



COWI



Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder

Bilag 3: Områderapport for DTU - Holte - Nærum

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

DTU – Holte - Nærum - Beskrivelse fjernvarmeområde

DATO

5. februar 2015

TIL

Energistyrelsen

KOPI

FRA

PROJEKTNR

COWI (Else Bernsen/Kurt Madsen)
A044062

ADRESSE COWI A/S

Parallevej 2

2800 Kongens Lyngby

TLF +45 56 40 00 00

FAX +45 56 40 99 99

WWW cowi.dk

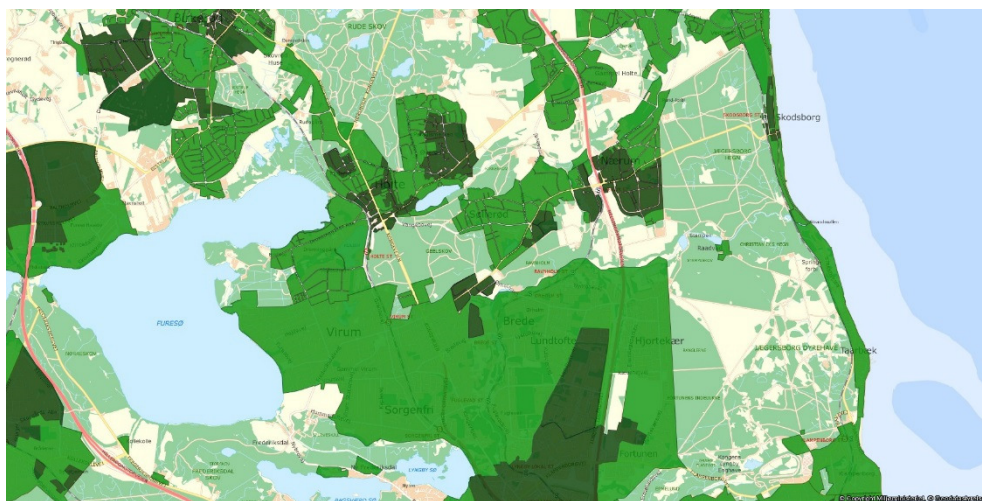
SIDE 1/5

1 DTU – Holte - Nærum fjernvarmeområde

1.1 Nuværende forsyningsområde

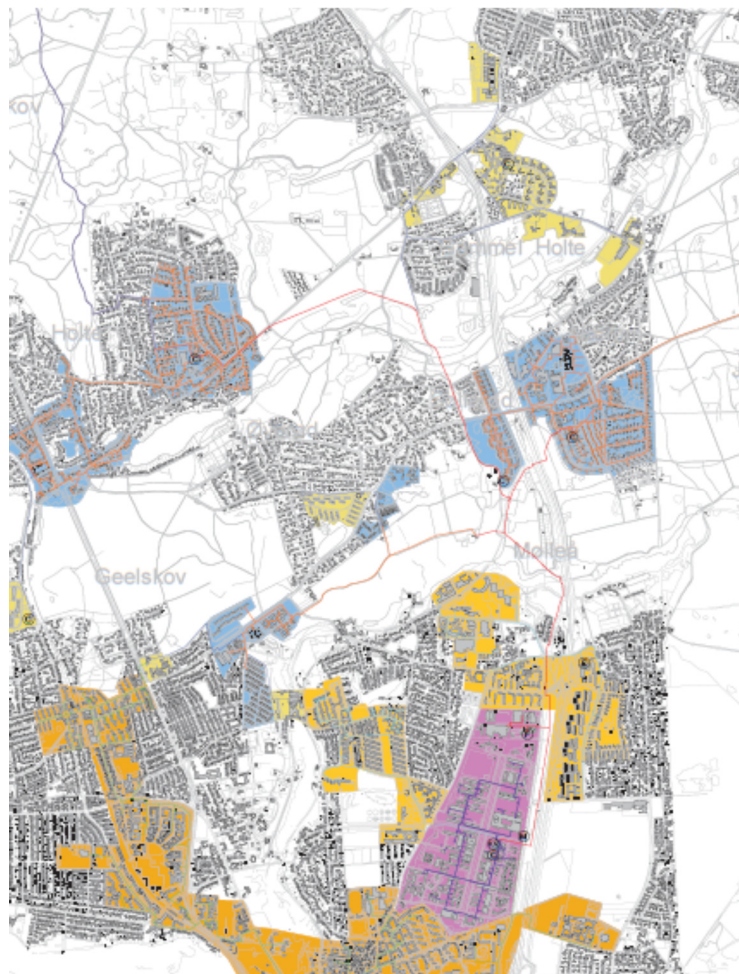
Fjernvarmeforsyningen i dette område varetages af Holte Fjernvarme a.m.b.a.

Nedenstående kort viser det nuværende forsyningsområde:



Figur 1.1-1 Oversigtskort over forsyningsområder DTU-Holte-Nærum (nuværende fjernvarme mørkegrøn – lysegrønne områder er naturgas – grænse mellem DTU-området og de til fjernvarmeudlagte områder i Lyngby er markeret med en sort strek.) Kilde Plansystem.dk

Oversigt over fjernvarmeledningernes placering fremgår af efterfølgende kort.



Figur 1.1-2 Oversigtskort ledningsnet DTU-Holte og Nærum, lyserød markering DTU-området blå markering fjernvarmeområder i Holte og Nærum, gule markeringer potentielle udvidelsesområder (kilde Holte Fjernvarmes kort fremsendt i forbindelse med strategisk Energiplanlægning i Region Hovedstaden).

Fjernvarmen i DTU-Holte-Nærum området produceres primært på det på DTU placerede naturgasfyrede kraftvarmeværk, suppleret med affaldsvarme i sommerperioden (ca. 145 TJ/40.000 MWh i 2012- niveau). Den resterende varmemængde produceres på en række naturgasfyrede spids- og reservelastanlæg.

Efterfølgende tabel viser fjernvarmebehovet for DTU – Holte Nærum

Tabel 1.1-1 Oversigt nuværende og fremtidigt varmegrundlag.

Varmegrundlag					
DTU - Holte - Nærum					
MWh/år	2012*	2013**	2015*	2020*	2035*
Eksisterende forbrugsbase Netto varme	134.389	134.389	137.167	139.667	143.556
Distributionstab	29.500	29.500	29.500	29.500	29.500
An net	163.889	163.889	166.667	169.167	173.056
TJ/år					
Nettovarme	484	484	494	503	517
Distributionstab	106	106	106	106	106
An net	590	590	600	609	623
* Kilde Data materiale fra opgave vedrørende Strategisk energiplanlægning for kommunerne i Region Hovedstaden - bemærk at der her er anført 2020-tal og ikke tal for 2025 som i andre områder					
** 2013-tal er her forudsat at svare til 2012-tallene					
Energistyrelsens udbud angiver som gennemsnit over 5 år			489 TJ		
hvilket er noget lavere end de ovenfor anførte tal.					
Tilsvarende er den producerede varmemængde i 2012 455 TJ, jf. energiproducenttællingen					
En delvis forklaring kan her være leverancer fra Nordforbrænding					

I nedenstående tabel er anført temperaturforhold fra Dansk Fjernvarmes årsstatistik udsendt i 2014.

Tabel 1.1-2 Oversigt over temperaturforhold.

Sommer an net		Vinter an net	
Fremløb	Retur	Fremløb	Retur
DF Årstatistik 2014			
78	55	85	50

Det maksimale effektbehov udgør jf. Dansk Fjernvarmes årsstatistik udsendt i 2014 39MW.

Der arbejdes på en samlet strategisk handleplan for at sænke fremløbstemperaturen i nettet, men p.t. foreligger der ikke en godkendt plan herfor, hvorfor der heller foreligger et skøn for reduktioner i de anførte temperaturniveauer.

1.2 Nuværende produktionsstruktur

Efterfølgende 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	Halm
DTU-Holte-Nærum															
Holte Fjernvarme, Nærum central	Kedel	Naturgas	13	14	15	0	15		100%	01-06-1966					13,9
Holte Fjernvarme, Øverød central	Kedel	Naturgas	12	13	15	0	13		89%	01-01-1970					12,6
Teknikerbyens Fjernvarmecentral I/S	Kedel	Naturgas	1	1	4	0	5		125%	01-01-1970					1,4
Skodsborgparken	Kedel	Naturgas	2	2	3	0	3		100%	01-06-1989					1,8
DC Generation A/S, DTU Kraftvarmeværk	Kombianlæg	Naturgas	427	1035	80	39	31	48%	41%	01-12-1998					1034,8
Total			455				68								

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 svarer 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 nedenfor.



Figur 1.2-1 Geografisk placering af varmeproduktionsanlæg.

1.3 Fremtidig forsyningsstruktur

Jf. oversigtskortet påregnes der konverteret nogle naturgasområder i Lyngby, Søllerød og Nærum. Data herfor er indeholdt i tabellen i afsnit 1.1.

Der påtænkes opført et 10 MW biomasseanlæg i samarbejde med Nordforbrænding, hvoraf Holte Fjernvarme vil aftage 5 MW. Forventet idriftsættelse i 2018.

Der overvejes endvidere etableret en transmissionsledning med en kapacitet på 15 MW til Vestforbrændings kommende fjernvarmesystem i Lyngby, men konkrete planer foreligger ikke. Selskabs- og samfundsøkonomi ved en sådan transmissionsledning er p.t. (januar 2015) ikke belyst.

I forbindelse med screeningen er det valgt at tage udgangspunkt i en placering af et eventuelt geotermianlæg på adressen Anker Engelundsvej 411.

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 ved DTU – Holte - Nærum

1 Indledning

Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab, COWI og Ea Energianalyse har for Energistyrelsen udført beregninger af de økonomiske og tekniske forhold i et geotermianlæg ved DTU. 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.: DTU_2014_12_16.docx) og data for fjernvarmeforsyningen i området ved DTU leveret af COWI på baggrund af forskellige datakilder, herunder data indhentet hos Holte Fjernvarme (ref.: Beskrivelse af fjernvarmeområder gruppe 4, februar 2015).

Der tages udgangspunkt i en placering af et eventuelt geotermianlæg ved DTU Kraftvarmeværk på Anker Engelundsvej 411, 2800 Kongens Lyngby.

2 De geologiske forudsætninger

Geologisk set ligger DTU 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 DTU.

Usikkerheden på de geologiske parametre er høj da der er forholdsvis langt til nærmeste boring, ringe seismisk datadækning i området og eventuelt forkastninger mellem DTU og eksisterende data. De geologiske data, der indgår i beregningerne, er vist i Tabel 1. Det forventes at der også ligger sandsten over Gassum Formationen som eventuelt kan inddrages i en eventuel produktion.

Formation		Gassum Fm
Terrænkote	moh	36
Dybde@midt reservoir	m TVD GL	2014
Temperatur@midt reservoir	°C	62
Tykkelse af formation	m TVT	131
Tykkelse af potentielt reservoirsand	m TVT	47
Transmissivitet	Dm	17
Seismik-anbefaling	km	60

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 2014". Data fra denne rapport er sammenfattet i Tabel 2 til brug for anlægsberegningerne.

Varmegrundlag	TJ/år	609 *)
Eksisterende produktionsanlæg med forret. Antages tilgængelig som drivvarme.	MW	sommerlast *)
Fremløbstemperatur vinter	°C	85
Returløbstemperatur vinter	°C	50
Fremløbstemperatur sommer	°C	78
Returløbstemperatur sommer	°C	55
Mindste varmeeffekt (sommereffekt)	MW	Standard kurve

Tabel 2: Energiforudsætninger.

*) Heraf udgøres ca. 145 TJ af affaldsvarme leveret fra Nordforbrænding i sommerperioden. Denne varme regnes som produktion med forret.

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, næst efter affaldsvarme fra Nordforbrænding i sommerperioden.

