførelsen af de to boringer. I Margrethholm-2 er der dog udtaget ca. 7 sidevægskerner i Gassum Formationen, og reservoirmålinger på nogle af disse indgår i en generel porøsitet-permeabilitets relation (se afsnit 5.2.3). I Helsingborg-området er der udtaget adskillige kerner fra de korte boringer, der indgår i det sammensatte Helsingborg-boringsprofil, og reservoirmålinger på disse indgår ligeledes i den omtalte porøsitet-permeabilitets relation.

Selve vurderingen af formationens lithologi og reservoirkvalitet ved prognoselokaliteten bygger på en tolkning af borehulslogs kombineret med eksisterende beskrivelser af bore-spåner fra Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al. 2014, DONG 2003) samt tolkning af borehulslogs og kernebeskrivelser af de korte boringer i Helsingborg-området, som indgår i det konstruerede Helsingborg-boringsprofil (Hjuler et al. 2014). De optagne og tolkede logs er nærmere beskrevet i Tabel 5.4.

De tolkede reservoirværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A er samlet i henholdsvis Tabel 5.5 og 5.6. I Tabel 5.7 ses de tolkede reservoirværdier for det konstruerede Helsingborg-boringsprofil. I Karlebo-1/1A er det kun den øvre del af Gassum Formationen, der er logget, men i tabellen er der opgivet reservoirværdier for hele formationen. Dette er gjort ved at ekstrapolere logdata til den nedre del af formationen baseret på en relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af bore-spåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen (Skovgaard Nielsen et al. 2014). Karlebo-1/1A er endvidere en boring, der er forholdsvis meget afbøjet, og for så vidt muligt at få "sande" tykkelser af formation, Gross sand og Potentielt reservoirsand,

er der her regnet i vertikale dybder frem for målte dybder. Beregningen af reservoirparametre er ligeledes baseret på de korrigerede tykkelser.

Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolknings-usikkerheden ved de forskellige typer af data (borehulslogs, porøsitet-permeabilitetssammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5, 5.6 og 5.7 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for det konstruerede Helsingborg-boringsprofil, Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A. Dette er en naturlig følge af, at en ekstrapolering af dataværdier altid vil medføre en ekstra usikkerhed.

Tabel 5.3: *Overblik over dybdeintervaller i målt dybde fra referencepunkt på boreplatformen (MD) af Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A med tilhørende kommentarer om tilgængeligt kernemateriale fra formationen.*

Brønd	Dybdeinterval [m MD]	Kerner [m MD]	Sidevægskerner [m MD]
Karlebo-1/1A	2132–2279	Ingen	Ingen
Margretheholm-1/1A	1842–1977	Ingen	Ingen

Tabel 5.4: Liste over rå-logs anvendt i danske onshore borer og tolkede logkurver.

Beskrivelse	Log-navn	Enhed	Log-funktion
Gamma logs	GR	API	Måler naturlig radioaktivitet
	GR_DEN	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med densitetslog
	GR_SON	API	Måler naturlig radioaktivitet sammen med sonic log
Spontaneous potential log	SP	mV	Måler spontaneous potential ('selv-potentialet')
	GRpseudo	mV	Re-skaleret SP log
Sonic logs	DT	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
	DTCO	microsek/ft	Akustisk log; måler intervalhastighed
Caliper logs	CALI/CAL	Inch/tommer	Måler borehullets diameter
	CAL_NUC	Inch/tommer	Måler borehullets diameter, med neutron log
Resistivetslogs/ Modstandslogs	ILD	Ohm-m	Induktion log; dybt-læsende modstandslog
	ILM	Ohm-m	Induktion log; medium-læsende modstandslog
	LLS	Ohm-m	Laterolog; medium-læsende modstandslog
	LLD	Ohm-m	Laterolog; dybt-læsende modstandslog
	16ft	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	38in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	10in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
	18F8	Ohm-m	Lateral modstandslog af ældre dato
	64in	Ohm-m	Normal modstandslog af ældre dato
Neutron log	NPHI	fraction	Måler den tilsyneladende porøsitet (neutron-loggen kan være forkortet "NEU")
Densitets logs	RHOB	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
	RHOZ	g/cm ³	Måler bulk-densiteten af bjergarten
Log-beregnet permeabilitet	PERM_log	mD	Beregnet log-kurve baseret på PHIE
Log-beregnet effektiv porøsitet	PHIE	fraction	Beregnet/tolket log kurve
Kernepermeabilitet	Kh_a	mD	Målt horisontal gas permeabilitet (på plugs)
	CPERM_GEUS	mD	Målt gas permeabilitet (på plugs; GEUS data)
Kerneporøsitet	CPOR	%	Målt porøsitet (på plugs)
	CPOR_GEUS	%	Målt porøsitet (på plugs; GEUS data)
Normaliseret gamma log	GRnorm	API	Beregnet/tolket log kurve
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolket log kurve
Indikator for potentielt reservoirsand (PRS)	PRS	m	Log-udledt kurve ("flag") der indikerer, hvor der er potentielt reservoirsand (PRS)

Tabel 5.5: Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Karlebo-1/1A brønden.