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

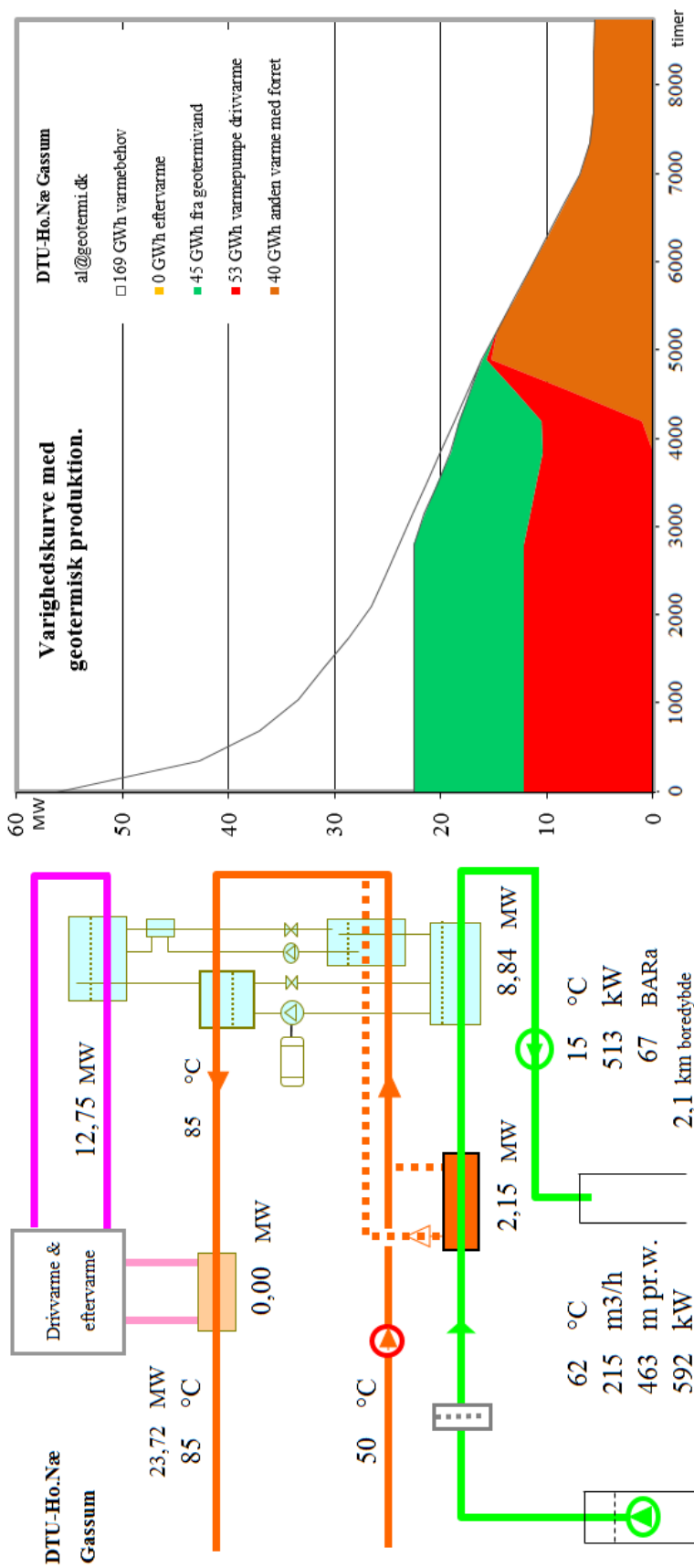
5 Resultater

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 er vist i Figur 2.

En anlægsberegning for et anlæg med absorptionsvarmepumper og placeret på én lokalitet, standardberegningen, viser at der med en samlet investering på 230 mio. kr. kan etableres et geotermianlæg med en kapacitet på 11 MW varme fra undergrunden og en total effekt inklusiv driv- og eftervarme på 23,7 MW. Usikkerheden på anlægsstørrelsen er vurderet til at være høj.

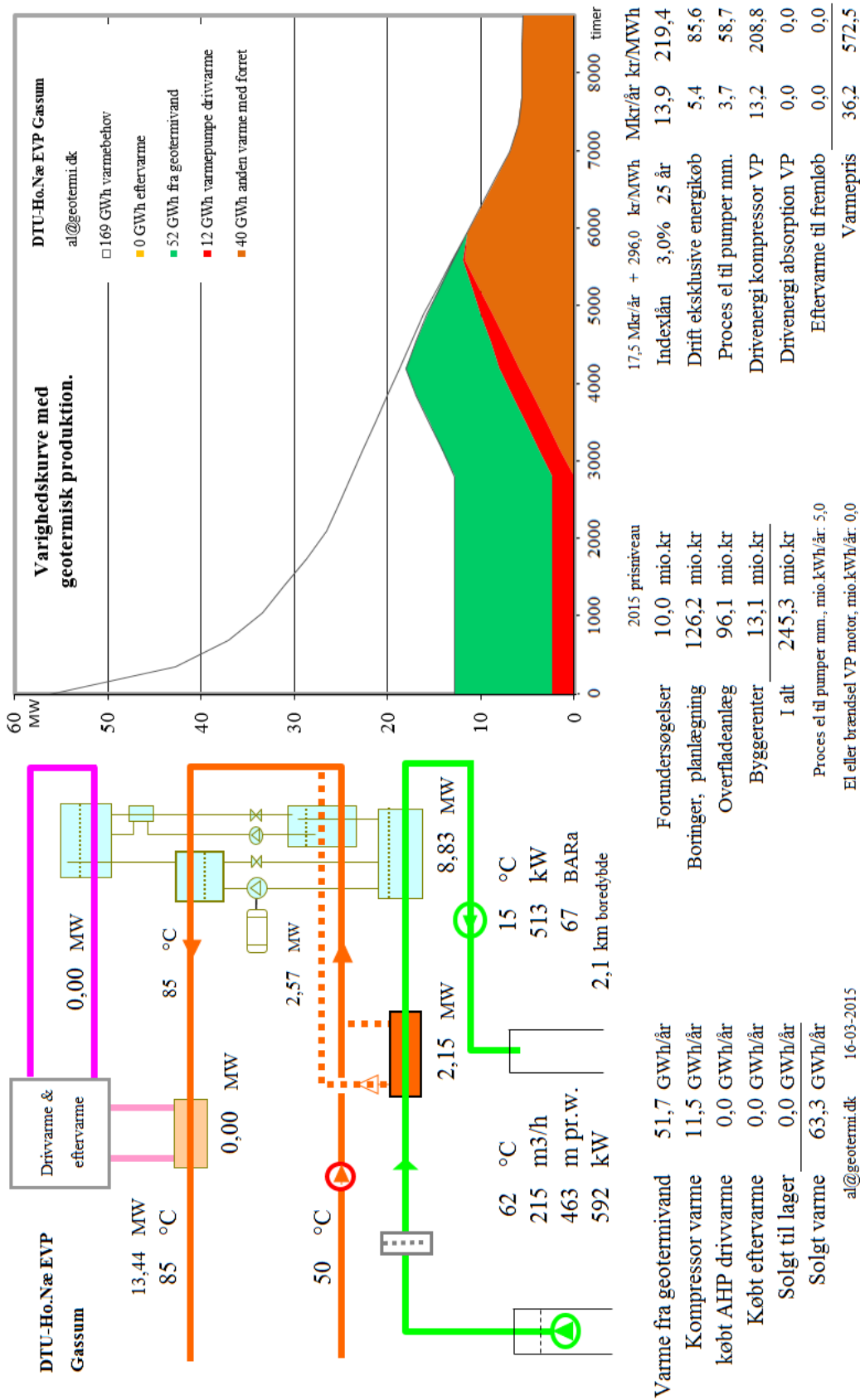
Med de generelle forudsætninger, herunder antagne energipriser og kalkulationsrente, resulterer dette i en årlig varmeproduktion fra undergrunden på 45 GWh/år og en forventet varmepris for geotermivarmen på 497 kr./MWh.

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 absorptionsvarmepumpe.

2015 prisniveau	17,2 Mkr/år + 115,6 kr/MWh	Mkr/år	kr/MWh	Mkr/år	kr/MWh
Forundersøgelser	10,0 mio.kr	3,0%	25 år	13,7	304,0
Boringer, planlægning	126,2 mio.kr	Drift eksklusive energikøb	5,2	116,1	
Overfladeanlæg	93,5 mio.kr	Proces el til pumper mm.	3,5	76,9	
Byggerenter	13,0 mio.kr	Drivenergi kompressor VP	0,0	0,0	
I alt	242,6 mio.kr	Drivenergi absorption VP	0,0	0,0	
Proces el til pumper mm., mio.kWh/år:	4,6	Eftervarme til fremløb	0,0	0,0	
El eller brændsel VP motor, mio.kWh/år:	0,0	Varmepris	22,4	497,0	



Figur 2: Output fra geothermiPRO med elvarmepumpe.

Beregningsresultater Geotermianlæg ved DTU	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	10,986		10,977	10,9
2) Effekt fra drivvarme	MW	12,746		N/A	
3) Effekt fra eftervarme	MW	0,000		N/A	
4) Varmeeffekt til fjernvarmevand	MW	23,724		13,440	
5) Proces el	MW	1,181		1,121	
6) Varmepumpe el	MW	N/A		2,574	
Årsenergiomsætning, forholdstal					
7) Varme fra geotermivand	%	100,000		100,000	
8) Drivvarme	%	116,930		N/A	
9) Eftervarme	%	0,000		N/A	
10) Varme til fjernvarmevand	%	216,930		122,278	
11) Proces el forbrug	%	10,249		9,571	
12) Varmepumpe el forbrug	%	N/A		22,278	
Investeringsomkostninger					
13) Samlet investering	mio. kr	229,610		232,233	278,633
14) Byggerenter	mio. kr	13,023		13,084	14,124
Driftsomkostninger					
15) Faste D&V omkostninger	mio. kr/år	3,496		3,611	4,466
16) Variable D&V omkostninger, eksklusiv energiforbrug, per MWh varme produceret fra geotermivand	kr/MWh	38,711		28,538	

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 varmpumper. Anlægget kan skiftevis drives med absorptions- eller el-varmpumper.



De efterfølgende sider indeholder en specifik resultatrapport for DTU-Holte-Nærum. 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.: Alternativt scenarie 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 implementeret et geotermianlæg. Det vil derfor stadig investere i nye teknologier, men i mindre omfang. Dette scenarie kan sammenlignes med Alternativt scenarie 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."

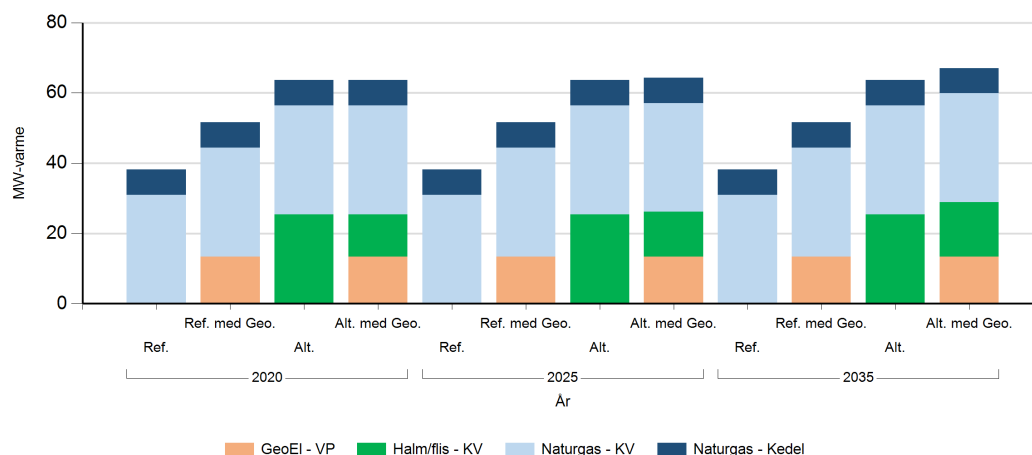
Denne rapport viser varmeproduktionskapaciteter, årlig fjernvarmeproduktion og månedlig fjernvarmeproduktion. Figur- og tabelforklaring er som følger:

- 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 DTU-Holte-Nærum 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	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2
Naturgas - KV	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0
GeoEI - VP		13.4		13.4		13.4		13.4		13.4		13.4
Halm/flis - KV			25.4	12.0			25.4	12.7			25.4	15.5

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

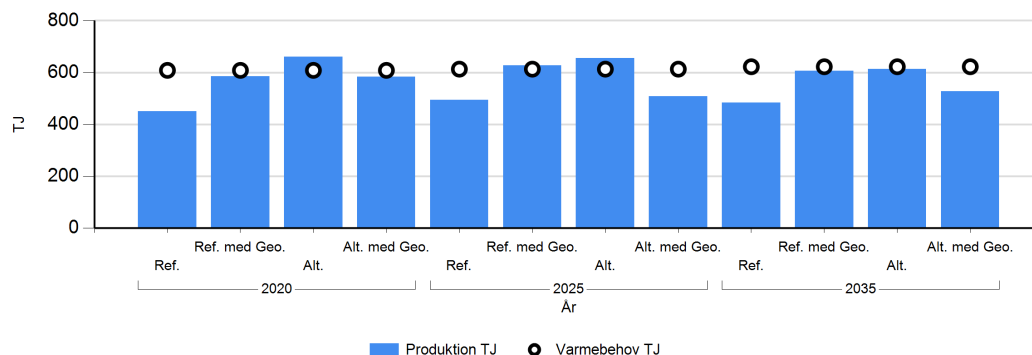
Solvarmeanlæg

m2	2035
Brændsel og Anlægstyper	Alt.
Solvarme	16.917

Tabel 2: Udvikling i kapaciteten af solvarmeanlæg for DTU-Holte-Nærum.

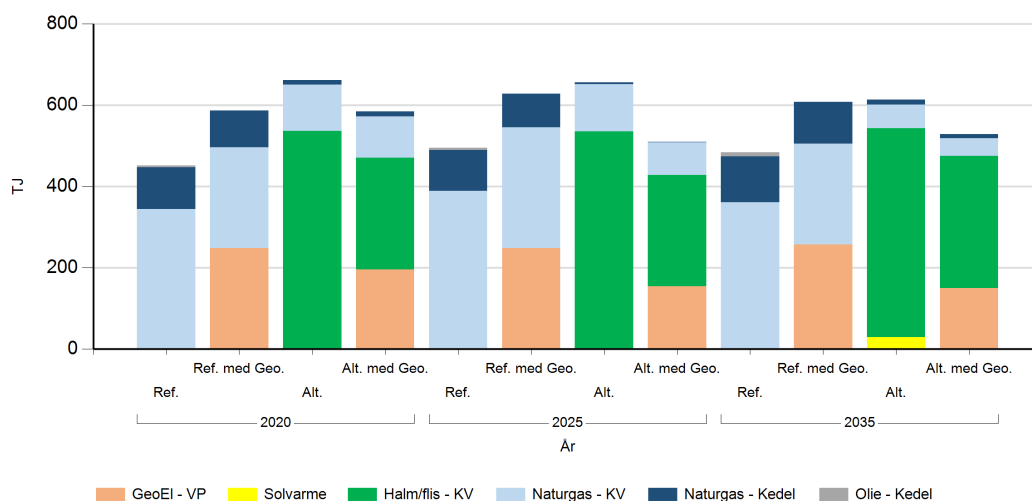
Fjernvarmeproduktion

Fjernvarmeproduktion i forhold til fjernvarmebehov



Figur 2: Fjernvarmeproduktion i forhold til fjernvarmebehov for DTU-Holte-Nærum. 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 DTU-Holte-Nærum.

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.
Olie - Kedel	5,1				5,3				9,3			
GeoEI - VP		247,8		194,7		247,5		153,9		256,2		149,3
Naturgas - Kedel	102,6	90,0	11,4	13,0	100,6	82,5	4,7	1,2	113,0	102,7	12,7	9,7
Naturgas - KV	343,6	248,3	114,0	101,2	388,2	297,1	116,6	79,4	360,8	248,2	58,5	43,7
Solvarme											28,9	
Halm/flis - KV			535,8	275,5			534,3	274,2			513,3	325,4

Tablet 2: Fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper for DTU-Holte-Nærum.

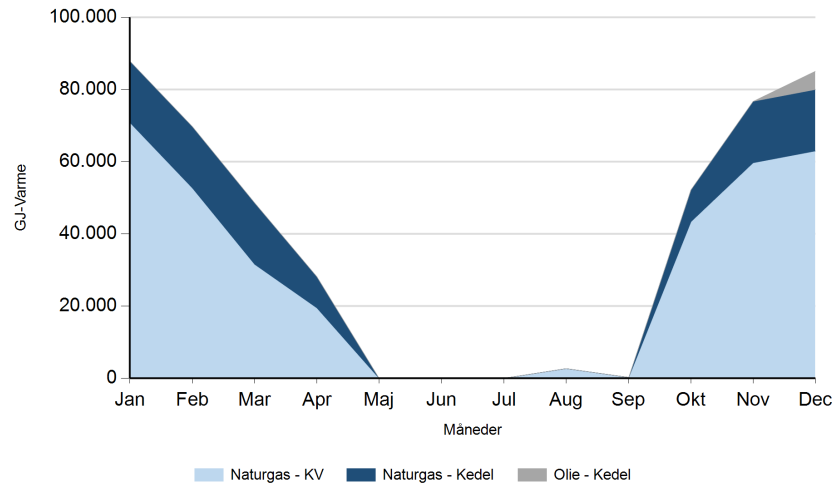
Fuldlasttimer for varmeproduktion

Fuldlast 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.
Olie - Kedel	1				1				3			
GeoEl - VP		5.136		4.036		5.130		3.190		5.312		3.095
Halm/flis - KV			5.858	6.371			5.841	5.984			5.612	5.838
Naturgas - Kedel	3.975	3.494	459	526	3.894	3.215	200	53	4.375	3.967	508	381
Naturgas - KV	3.079	2.225	1.022	907	3.479	2.663	1.045	711	3.233	2.224	524	392

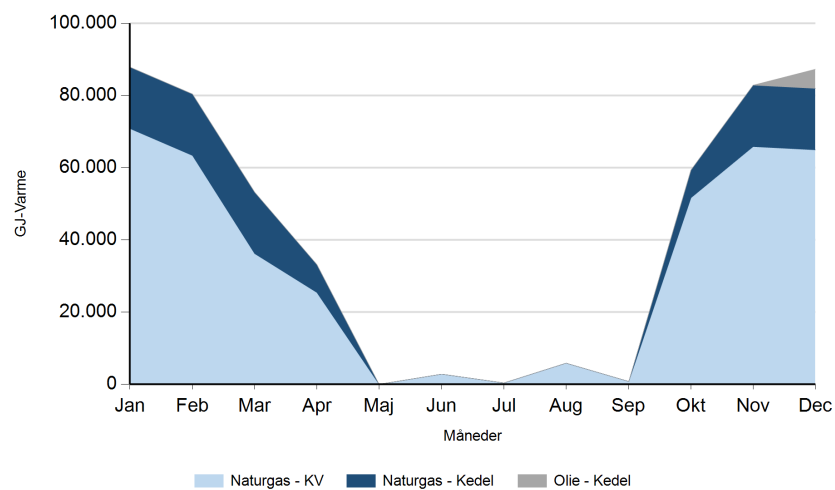
Tabel 4: Antal af fuldlasttimer for varmeproduktion i DTU-Holte-Nærum.

Månedlig varmeproduktion fordelt på brændsler og anlægstyper for DTU-Holte-Nærum.

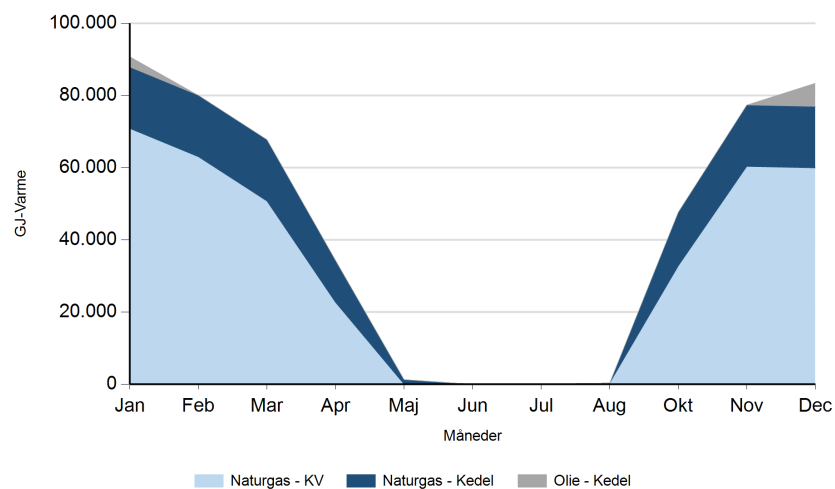
Ref. 2020



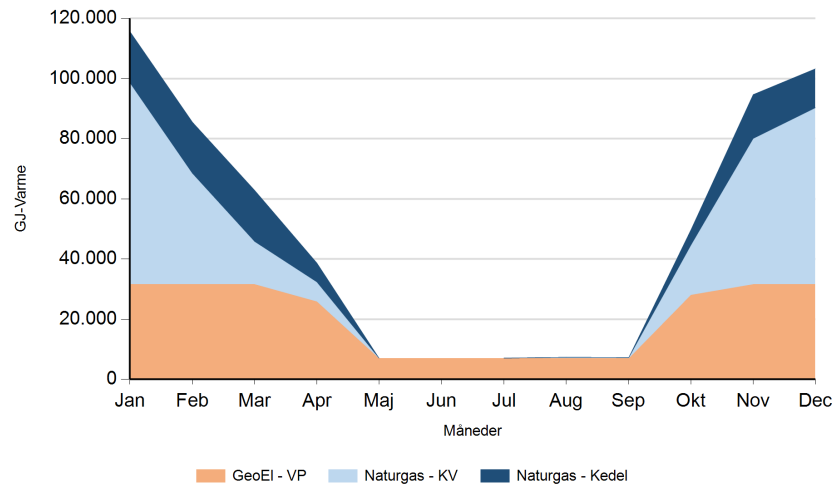
2025



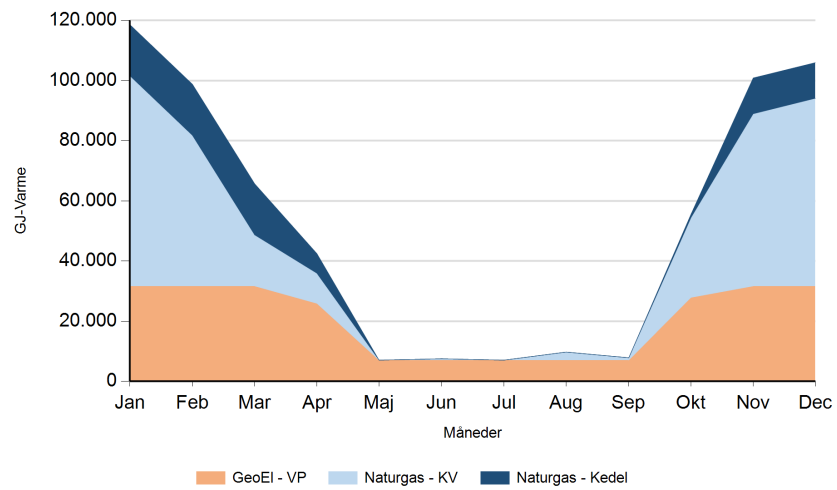
2035



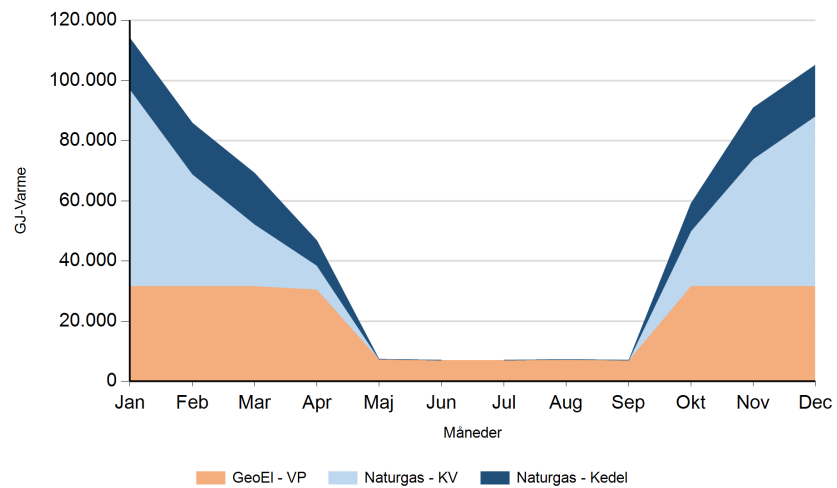
Ref. med Geo. 2020



2025

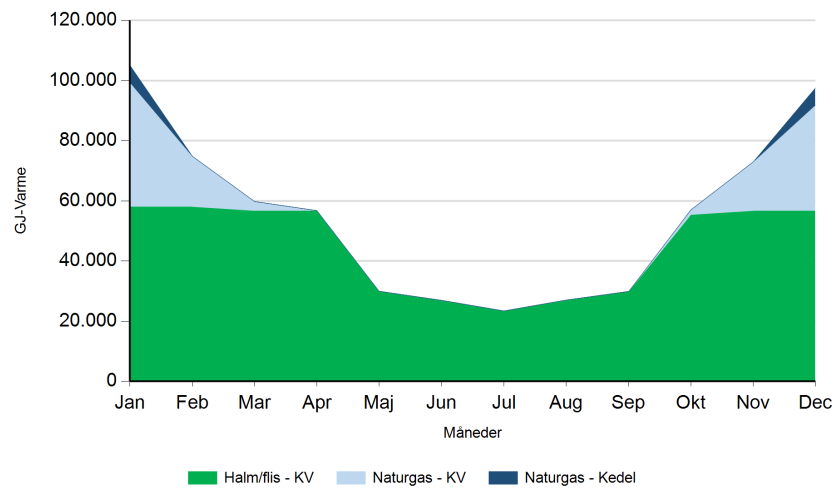


2035

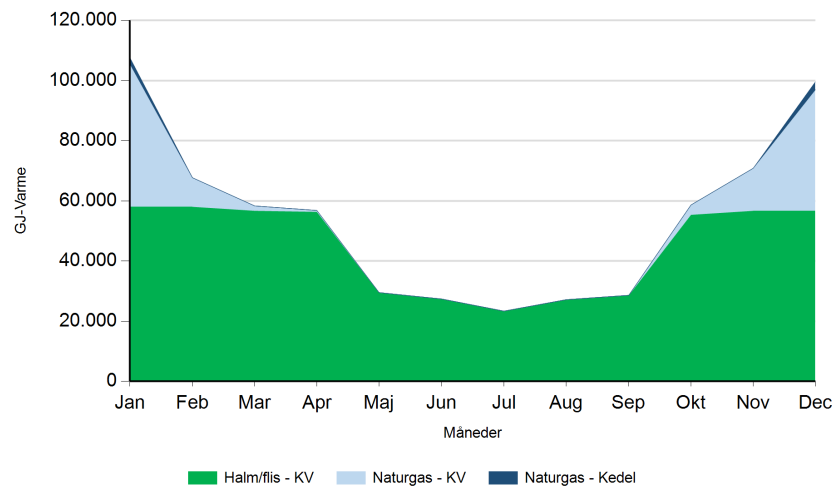


Alt.