Karlebo-1/1A				
Gassum Formationen		Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed¹	Usikkerhedsinterval²
				[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre				
Dybde til top af formation	[m.u.h.]	1991	1 ³	1971–2011 ³
Tykkelse af formation ¹⁰	[m]	127	1 ³	126–129 ³
Andel af sandsten i formationen				
Tykkelse af Gross sand ¹⁰	[m]	60	5 ³	57–63 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ^{4,10}	[m]	40	5 ³	38–42 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵		0,31	5 ³	0,30–0,33 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶		0,67	5 ³	0,63–0,70 ³
Vandledende egenskaber (reservoirsand)				
Porøsitet	[%]	20	6 ³	19–21 ³
Gas-permeabilitet	[mD]	290	5 ⁷	58–1450 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸	[mD]	360	5 ⁷	72–1800 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹	[Dm]	15	5 ⁷	3–75 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad		Meget fin til mellem i kornstørrelse, i enkelte niveauer også grov; sorteret til velsorteret, stedvis ringe sorteret til sorteret; subkantede til subafrundede korn, stedvis afrundede		
Diagenese/cementering		Løs til moderat hård, kvarts cement, stedvis kalkholdig		

¹ Vurderet usikkerhed benyttes til udregning af Usikkerhedsinterval og er erfarings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

² Usikkerhedsinterval angiver variationsbredden for Estimeret værdi og kontrolleres af omfang og kvalitet af det tilgængelige datagrundlag.

³ Vurderet usikkerhed (målt i relative %). Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi +/- Vurderet usikkerhed (målt i relative %).

⁴ Tykkelse af Potentielt reservoirsand er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og log-porøsitet (> 15 %). Tykkelsen er korrigeret for boringens afbøjning.

⁵ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af formation.

⁶ Tykkelse af Potentielt reservoirsand divideret med Tykkelse af Gross sand.

⁷ Usikkerhedsinterval givet ved Estimeret værdi divideret/ganget med Vurderet usikkerhed.

⁸ Reservoir-permeabilitet er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpe-test eller en brøndtest. Reservoir-permeabiliteten er estimeret ved at multiplicere Gas-permeabilitet med en opskaleringsfaktor på 1,25.

⁹ Reservoir-transmissiviteten er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. Reservoir-transmissiviteten er opskaleret til reservoirforhold.

¹⁰ Tykkelsen er korrigeret for boringens afbøjning. Tykkelsen af både Gross sand og Potentielt reservoirsand er delvis fastlagt efter skøn, da Gassum Formationen kun er delvis logget.

Tabel 5.6: *Estimerede reservoirværdier for Gassum Formationen i Margretheholm-1/1A brønden.*

Margretheholm-1/1A				
Gassum Formationen	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval²	
			[MinCase - MaxCase]	
Makro reservoirparametre				
Dybde til top af formation [m.u.h.]	1833	1 ³	1814–1851 ³	
Tykkelse af formation [m]	135	1 ³	134–136 ³	
Andel af sandsten i formationen				
Tykkelse af Gross sand [m]	63	5 ³	60–66 ³	
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	54	5 ³	51–56 ³	
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,40	5 ³	0,38–0,42 ³	
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,85	5 ³	0,80–0,89 ³	
Vandlede egenskaber (reservoirsand)				
Porøsitet [%]	22	5 ³	21–23 ³	
Gas-permeabilitet [mD]	300	4 ⁷	75–1200 ⁷	
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	375	4 ⁷	94–1500 ⁷	
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	20	4 ⁷	5–80 ⁷	
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering		
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin, stedvis mellemkornet; sorteret til velsorteret; subafrundede til afrundede korn, enkelte steder subkantede			
Diagenese/cementering	Løs til fast, stedvis hård, kalkfri til kalkholdig i varierende grad, stedvis pyrit-cementeret			

¹ *Vurderet usikkerhed* benyttes til udregning af *Usikkerhedsinterval* og er erfarings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

² *Usikkerhedsinterval* angiver variationsbredden for *Estimeret værdi* og kontrolleres af omfang og kvalitet af det tilgængelige datagrundlag.

³ *Vurderet usikkerhed* (målt i relative %). *Usikkerhedsinterval* givet ved *Estimeret værdi* +/- *Vurderet usikkerhed* (målt i relative %).

⁴ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og log-porøsitet (> 15 %).

⁵ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* divideret med *Tykkelse af formation*.

⁶ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* divideret med *Tykkelse af Gross sand*.

⁷ *Usikkerhedsinterval* givet ved *Estimeret værdi* divideret/ganget med *Vurderet usikkerhed*.

⁸ *Reservoir-permeabilitet* er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpe-test eller en brøndtest. *Reservoir-permeabiliteten* er estimeret ved at multiplicere *Gas-permeabilitet* med en opskaleringsfaktor på 1,25.

⁹ *Reservoir-transmissiviteten* er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. *Reservoir-transmissiviteten* er opskaleret til reservoirforhold.

Tabel 5.7: *Estimerede reservoirværdier for det konstruerede Helsingborg-boringsprofil.*

Helsingborg-boringsprofilet			
"Gassum Formationen"	Estimeret værdi	Vurderet usikkerhed ¹	Usikkerhedsinterval ²
			[MinCase - MaxCase]
Makro reservoirparametre			
Tykkelse af formation [m]	200	1 ³	198–202 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	76	5 ³	72–80 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	57	5 ³	54–60 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,29	5 ³	0,27–0,30 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,75	5 ³	0,71–0,79 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	25	6 ³	24–27 ³
Gas-permeabilitet [mD]	1250	5 ⁷	250–6250 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	1560	5 ⁷	312–7800 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	99	5 ⁷	20–495 ⁷
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin- til mellemkornet; ringe sorteret til sorteret; ingen oplysninger om afrundingsgrad		
Diagenese/cementering	Hovedsageligt svagt cementeret med en cement bestående af calcit eller i mindre grad kvarts og siderit		

¹ *Vurderet usikkerhed* benyttes til udregning af *Usikkerhedsinterval* og er erfarings- og vidensbaseret (se tekst for nærmere uddybning).

² *Usikkerhedsinterval* angiver variationsbredden for *Estimeret værdi* og kontrolleres af omfang og kvalitet af det tilgængelige datagrundlag.

³ *Vurderet usikkerhed* (målt i relative %). *Usikkerhedsinterval* givet ved *Estimeret værdi* +/- *Vurderet usikkerhed* (målt i relative %).

⁴ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* er estimeret ud fra afskæringskriterier på Vshale (< 30 %) og logporøsitet (> 15 %).

⁵ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* divideret med *Tykkelse af formation*.

⁶ *Tykkelse af Potentielt reservoirsand* divideret med *Tykkelse af Gross sand*.

⁷ *Usikkerhedsinterval* givet ved *Estimeret værdi* divideret/ganget med *Vurderet usikkerhed*.

⁸ *Reservoir-permeabilitet* er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpe-test eller en brøndtest. *Reservoir-permeabiliteten* er estimeret ved at multiplicere *Gas-permeabilitet* med en opskaleringsfaktor på 1,25.

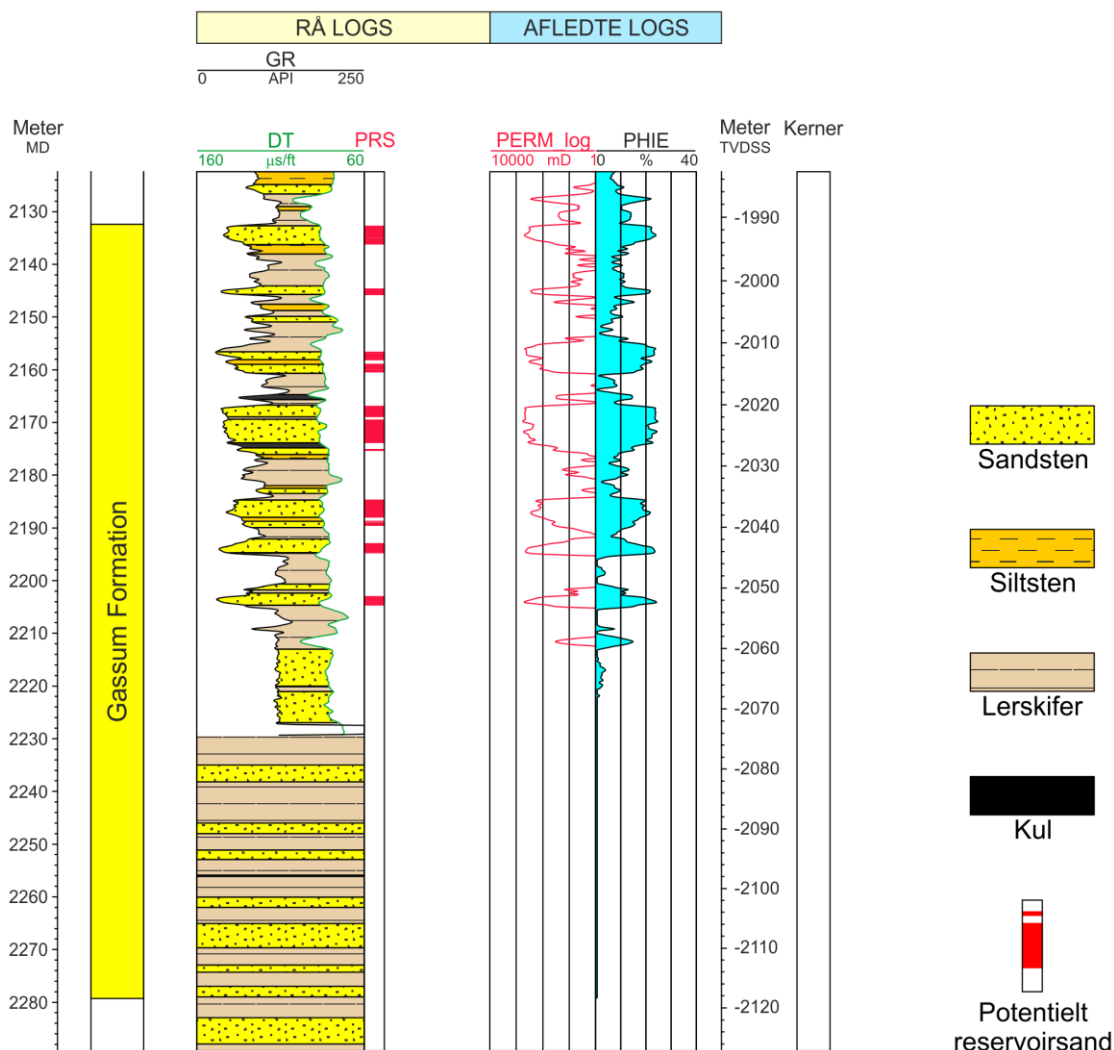
⁹ *Reservoir-transmissiviteten* er estimeret ud fra tolkning af logdata samt analyse af kernedata. *Reservoir-transmissiviteten* er opskaleret til reservoirforhold.

5.2.1 Tolkning af lithologi

På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A boringerne har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten (Figur 6–8). Bore-spåne-beskrivelserne understøtter logtolkningen, og det fremgår af beskrivelserne, at sandstenene hovedsageligt er fin- til mellemkornede (i Margrethholm-1/1A mest finkornede) og sorteret til velsorterede med subkantede til afrundede sandskorn (Tethys Oil Denmark 2007, Skovgaard Nielsen et al.