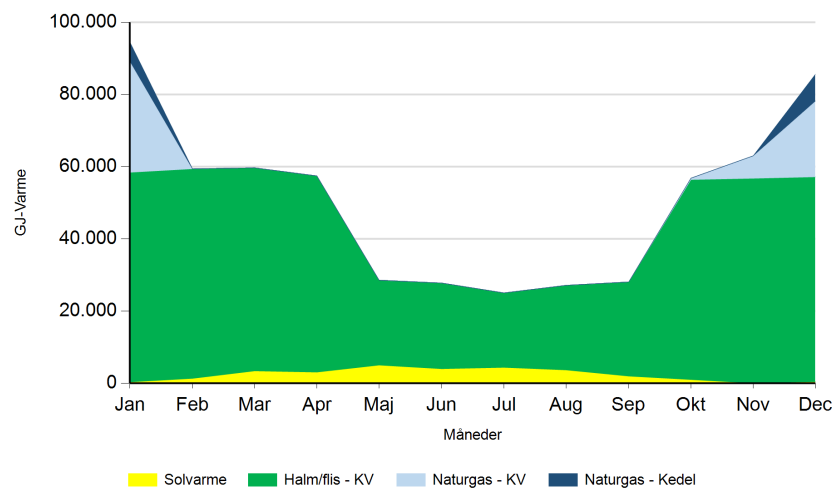
2020



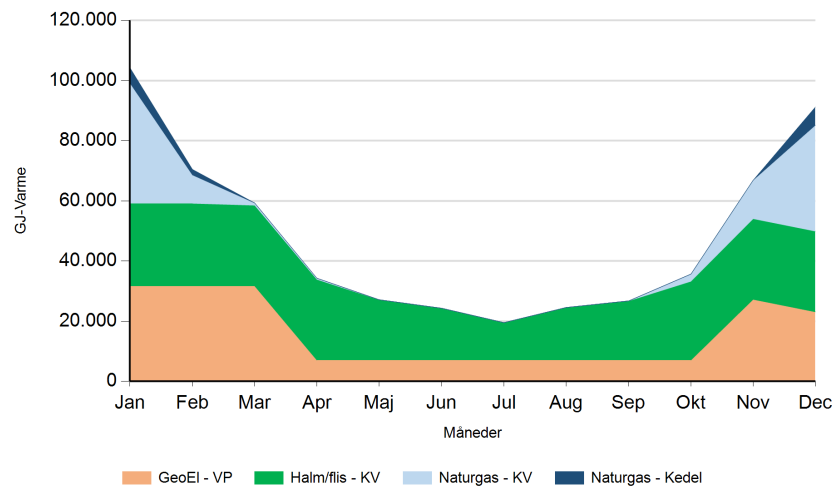
2025



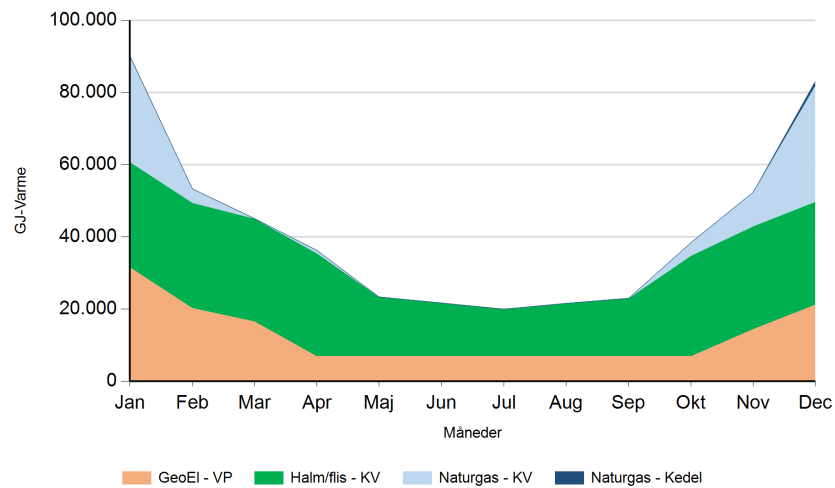
2035



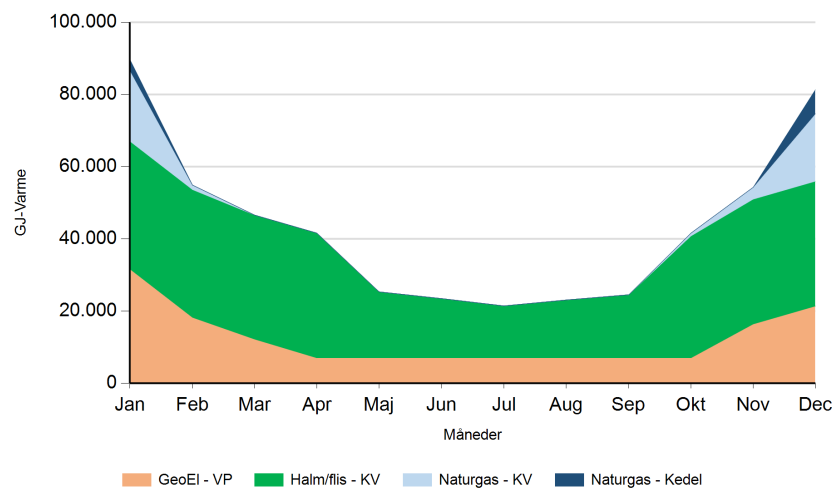
Alt. med Geo. 2020



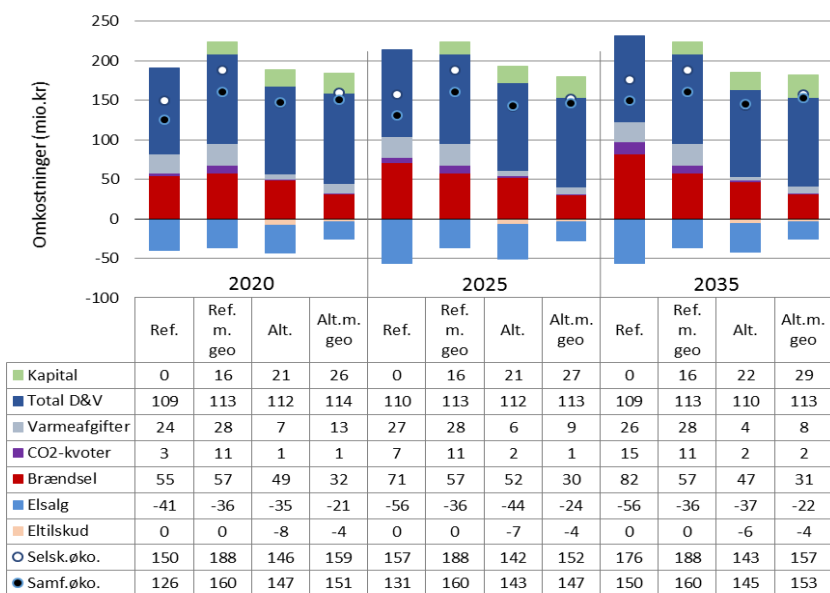
2025



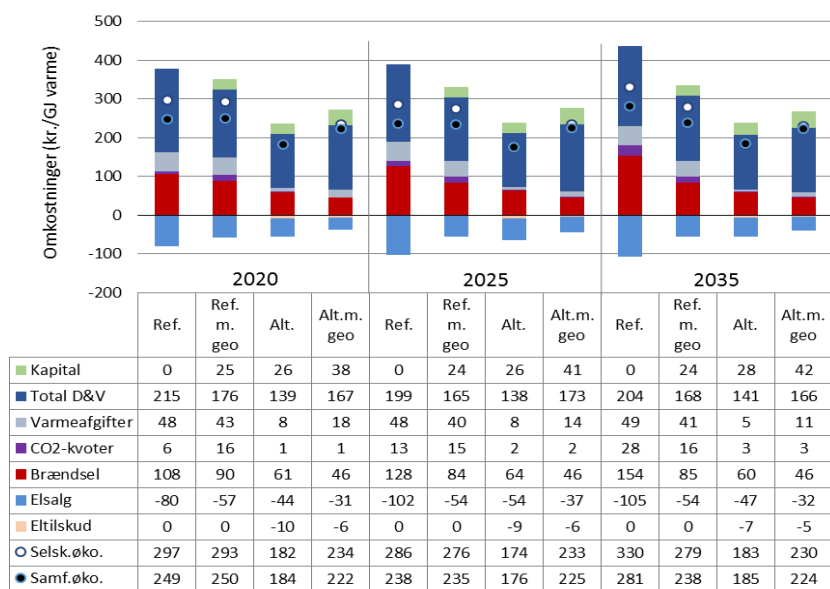
2035



Figur 5: Fjernvarmeproduktion over året fordelt på brændsler og anlægstyper for DTU-Holte-Nærum.



Figur 6: Samlede varmeomkostninger for området DTU-Holte-Nærum



Figur 7: Samlede varmeproduktionsomkostninger for området DTU-Holte-Nærum

Det geotermiske screeningsprojekt

DTU-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 DTU-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	16
5.2	Reservoirkvalitet	19
5.2.1	Tolkning af lithologi.....	23
5.2.2	Vurdering af tykkelser, lerindhold og porøsitet	25
5.2.3	Permeabilitet.....	26
5.2.4	Transmissivitet	28
5.3	Temperatur	29
5.4	Salinitet.....	30
6.	Referencer	31

1. Introduktion

I denne rapport præsenteres relevante geologiske data som grundlag for en vurdering af de dybe geotermiske muligheder ved en lokalitet beliggende ved Danmarks Tekniske Universitet (DTU) i den nordlige del af Kongens Lyngby på adressen Anker Engélunds Vej 411, 2800 Kongens Lyngby (Figur 1). Lokaliteten har tidligere været genstand for en gennemgang af de geologiske forudsætninger for udnyttelse af dyb geotermisk energi (Mathiesen et al. 2010). 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).

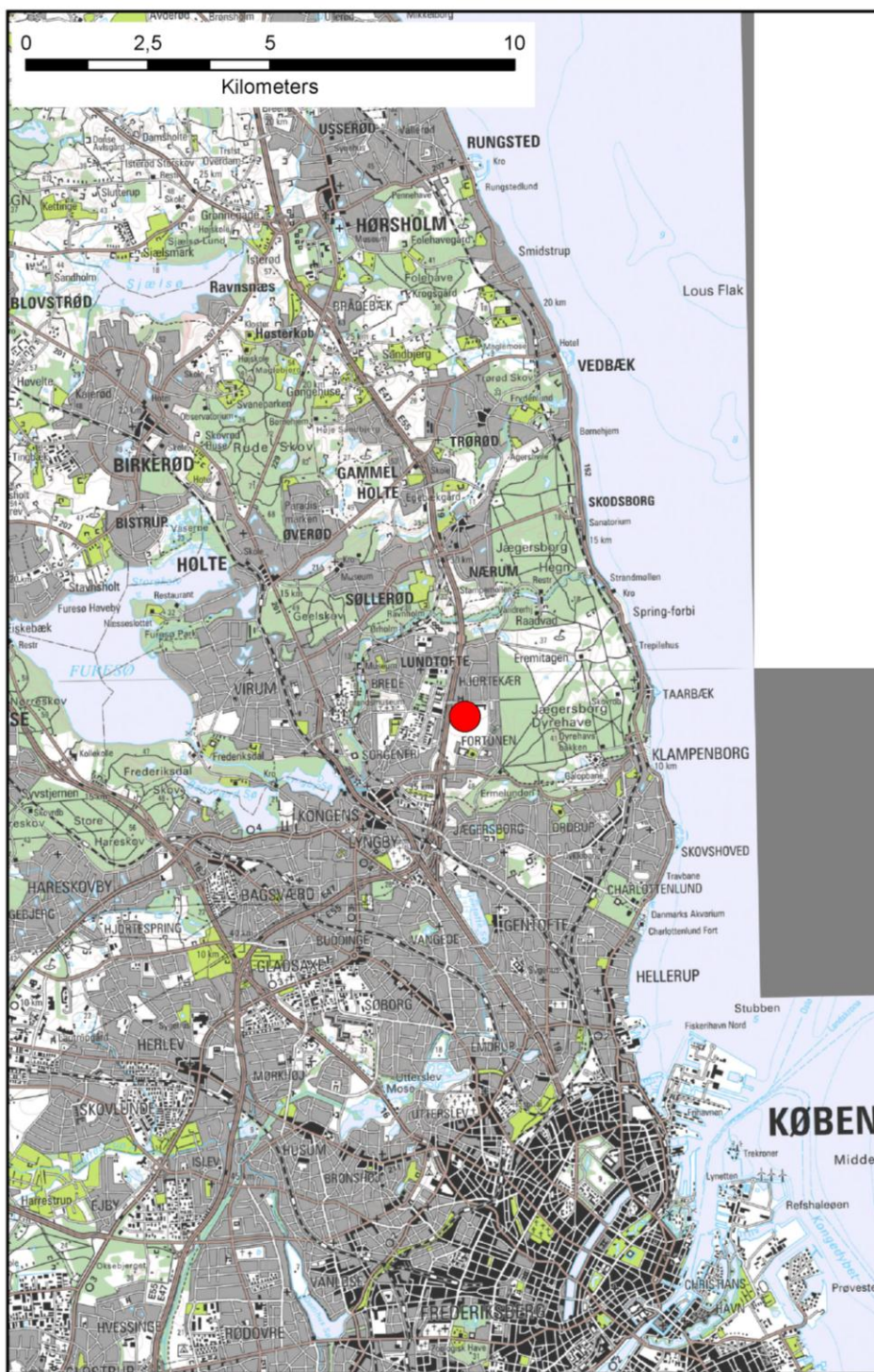
DTU-Holte-Nærum fjernvarmeområde udgør ét af 28 fjernvarmeområder, der skal screenes for de geotermiske muligheder ved en udvalgt lokalitet. Screeningen sker for midler afsat i den Energipolitiske aftale af 22. marts 2012. De 28 fjernvarmeområder er i udgangspunktet valgt ud fra, at deres varmemarked er større end 400 TJ/år og at de 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 DTU-Holte-Nærum-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 DTU-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 1945 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 lokaliteten og som udgør et input til efterfølgende økonomiske beregninger mm., er samlet i Tabel 3.1 i afsnit 3. I afsnit 3 evalueres det geotermiske potentiale endvidere, og der gives anbefalinger til eventuelle supplerende undersøgelser. I de efterfølgende afsnit dokumenteres datagrundlaget,

og 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 ved DTU (rød cirkel) i den nordlige del af Kongens Lyngby.