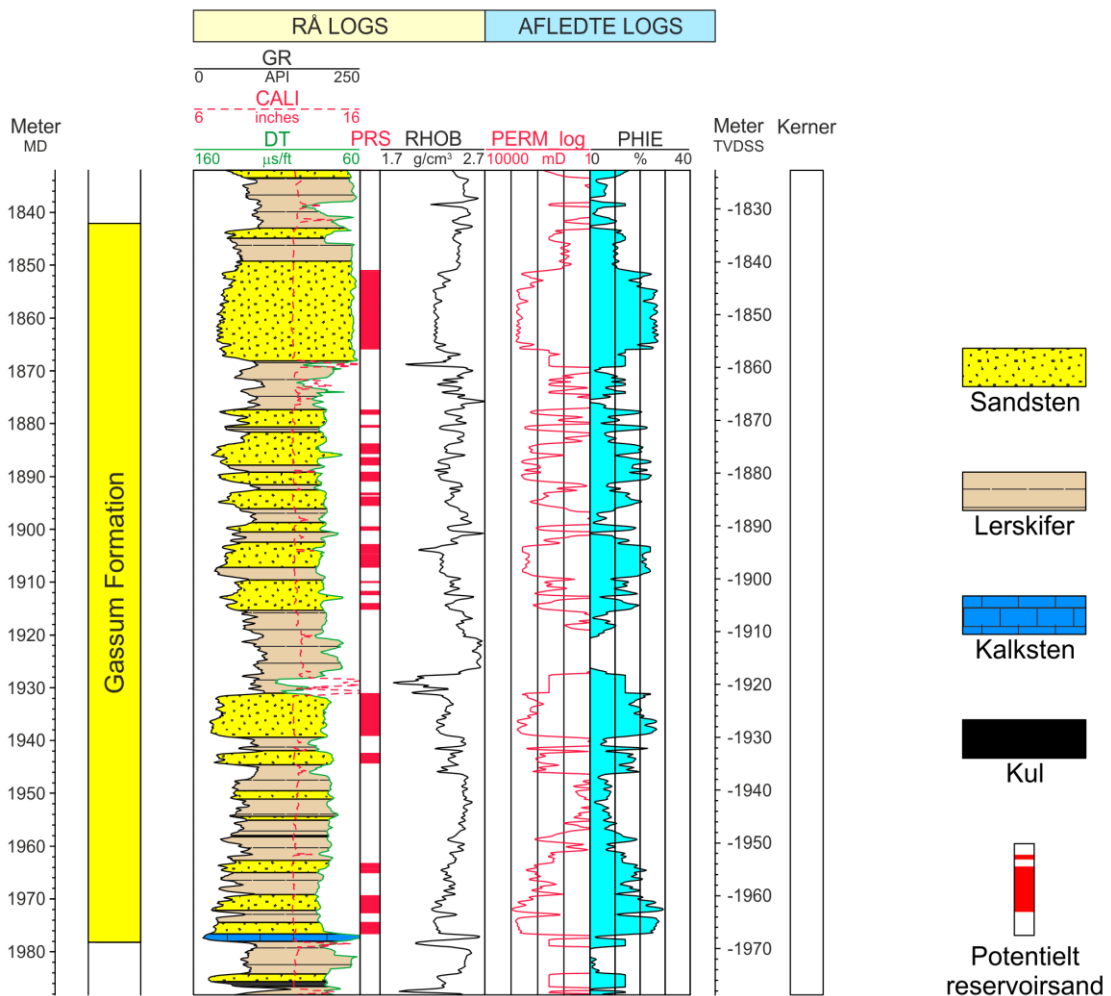
2014, DONG 2003). Desuden angives sandstenene til at være løse til faste, kalkfrie eller kalkholdige i varierende grad. I nogle dybdeintervaller kan sandstenene endvidere være kvarts- eller pyrit-cementerede. Sandstenene fra Helsingborg-boringsprofilet beskrives ligeledes som værende fin- til mellemkornede, men sorteringsgraden er tilsyneladende en smule ringere; ringe sorterede til sorterede (Hjuler et al. 2014). Endvidere er sandstenene generelt kun svagt cementerede med en cement bestående af calcit eller i mindre grad kvarts og siderit. På baggrund af de ovennævnte oplysninger vurderes det, at sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er fin- til mellemkornede, ringe sorterede til velsorterede og svagt cementerede til cementerede.

Karlebo-1A



Figur 7: Petrofysisk log-tolkning af Gassum Formationen i Karlebo-1A inklusiv en tolkning af lithologien. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma-ray (GR) og sonic (DT) loggene. Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblåt fyld, og permeabilitetsestimatet (PERM_log) er plottet som en rød kurve. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

Margretheholm-1A



Figur 8: Petrofysisk log-tolkning af lithologien i Gassum Formationen i Margretheholm-1A. Lithologi-kolonnen er afgrænset af gamma-ray (GR) og sonic (DT) loggene. Logforkortelserne er forklaret i Tabel 5.4. Sektioner med Potentielt reservoirsand (PRS) er markeret med rødt fyld. Porøsitetsestimatet (PHIE) er fremhævet med lyseblå fyld, og permeabilitetsestimatet (PERM_log) er plottet som en rød kurve. Formationen er i boringen vist med dens vertikale tykkelse. MD: Målt dybde fra referencepunkt på boreplatform, TVDSS: Vertikale dybde under havniveau.

5.2.2 Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet

I Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A er Gassum Formationen henholdsvis 127 og 135 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 60 meter i Karlebo-1/1A og ca. 63 meter i Margretheholm-1/1A (Tabel 5.2). Den ækvivalente lagserie i Helsingborg-boringsprofilen er ca. 200 meter tyk, hvoraf Gross sand udgør ca. 76 meter. Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er

baseret på en forudgående tolkning af ler-mængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen (Tabel 5.8).

På baggrund af tolkningen af ler-mængden er andelen af Gross sand herefter bestemt som den del af et givet dybdeinterval, der har et ler-indhold på mindre end 30 %. Ligeledes er andelen af Potentielt reservoirsand vurderet ud fra den log-tolkede porøsitet samt ler-mængden, idet der både stilles krav til en vis minimumsporøsitet og et maksimalt lerindhold. GEUS har i den forbindelse valgt at definere Potentielt reservoirsand ud fra følgende kriterier: porøsiteten (PHIE) skal være større end 15 %, og samtidig skal ler-indholdet (Vshale) være mindre end 30 %. Ud fra disse kriterier er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 40 meter i Gassum Formationen i Karlebo-1/1A og til ca. 54 meter i Margrethholm-1/1A. I den tilsvarende lagserie i Helsingborg-boringsprofilen er mængden af Potentielt reservoirsand vurderet til ca. 57 meter. Som nævnt tidligere, er de estimerede reservoirværdier for formationen i Karlebo-1/1A delvis baseret på ekstrapolation af en relation mellem lithologi og logdata fremkommet ved et studie af borespåner fra hele formationen og logdata fra den øvre del af formationen (Skovgaard Nielsen et al. 2014).

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoir-sandet er ud fra log-tolkning bestemt til ca. 20 % i Karlebo-1/1A, ca. 22 % i Margrethholm-1/1A og ca. 25 % i Helsingborg-boringsprofilen (Tabel 5.5, 5.6 og 5.7). Porøsitetstolkningen af Karlebo-1/1A boringen er baseret på en ler-korrigeret sonic-log, hvorimod porøsitetstolkningen af Margrethholm-1/1A er baseret på en ler-korrigeret densitets-log, og der er i den forbindelse anvendt en sandstens-densitet på $2,65 \text{ g/cm}^3$ svarende til densiteten for ren kvarts. I Helsingborg-området er porøsitetstolkningen først og fremmest baseret på den relativt store mængde kerneanalysedata, som blev målt på kernerprøver fra boringerne, der blev udført i forbindelse med tunnelprojektet.

Tabel 5.8: Responsparametre for gamma-ray (GR) log for Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A boringerne og det konstruerede Helsingborg-boringsprofil.

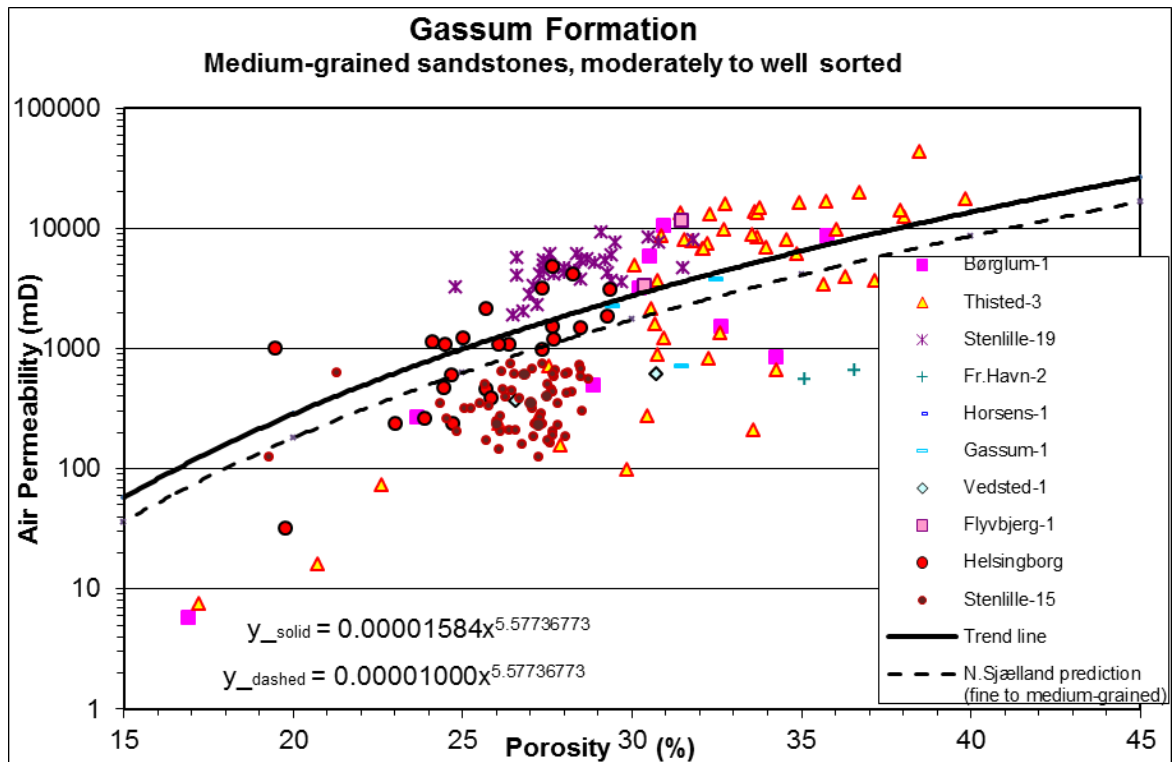
Responsparametre for gamma-ray (GR) og SP logs	GR/SP_min (baggrundsstråling)	GR/SP_max (respons for rent ler)
Karlebo-1/1A	75	163
Margrethholm-1/1A	90	160
Helsingborg-boringsprofil	variabel	variabel