2. Geologisk baggrund

Kongens Lyngby-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 Kongens Lyngby-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 vest af nogle nordvest–sydøst løbende forkastninger/forkastningszoner; Nordsjælland Forkastningen i den nordlige del af Sjælland efterfulgt af henholdsvis Amager Forkastningen og Øresund Forkastningen længere mod syd. Mod nordøst afgrænses sub-bassin af ”Romeåsen Forkastningszonen”. Prognoselokaliteten repræsenterer en position i grænseområdet mellem to halvgrave (Nordsjælland Halvgraven og Hølviken Halvgraven), der danner strukturelle delelementer i Øresund Sub-bassin.

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 hævning 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. Forkastningsbettinget 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 muddersten 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 salt diapirer). 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.

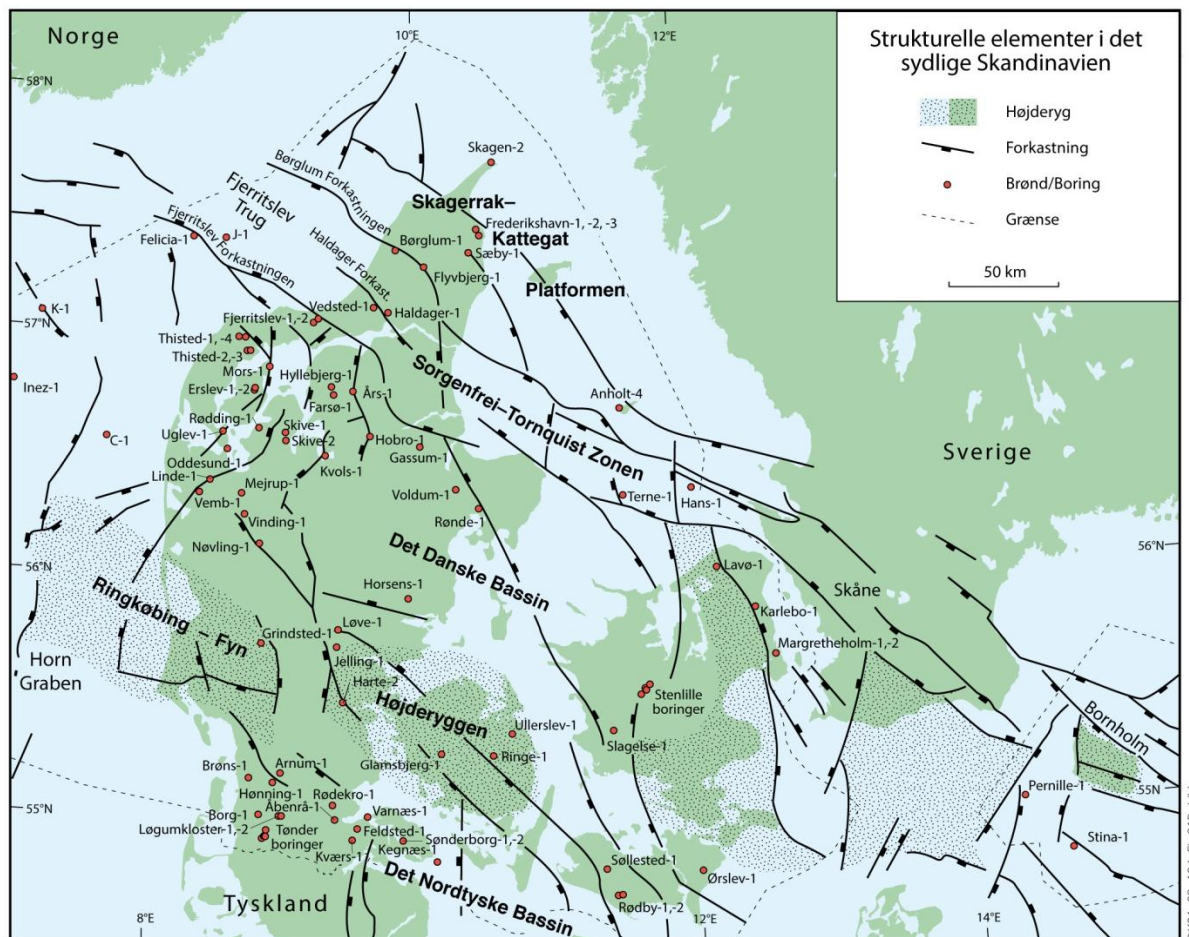
I Kongens Lyngby-området er Øvre Perm – Kvartær lagserien omkring 2,0–2,5 km tyk (Vejbæk & Britze 1994). I området vurderes potentielle geotermiske sandstensreservoirer at kunne være til

stede i den Nedre Triassiske Bunter Sandsten Formation, den Øvre Triassiske – Nedre Jurassiske Gassum Formation og muligvis i en "Nedre Jurassisk enhed" og en "Nedre Kretassisk enhed" (Mathiesen et al. 2014). Dette er baseret på, at formationerne og enhederne i større områder vurderes til at kunne indeholde geotermiske sandstensreservoirs 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 boringer 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. I Kongens Lyngby-området er omfanget af tilgængelige data meget begrænset, og som følge heraf er kendskabet til udbredelsen, tykkelsen og dybden til relevante formationer og enheder tilsvarende begrænset.

Gassum Formationen vurderes til at udgøre det primære mål for geotermisk indvinding på prognoselokaliteten, da denne vurderes til at have de bedste reservoirgenskaber baseret på reservoirdata fra de nærmeste boringer (Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A). Fokus er derfor i det efterfølgende på Gassum Formationen i vurderingen af det geotermiske potentiale ved prognoselokaliteten i den nordlige del af Kongens Lyngby. "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 hævning 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. I det vestlige Skåne findes tidsækvivalente aflejringer til Gassum Formationen med sandsten, der afspejler aflejring i tidevands- og flodkanaler, overskylsfaner, kystsand og deltaer mm. (Ahlberg 1994). Sedimenterne i det vestlige Skåne repræsenterer således mere vekslende aflejringsforhold, 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).



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 DTU-lokaliteten

De geologiske data for Gassum Formationen ved DTU-lokaliteten er samlet i Tabel 3.1. Usikkerheden på de angivne estimater bygger på en generel og erfaringsmæssig vurdering af tolkningsusikkerheden 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. 1912–2043 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. 62 °C i midten af formationen. Reservoirværdierne vurderes 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 17 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 %).

Der knytter sig en stor usikkerhed til de viste parameterværdier. Dette skyldes, at prognoselokaliteten ligger i et område, hvor undergrunden er strukturelt kompleks, og hvor den seismiske datadækning er meget ringe, og datadækningen i form af borer er ringe. Dybden til Gassum Formationen samt dens tykkelse og reservoirgenskaber baserer sig således på data fra de to nærmeste dybe borer. På grund af den meget ringe seismiske datadækning er det heller ikke muligt at afgøre, om forkastninger opsplitter Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. 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 215 meter tyk med toppen liggende ca. 1700 m.u.h. Kridt og Danien lagseriens kalkaflejringer vurderes til at være ca. 1600 meter tykke og beliggende ca. 30–1630 m.u.h.

**I Mathiesen et al. 2013 angives det, baseret på foreløbige kriterier, at reservoirs 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.

DTU-lokaliteten			
UTMz32 X: 721.522 m; Y: 6.187.820 m Terrænkote: ca. 36 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.]	1912	15 ³	1625–2199 ³
Tykkelse af formation [m]	131	40 ³	79–184 ³
Andel af sandsten i formationen			
Tykkelse af Gross sand [m]	62	20 ³	49–74 ³
Tykkelse af Potentielt reservoirsand ⁴ [m]	47	30 ³	33–61 ³
Potentielt reservoirsand/formation ⁵	0,36	30 ³	0,25–0,46 ³
Potentielt reservoirsand/Gross sand ⁶	0,76	30 ³	0,53–0,98 ³
Vandlevende egenskaber (reservoirsand)			
Porøsitet [%]	21	15 ³	18–24 ³
Gas-permeabilitet [mD]	295	5 ⁷	59–1475 ⁷
Reservoir-permeabilitet ⁸ [mD]	368	5 ⁷	74–1838 ⁷
Reservoir-transmissivitet (Kh) ⁹ [Dm]	17	6 ⁷	3–103 ⁷
Temperatur			
Temperatur ¹⁰ [°C]	62	10 ³	56–68 ³
Tekstur og cementering (sandsten)		Vurdering	
Kornstørrelse/sortering/afrundingsgrad	Fin til mellem kornstørrelse; sorteret til velsorteret; subkantede til afrundede korn		
Diagenese/cementering	Svagt cementerede til cementerede, kalkfrie eller kalkholdige i varierende grad		
Andre betydende parametre		Vurdering	
Salinitet	Kloridkoncentrationen er væsentlig under mætningspunktet for NaCl		
Sedimentologisk kontinuitet	Stor		
Strukturel kontinuitet	Lille, men vanskeligt at udtale sig præcist om på grund af en meget ringe seismisk datadækning		

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 på kanten af 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 reservoirdierne, 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 og Margretheholm-1/1A brøndene, ligesom der bør indgå en øst-vest gående linje til at stedfæste Nordsjælland Forkastningen og associerede forkastninger til denne. Endvidere bør linjeføringen 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 60 km ny seismik.

Ved en eventuel udførelse af en efterforskningsboring bør der undervejs indsamles information om reservoiregenskaberne 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 Kongens Lyngby-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 Margrethholm-1/1A og -2, Karlebo-1/1A og Lavø-1, der er placeret henholdsvis ca. 13, 16 og 35 km fra prognoselokaliteten. På større afstand, omkring 65 km, findes Stenlille-brøndene, og i en afstand af omkring 85 km findes Slagelse-1. Offshore findes endvidere Hans-1 og Terne-1, der er beliggende henholdsvis ca. 72 og 89 km nordvest for prognoselokaliteten (Figur 2).

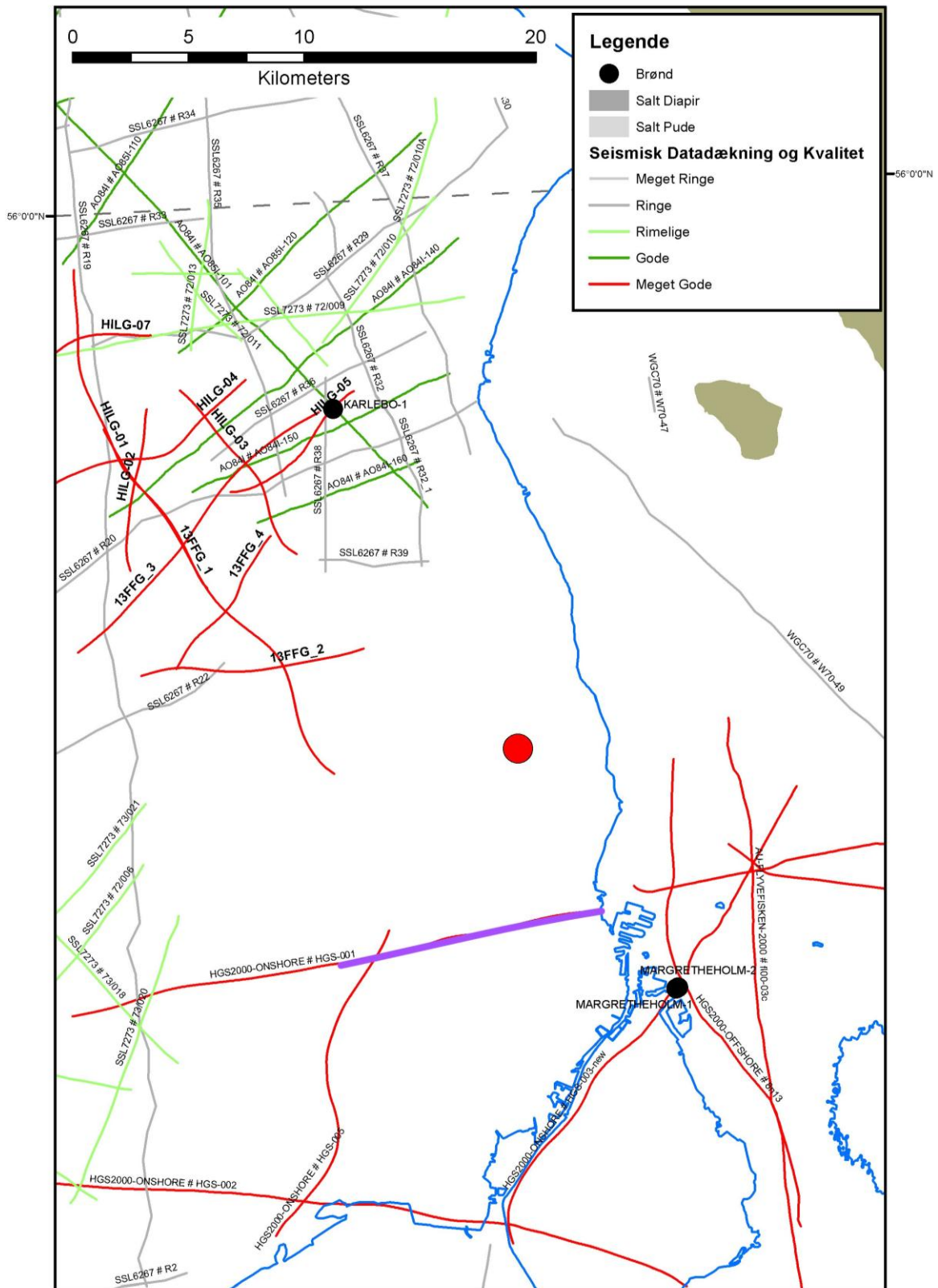
I Margrethholm-1/1A er der optaget en fuld logsuite, og da loggene desuden er af god kvalitet, er det derfor muligt at bestemme porøsitetfordelingen ret præcist. I Karlebo-1/1A boringen er der ikke optaget en fuld logsuite, men kun gamma-ray, sonic og modstandslog. Loggene fra Karlebo-1/1A er imidlertid af rimelig kvalitet, hvilket muliggør en rimelig bestemmelse 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 Margrethholm-2 er der heller ikke optaget en fuld logsuite, og det er ikke muligt at tolke flere relevante reservoirparametre. Logdata fra Stenlille-boringerne er af god kvalitet, men vurderes ikke så relevante i estimeringen af reservoirforholdene ved prognoselokaliteten, da boringerne ligger langt fra lokaliteten i et område, som er strukturelt anderledes. 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. Overordnet set vurderes brønddækningen som værende ringe, mens kvaliteten af brønddata vurderes som værende rimelig til god 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. Der foreligger ikke seismiske data fra Kongens Lyngby-området, og den seismiske datadækning er følgelig meget ringe i vurderingen af prognoselokaliteten. Nærmeste seismiske linje (HGS-001) er indsamlet ca. 7 km syd for lokaliteten, og er af meget god kvalitet.

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.

		Margretheholm-1/1A (13 km)	Karlebo-1/1A (16 km)	Lavø-1 (35 km)
Kalk Gruppen	Dybdeinterval (m.u.h.)	111–1591	147–1668	42–1915
	Tykkelse (m)	1480	1521	1873
Fjerritslev Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1639–1833	1753–1991	2045–2265
	Tykkelse (m)	194	238	220
Gassum Fm	Dybdeinterval (m.u.h.)	1833–1969	1991–2118	2265–2340
	Tykkelse (m)	135	127	75



Figur 3: Placering af prognoselokalitet (rød cirkel) og nærmeste brønde samt placering og kvalitet af seismiske linjer i regionen. Den del af den seismiske linje (HGS-001), 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.

5.1 Udbredelse og kontinuitet af formationer og interne reservoirer

5.1.1 Seismisk tolkning og kortlægning

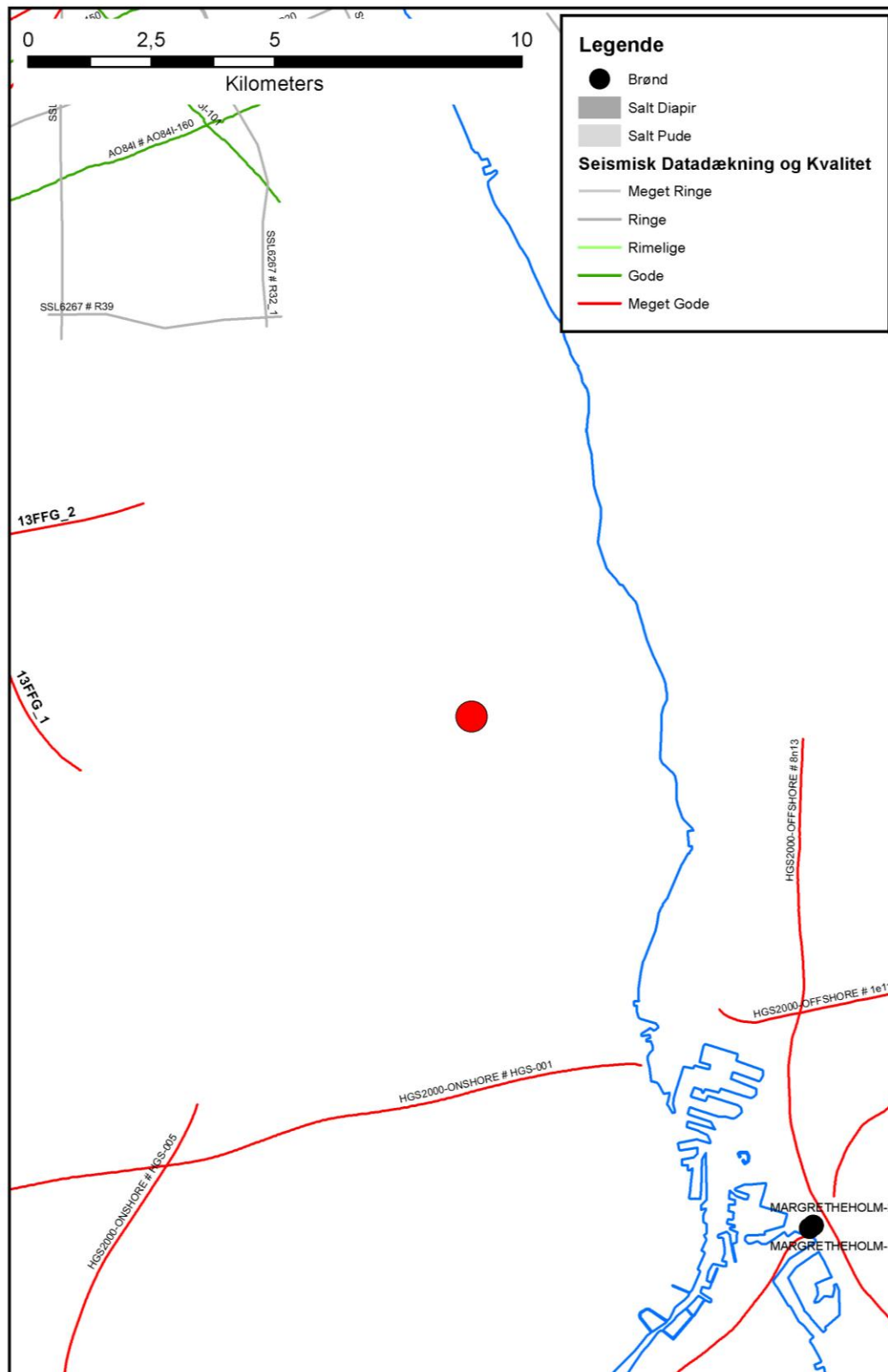
Dybder og tykkelser af udvalgte lagserier i undergrunden ved prognoselokaliteten ses i Tabel 5.1. I Kongens Lyngby-området vurderes Gassum Formationens top til at være til stede ca. 1912 m.u.h. med en vurderet usikkerhed på $\pm 15\%$. Tykkelsen af formationen vurderes til at være 131 meter med en usikkerhed på omkring $\pm 40\%$. Dette er baseret udelukkende på et gennemsnit af dybden til formationen og dens tykkelse i de to nærmeste brønde, Margretheholm-1/1A og Karlebo-1/1A.

De seismiske linje HGS-001 (Figur 3 og 4) er anvendt til at fremstille et omtrent vest-øst orienteret seismisk profil, der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 7 km. Profilet er vist med tolkede seismiske horisonter i Figur 5. Det fremgår af figuren, at Nordsjælland/Amager forkastningszonen gennemskærer alle formationer inklusive Kalkgruppen. Prognoselokaliteten ligger sandsynligvis inden for denne strukturelt komplekse zone, og det er derfor muligt, at Gassum Formation omkring prognoselokaliteten varierer i tykkelse og gennemskæres af forkastninger. Den strukturelle kontinuitet omkring selve prognoselokaliteten forventes derfor at være lille. På grund af den forholdsvis store afstand er det dog vanskeligt at afgøre, hvor repræsentativt det seismiske profil er for prognoselokaliteten. Umiddelbart forventes det dog, at områder med moderat eller stor strukturel kontinuitet kan findes et par kilometer øst og vest for prognoselokaliteten.

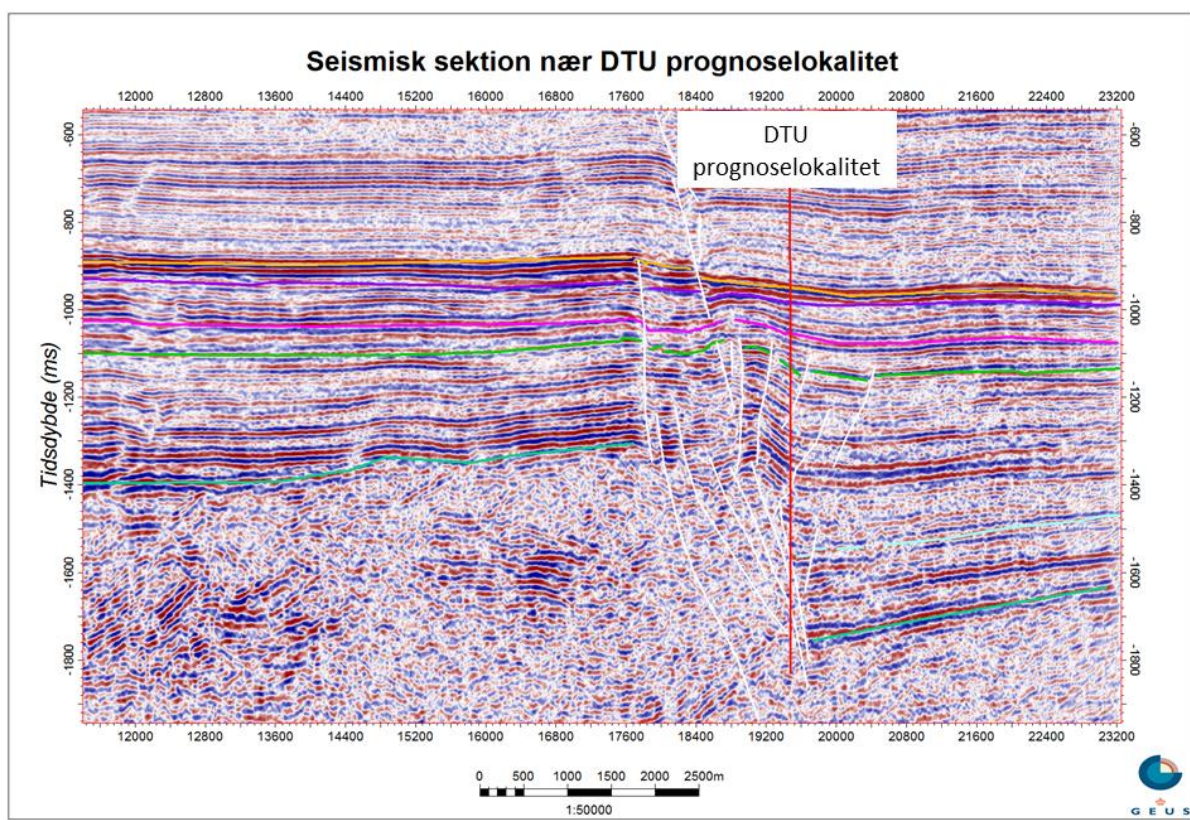
Tabel 5.1: Dybdeintervaller og tykkelser af udvalgte lagserier ved prognoselokaliteten, som er estimeret på baggrund af data fra de nærmeste borer (Margretheholm-1/1A og Karlebo-1/1A). Der foreligger kun data om Bunter Sandsten Formationen fra Margretheholm-1/1A.

Prognoselokalitet	Dybdeinterval (m.u.h.)	Tykkelse (m)
Danien kalksten & Kalk Gruppen	30–1630	1600
Nedre Kretassisk enhed	1660–1696	36
Fjerritslev Fm	1696–1912	216
Nedre Jurassisk enhed ¹	1767–1912	145
Gassum Fm	1912–2043	131
Bunter Sandsten Fm	2376–2651	275

¹ Nedre Jurassisk enhed henregnes her til den nederste del af Fjerritslev Formationen.