5.2.3 Permeabilitet

For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra Stenlille-boringer samt sidevægskerner fra Margrethholm-2. Porøsiteten og permeabiliteten er bestemt på udvalgt kernemateriale fra disse, og målingerne indgår i en porøsitet-permeabilitets relation, som også bygger på kernemålinger fra boringer udenfor Sjælland, blandt andet konventionelle kerneanalyse-data fra Helsingborg-boringerne samt fra en

række jyske borer (Figur 9). De plottede data i Figur 9 repræsenterer mellemkornede sandsten, men da reservoirbjergarten ved Helsingør anses for at være fin- til mellemkornet, skal den *fuldt optrukne* tendenslinje modificeres for at kompensere for forskel i kornstørrelsen. Baseret på kerneprøver fra Gassum Formationen (egentlig Gassum Formation ækvivalent) fra Helsingborg samt borespåne-prøver fra Karlebo-1/1A boringen er det GEUS' vurdering, at Gassum Formationen indenfor det Nordsjællandske område overordnet set består af cirka 2/3 mellemkornet sandsten og 1/3 finkornet sandsten (Hjuler et al. 2014). På den baggrund er der beregnet en "Nordsjællands-linje", der tager højde for den lidt finere kornstørrelse i Nordsjælland (*stiplede linje* i Figur 9). GEUS forventer, at denne porøsitet-permeabilitets relation også gælder for Helsingør-området.

Permeabiliteten er dernæst beregnet for hver log-læsning, dvs. log-porøsiteterne er omregnet til log-permeabiliteter for hver halve fod (15 cm). Under anvendelse af de førnævnte 'cut-off' værdier (afsnit 5.2.2) er den gennemsnitlige gas-permeabilitet (vægtet gennemsnit) for reservoirsandstenene estimeret til ca. 290 mD for Karlebo-1/1A, ca. 300 mD for Margrethholm-1/1A og til ca. 1250 mD for Helsingborg-boringsprofilen. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 360, 375 og 1560 mD for henholdsvis Karlebo-1/1A, Margrethholm-1/1A og Helsingborg-boringsprofilen. Beregningen af reservoir-permeabiliteten bygger på en opskalering af de laboratorie-bestemte gas-permeabiliteter til reservoirforhold efterfulgt af omregning til væske-permeabilitet. Gassum Formationen i de to brønde (Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A) blev ikke prøvepumpet, og det er således ikke muligt at vurdere permeabiliteten ud fra testdata. Fra Stenlille-1 til -5 foreligger der produktionstest, og på baggrund af disse vurderes reservoirpermeabiliteten til at være i størrelsesordenen af 100–750 mD (Mathiesen et al. 2014). Da vurderingen af sandstenenes permeabilitet ved prognoselokaliteten i det væsentligste bygger på erfaringsmæssige sammenhænge, og da kernemålingerne viser en forholdsvis stor spredning, er det vanskeligt at bestemme en repræsentativ gennemsnits-permeabilitet. Det er følgelig hensigtsmæssigt at vurdere usikkerheden på permeabilitets-bestemmelsen ved hjælp af modeller og analogier. F.eks. udviser data fra Stenlille-boringerne generelt set mindre spredning end de regionale data, og på baggrund af disse lokale Stenlille data vurderes det, at usikkerhedsbåndet i en optimistisk tolkning kan beskrives ved en dividere/gange faktor på 3. Der er ikke indtegnet et usikkerhedsbånd på porøsitet-permeabilitetsplottet, men dette svarer til at "High case" beskrives med en tendenslinje, der fremkommer ved at gange "Nordsjællands-linjen" med 3, og "Low case" beskrives ved at dividere "Nordsjællands-linjen" med 3. I en mere gængs tolkning vurderes usikkerhedsbåndet dog til at være lidt bredere, dvs. variationsbredden beskrives her med udgangspunkt i en dividere/gange faktor på 5.



Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver, primært fra mellemkornede sandstenslag i Gassum Formationen. Den fuldt optrukne linje repræsenterer tendenslinjen for de plottede datapunkter. Den stiplede linje antages at være gældende for Nordsjælland og tilgrænsende områder. Forskellen på forløbet af de to tendenslinjer beror på, at Gassum reservoiret i Nordsjælland ikke udelukkende består af mellemkornet sandsten, men er en blanding af både fin- og mellemkornet sandsten. Usikkerheden på porøsitet-permeabilitets relationen er beskrevet og perspektiveret i teksten.