Figur 4: Indsamlede seismiske linjer omkring prognoselokaliteten. En del af den seismiske linje HGS-001 (markeret på Figur 3) er anvendt til at fremstille et seismisk profil med tolkede seismiske horisonter i Figur 5.



Figur 5: Omtrent vest-øst orienteret seismisk profil (HGS-001), der passerer syd om prognoselokaliteten i en afstand af ca. 7 km (Figur 3 og 4). Prognoselokaliteten er projiceret vinkelret ind på profilet og er markeret med en rød, lodret streg. Det fremgår af profilet, at den projicerede prognoselokalitet er beliggende i en ca. 2 km bred forkastningszone (Nordsjælland/Amager Forkastningszonen). Dybden til og tykkelsen af Gassum Formationen er ikke konstant henover denne zone, og individuelle forkastninger forskyder Gassum Formationen med op til 25 m (forkastninger er markeret som stejle hvide streger). På begge sider af forkastningszonen har formationen gennemgående en moderat til stor strukturel kontinuitet. Dybde er angivet som seismisk tovejs-tid i millisekunder. Oppefra og ned er følgende tolkede horisonter vist på figuren: Basis af Kalkgruppen (orange), Top Fjerritslev Fm (lilla), Top Gassum Fm (lyserød), Top Vinding Fm (lysegrøn), Top Bunter Sandsten Fm (lyseblå) og 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. I tabellen ses tykkelsen af Gassum Formationen i de enkelte brønde. Endvidere er der vist hvor mange meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoir-egenskaber (Potentielt reservoirsand), formationen 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,

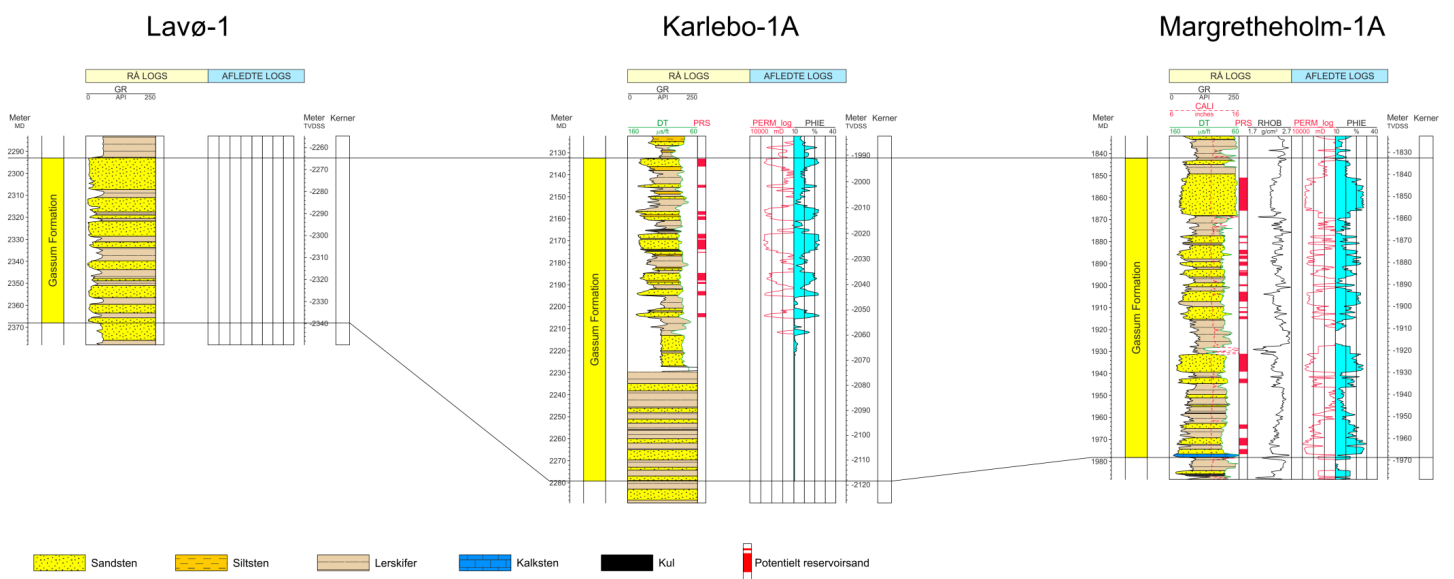
at der forekommer tidsækvivalente, men mere randnære sedimenter til Gassum Formationen i det vestlige Skåne (Ahlberg 1994). I de to nærmeste brønde til prognoselokaliteten, Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A, er formationen henholdsvis 127 og 135 m tyk (Tabel 5.2).

Over afstande viser Gassum Formationen en variation i den interne fordeling af sand- og lersten; eksemplificeret ved Lavø-1, Karlebo-1/1A og Margretheholm-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. Flere af de sandstensintervaller, der ses i de ovennævnte brønde, er antagelig også til stede i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten. Den sedimentologiske kontinuitet vurderes derfor til at være stor.

Tabel 5.2: Tykkelser af Gassum Formationen, estimerede antal meter sandsten (Gross sand), og heraf meter sandsten med gode reservoirgenskaber (Potentielt reservoirsand), i de nærmeste sjællandske brønde, hvis omtrentlige placeringer ses på oversigtskortet i Figur 2. 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
Margretheholm-1/1A	135	63	54
Karlebo-1/1A	127	60 ¹	40 ¹
Lavø-1	75	50	
Stenlille-1	144	124	123
Stenlille-19	145	99	98

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 de to nærmeste borer, Karlebo-1/1A og Margrethholm-1/1A, der ligesom prognoselokaliteten er beliggende indenfor Øresund Sub-basinet. Reservoirdata fra de to borer er vægtet lige højt.

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 borer. 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).

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). 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 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-permeabilitets sammenhænge etc.). Ved sammenligning af Tabel 5.5 og 5.6 med Tabel 3.1 fremgår det, at usikkerheden på reservoirværdierne ved prognoselokaliteten generelt er større end de angivne usikkerheder på reservoirværdierne for Karlebo-1/1A og Margrethholm-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 <i>effektiv</i> porøsitet	PHIE	fraction	Beregnet/tolkede 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/tolkede log kurve
Log-beregnet lermængde	Vshale	fraktion	Beregnet/tolkede 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
Vandlevende 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 logporøsitet (> 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 pumpetest 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*.

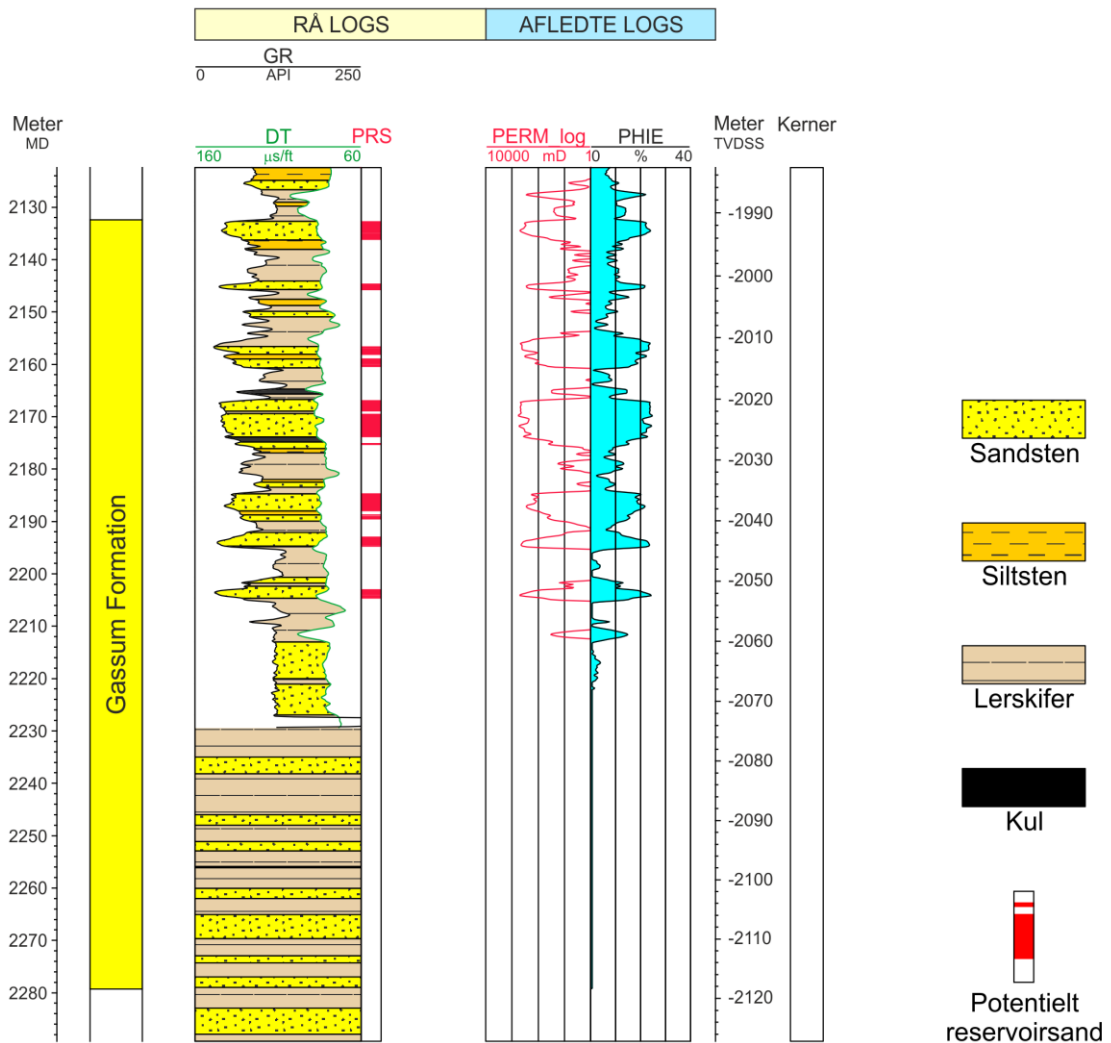
⁸ *Reservoir-permeabilitet* er den permeabilitet, som forventes målt i forbindelse med en pumpe-test eller en brøndtest. *Reservoir-permeabiliteten* er estimeret ved at multiplicere *Gas-permeabilitet* med en opskaleringsfaktor på 1,25.

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

5.2.1 Tolkning af lithologi

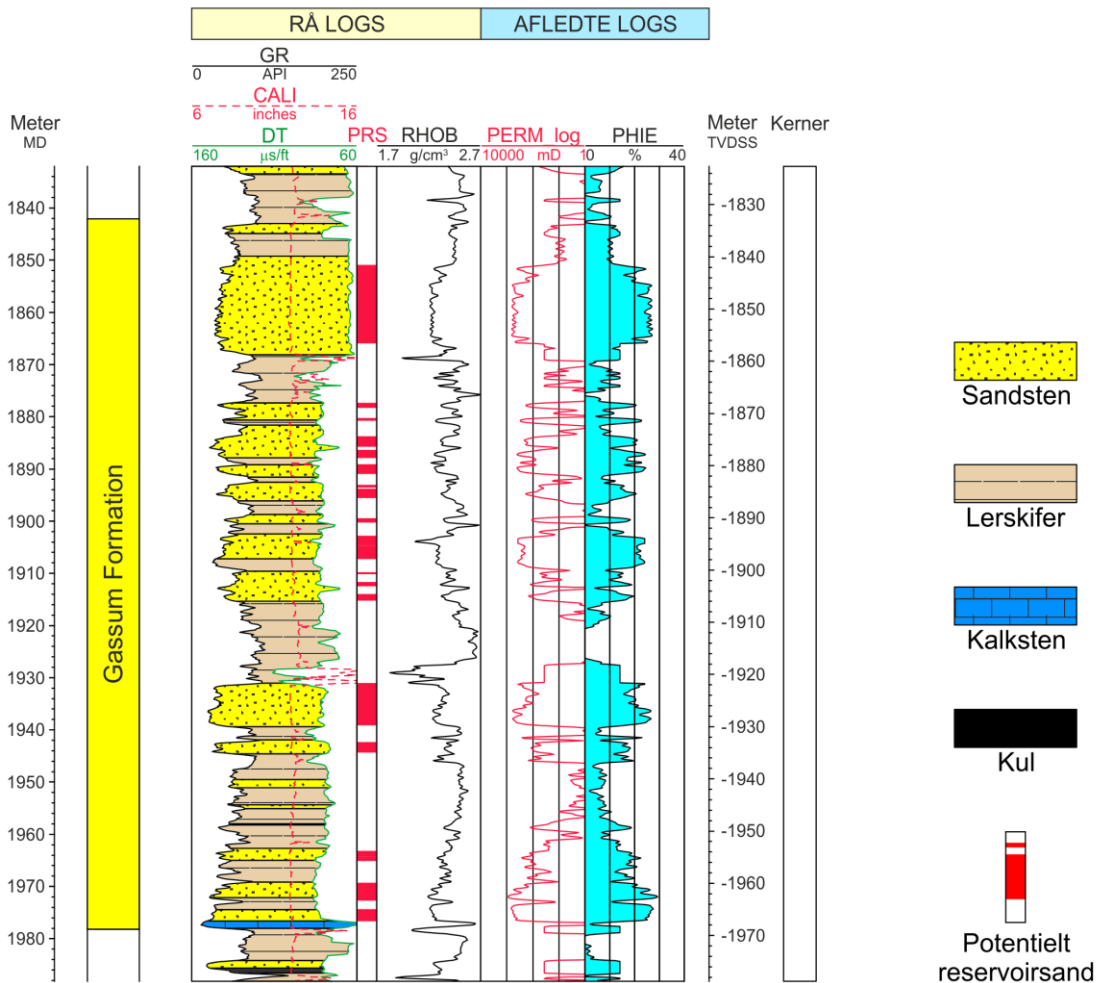
På baggrund af logdata og eksisterende beskrivelser af opboret materiale fra Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A borerne har GEUS tolket variationen af den bjergartsmæssige sammensætning indenfor Gassum Formationen, dvs. en tolkning af lithologien og primært fordelingen af sand- og lersten (Figur 6–8). Borepåne-beskrivelserne understøtter logtolkningen, og det fremgår af beskrivelserne, at sandstenene hovedsageligt er fin- til mellemkornede (i Margretheholm-1/1A mest finkornede) og sorterede til velsorterede med subkantede til afrundede sandkorn (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. På baggrund af de ovennævnte oplysninger fra de nærmeste borer vurderes det, at sandstenene i Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er fin- til mellemkornede, 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 (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, TVSS: 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 (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 lyseblåt 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). Tolkningen af Gross-sandets tykkelse er baseret på en forudgå-

ende tolkning af ler-mængden ud fra gamma-loggen, idet det antages, at mængden af ler er proportional med gamma-loggens respons fratrukket baggrundsstrålingen (Tabel 5.7).