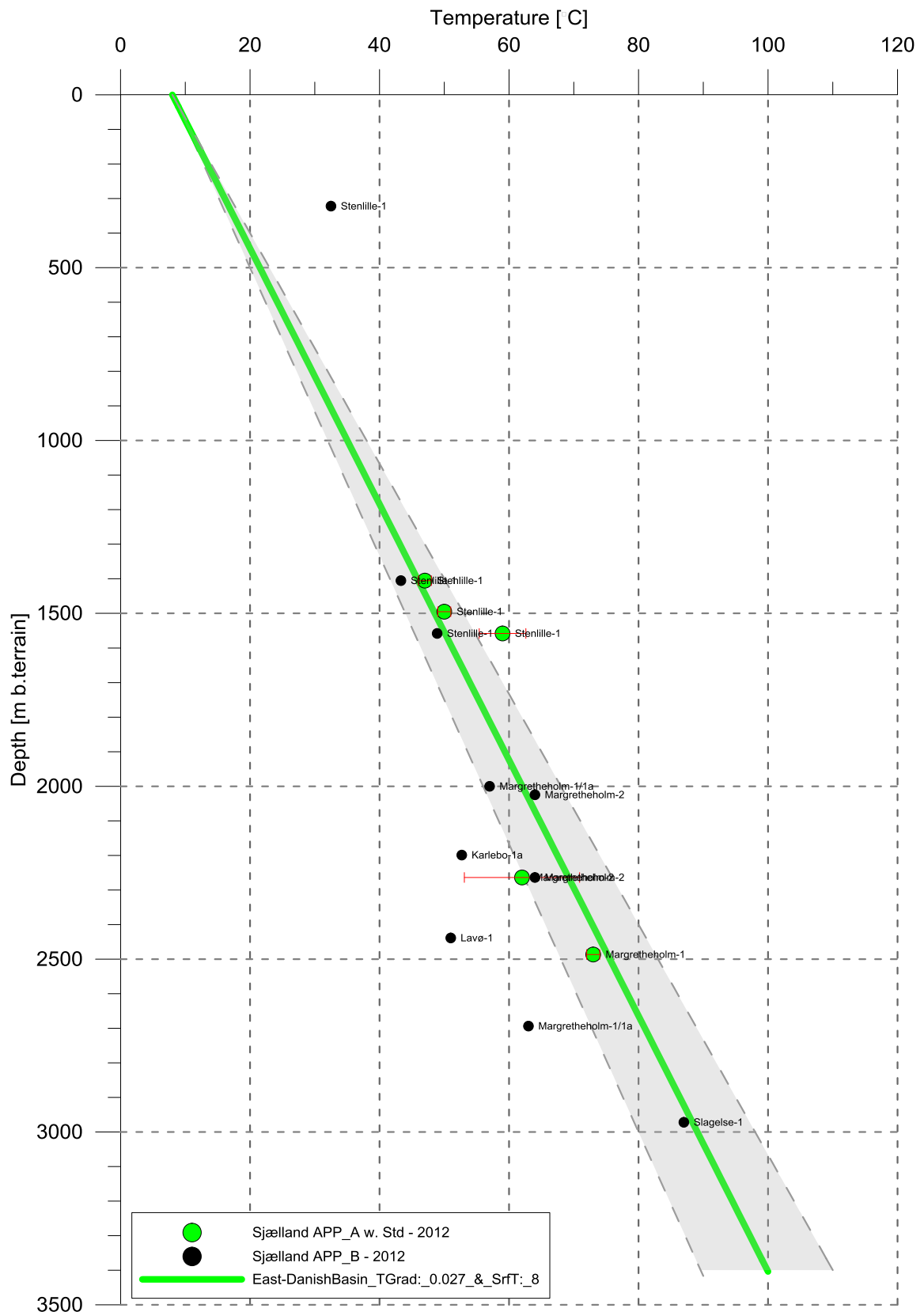
5.2.4 Transmissivitet

Endelig er den forventede transmissivitet beregnet på baggrund af den estimerede reservoir-permeabilitet ganget med tykkelsen af Potentielt reservoirsand. Kort beskrevet er transmissiviteten beregnet som en akkumuleret værdi baseret på de enkelte log-læsninger, de foretagne vurderinger af Potentielt reservoirsand efterfulgt af en erfaringsbaseret opskalering. Transmissiviteten er således en forventet reservoir-transmissivitet; denne er i Karlebo-1/1A vurderet til ca. 15 Darcy-meter, i Margretheholm-1/1A til ca. 20 Darcy-meter, i Helsingborg-boringsprofilet til ca. 99 Darcy-meter og ved prognoselokaliteten til ca. 36 Darcy-meter. På baggrund af det tilgængelige datamateriale vurderer GEUS, at usikkerheden på den forventede transmissivitet mest hensigtsmæssigt kan beskrives ved hjælp af en dividere/gange faktor i størrelsesordenen af 5; svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere den estimerede transmissivitet med denne faktor. Faktoren inde-

holder en samlet usikkerhed knyttet til permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoir sand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

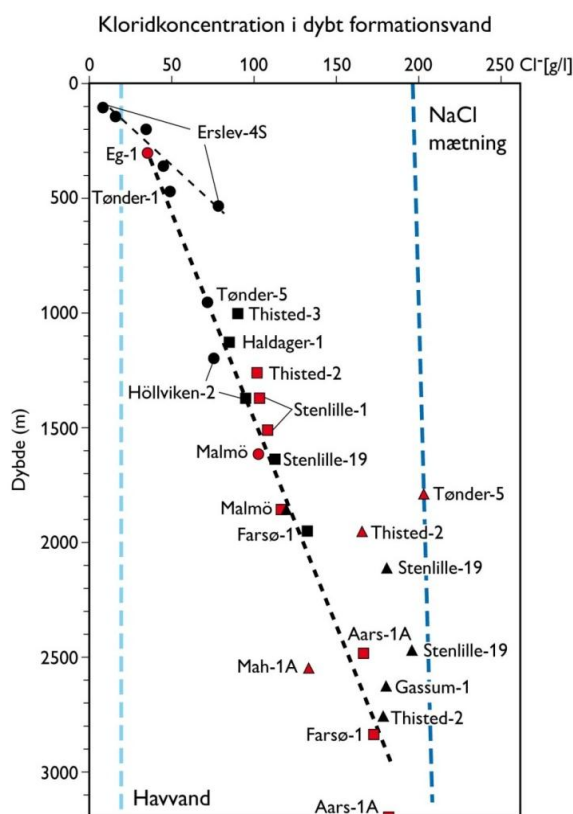
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. $76\text{ °C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe boringer i bassinet og er givet ved: $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8\text{ °C}$ (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2500 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (2383 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (43 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (74 meter).



Figur 10: Estimeret dybde-temperatur relation (grønne linje) for den østlige del af det Danske Bassin baseret på alle relevante temperaturdata fra dybe brønde på Sjælland (Poulsen et al. 2013). Endvidere er der vist et usikkerhedsbånd på $\pm 10\%$ (gråt område).

5.4 Salinitet

Ud fra målinger af kloridkoncentrationen i forskellige dybe brønde er der udarbejdet en generel relation mellem dybden og kloridkoncentrationen for formationer, der ikke overlejres af saltlag (Figur 11). Ud fra relationen må der forventes en kloridkoncentration på omkring 156 g/l i en dybde af 2500 meter under terræn svarende til ca. midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Kloridkoncentrationen er dermed væsentlig lavere end mætningspunktet for NaCl, der ligger på omkring 206 g/l Cl^- ved den pågældende formationstemperatur/-dybde. Alvorlige problemer med saltudfældning som følge af afkøling i et geotermisk anlæg forventes kun, hvis formationsvandet er helt tæt på mætning med NaCl.



Figur 11: Saltholdigheden i dybt formationsvand givet ved kloridkoncentrationen. Klorid-analyserne er foretaget på vandprøver indsamlet i forbindelse med prøvepumpninger (rød signatur) eller vandprøver fra kerner eller andet (sort signatur). Med sort stiplede linje er der vist en tilnærmet lineær relation mellem dybde og kloridkoncentrationen baseret på analyser af vandprøver fra formationer, der ikke overlejres af saltlag. En enkelt undtagelse er dog vandanalysen fra Tønder-5 (rød trekant), der viser mættede saltforhold, og som er medtaget til sammenligning. Vandprøven er fra Bunter Sandsten Formationen, som i Tønder-området overlejrer Zechstein salt og selv overlejres af Röt salt. Den mørkeblå stiplede linje angiver ved hvilke kloridkoncentrationer i dybden, der kan forventes mættede forhold. Den lyseblå stiplede linje er ikke dybderelateret, men angiver kloridkoncentrationen i havvand og er medtaget som sammenligningsgrundlag. Trias (▲), Jura inkl. yngste Trias (■), Kridt-Tertiær (●).

6. Referencer

Ahlberg, A. 1994: Deposition and diagenesis of the Rhaetian-Hettangian succession (Triassic-Jurassic) in southern Sweden. *Lund Publications in Geology* 123, 1–56.

Bertelsen, F. 1978: The Upper Triassic – Lower Jurassic Vinding and Gassum Formations of the Norwegian–Danish Basin. *Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B, Nr. 3*, 26 pp.

DONG 2003: Margretheholm-1/1A. Final well report.

Erlström, M., Bidstrup, T., Lindström, S., Nielsen L.H., Kristensen, L. & Mathiesen, A. 2013: Structural outline, depositional setting and assessment of Mesozoic low enthalpy geothermal aquifers in the marginal eastern parts of the Danish Basin. *European Geothermal Congress 2013, Pisa, 3–7 June 2013*.

Hjuler, M.L., Erlström, M., Lindström, S., Nielsen, L.H., Kristensen, L., Mathiesen, A. & Bidstrup, T. 2014: Extended evaluation of possible geothermal reservoirs in the Helsingør area including geological data from Helsingør and Øresund. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. *Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/29*.

Hjuler, M.L., Kristensen, L., Mathiesen, A., Bidstrup, T. & Nielsen, L.H. 2013: Evaluation of possible geothermal reservoirs in the Helsingør area. *Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/35*.

Mathiesen, A., Kristensen, L., Nielsen, C.M., Weibel, R., Hjuler, M.L., Røgen, B., Mahler, A. & Nielsen, L.H. 2013: Assessment of sedimentary geothermal aquifer parameters in Denmark with focus on transmissivity. *European Geothermal Congress 2013, Pisa, 3–7 June 2013*.

Mathiesen, A., Rasmussen, R., Bidstrup, T., Kristensen, L., Laier, T. & Nielsen, L.H. 2014: Seismic quality control, interpretation, mapping and assessment of the geothermal potential in the Hillerød area, Northeastern Zealand. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. *Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/35*.

Michelsen, O. & Bertelsen, F. 1979: Geotermiske reservoirformationer i den danske lagserie. *Danmarks Geologiske Undersøgelse, Årbog 1978*, 151–164.

Michelsen, O., Nielsen, L.H., Johannessen, P.N., Andsbjerg, J. & Surlyk, F. 2003: Jurassic lithostratigraphy and stratigraphic development onshore and offshore Denmark. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): *The Jurassic of Denmark and Greenland*. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1*, 147–216.

Nielsen, L.H. 2003: Late Triassic – Jurassic development of the Danish Basin and the Fennoscandian Border Zone, southern Scandinavia. In: Ineson, J.R. & Surlyk, F. (eds): *The Ju-*

assic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 459–526.

Poulsen, S.E., Balling, N. & Nielsen, S.B. 2013: Analysis of bottom hole temperatures on – and nearshore Denmark. Progress report, Department of Geoscience, Aarhus University, 22 pp.

Skovgaard Nielsen, L., Keulen, N., Kristensen, L., Therkelsen, J., Nielsen, L.H. & Mathiesen, A. 2014: Karlebo-1A: Investigation of cuttings samples from the Lower Cretaceous, Lower Jurassic and Gassum Formation. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2014/1.

Tethys Oil Denmark 2007: Karlebo-1/1A. Final well report (Geology).

Vejbæk, O.V. & Britze, P. 1994: Geologisk kort over Danmark/Geological map of Denmark 1:750.000. Top præ-Zechstein/Top pre-Zechstein. Danmarks Geologiske Undersøgelse Kortserie, 45, 9 pp.