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 Margretheholm-1/1A. 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 og ca. 22 % i Margretheholm-1/1A (Tabel 5.5 og 5.6). Porøsitetstolkningen af Karlebo-1/1A boringen er baseret på en ler-korrigeret sonic-log, hvorimod porøsitetstolkningen af Margretheholm-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.

Tabel 5.7: Responsparametre for gamma-ray (GR) log for Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A boringerne.

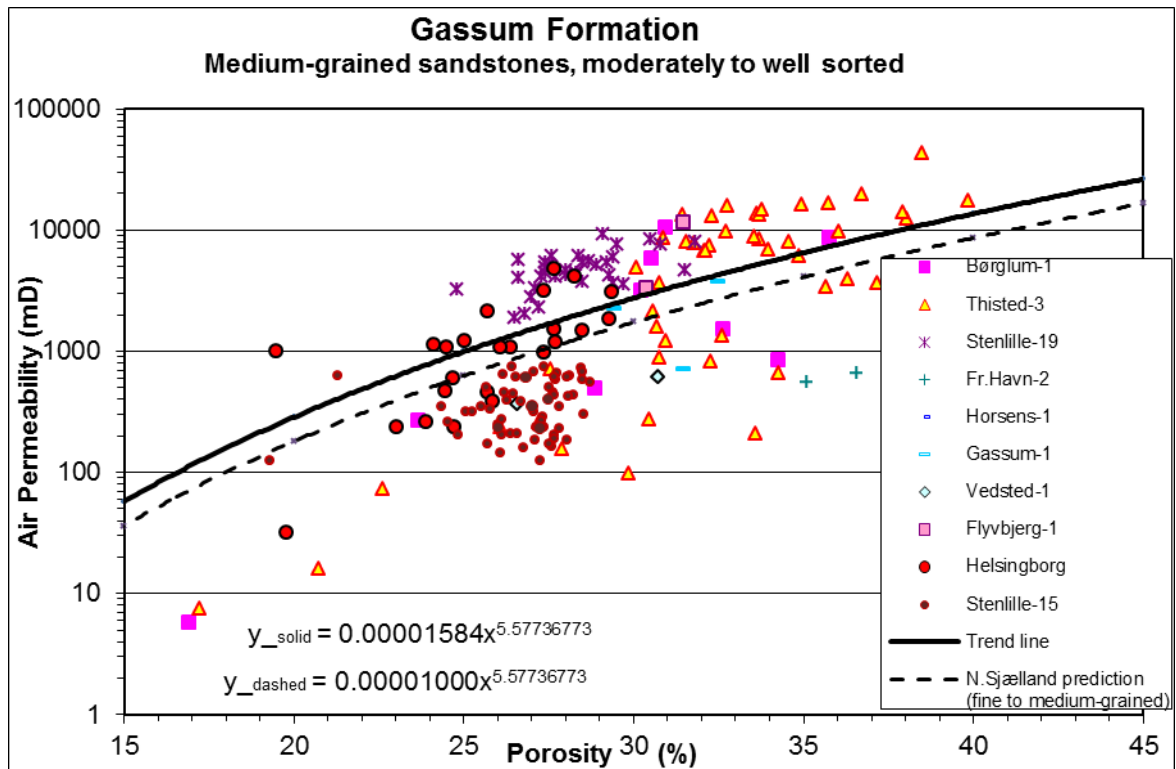
Responsparametre for gamma-ray (GR)	GR/SP_min (baggrundsstråling)	GR/SP_max (respons for rent ler)
Karlebo-1/1A	75	163
Margretheholm-1/1A	90	160

5.2.3 Permeabilitet

For det sjællandske område findes der kun kernemateriale af Gassum Formationen fra Stenlille-boringer samt sidevægskerner fra Margretheholm-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 fra en række jyske boringer samt konventionelle kerneanalyse-data på aflejringer ækvivalente til Gassum Formationen fra boringer i Helsingborg (Figur 9). De plottede data i Figur 9 repræsenterer mellemkornede sandsten, men da reservoirbjergarten ved DTU 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 borespåneprøver fra Karlebo-1/1A boringen er det GEUS' vurdering, at Gassum Formationen inden-

for det Nordsjællandske område overordnet set består at cirka 2/3 mellemkornet sandsten og 1/3 finkornet sandsten. 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 Kongens Lyngby-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 føromtaltte '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 og ca. 300 mD for Margretheholm-1/1A. Dette svarer til reservoir-permeabiliteter på omtrent 360 og 375 mD for henholdsvis Karlebo-1/1A og Margretheholm-1/1A. 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 Margretheholm-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.



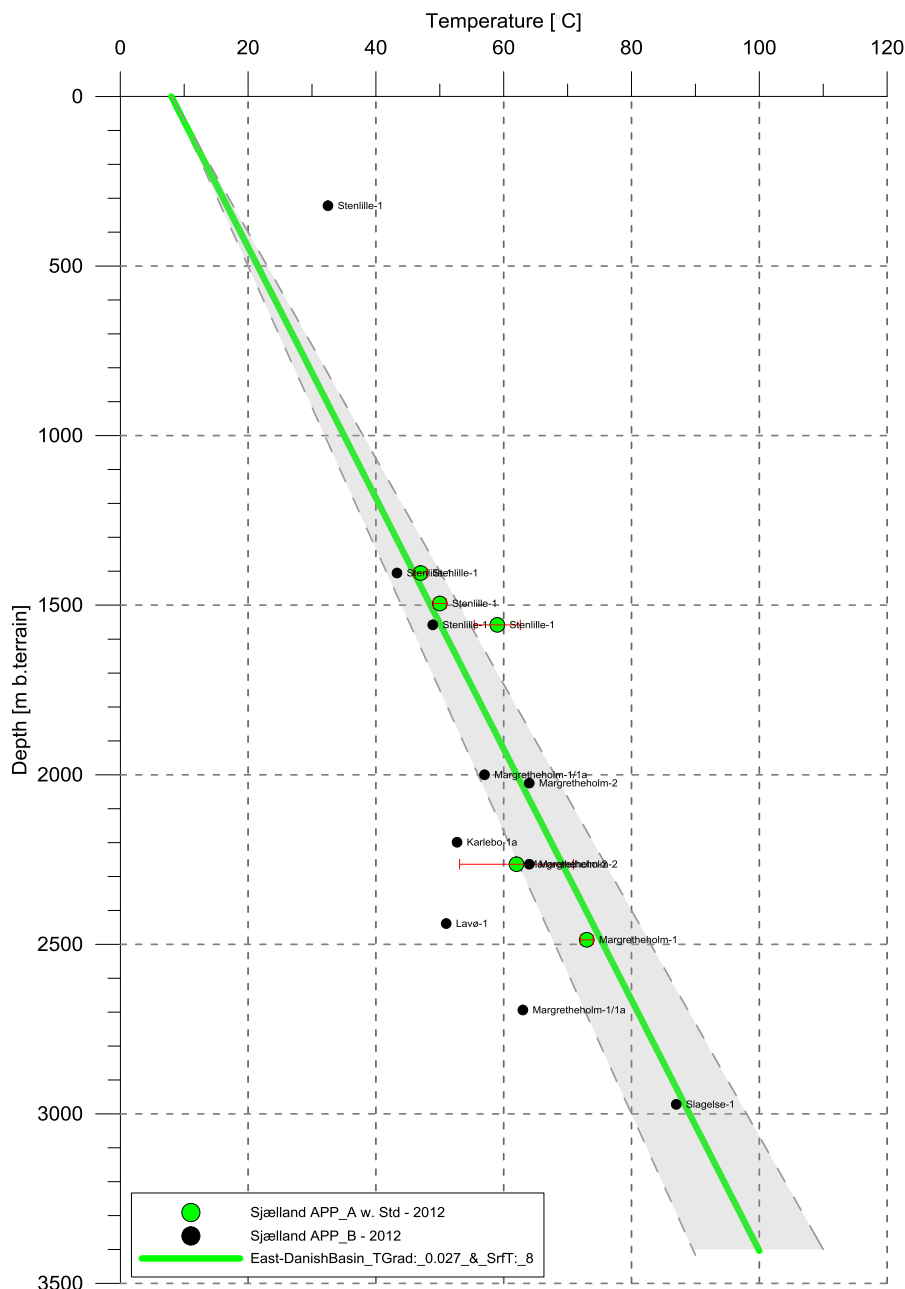
Figur 9: Generaliseret sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet estimeret ud fra kerneanalyse data, dvs. målinger af porøsitet og permeabilitet på små plug prøver, primært fra mellemkornede sandstenslag i Gassum Formationen. Den fuldt optrukne linje repræsenterer tendenslinjen for de plottede datapunkter. 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-relasjonen 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 og ved prognoselokaliteten til ca. 17 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 på 6 (svarende til at dividere, henholdsvis multiplicere den estimerede transmissivitet med denne faktor). Faktoren indeholder en samlet usikkerhed knyttet til permeabiliteten og tykkelsen af Potentielt reservoir sand samt til ekstrapolering af boringsdata til prognoselokaliteten.

5.3 Temperatur

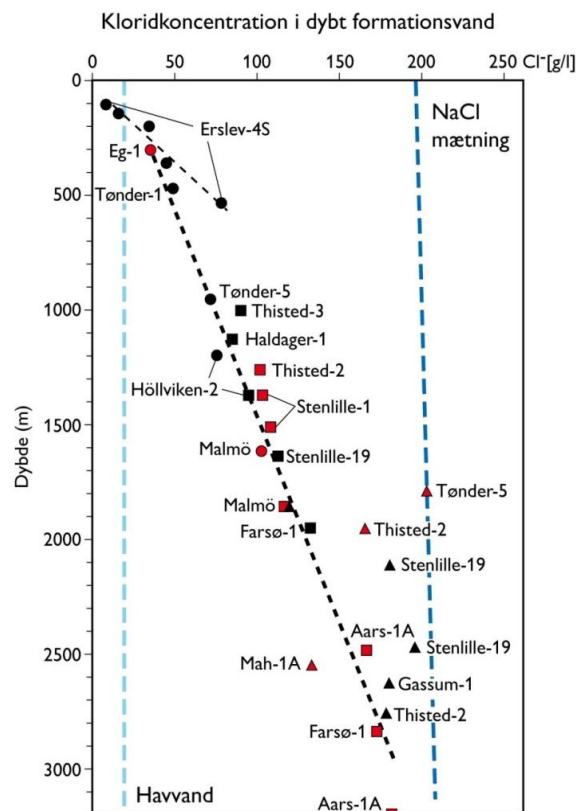
Temperaturen i midten af Gassum Formationen ved prognoselokaliteten er vurderet til ca. $62\text{ °C} \pm 10\%$ ud fra en generel dybde-temperatur relation for det Danske Bassin. Relationen baserer sig på temperaturmålinger i dybe borer i bassinet og er givet ved: $\text{Temp.} = 0,027 \cdot \text{dybde} + 8\text{ °C}$ (Figur 10). Ved prognoselokaliteten er dybden i ligningen sat til 2014 meter og er baseret på den estimerede dybde fra havniveau til toppen af formationen (1912 meter; se Tabel 3.1) tillagt terrænkote (36 meter) og estimerede antal meter fra top til centrum af formationen (ca. 66 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 129 g/l i en dybde af 2014 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 204 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*.

Mathiesen, A., Kristensen, L., Bidstrup, T. & Nielsen, L.H. 2010: Evaluation of the possible geothermal reservoirs in the area around DTU. Contribution to an evaluation of the geothermal potential. *Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse Rapport 2010/128*.

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-*

Classic 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.