## Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark

Anders Mathiesen, Lars Kristensen, Torben Bidstrup & Lars Henrik Nielsen

DE NATIONALE GEOLOGISKE UNDERSØGELSER FOR DANMARK OG GRØNLAND, KLIMA- OG ENERGIMINISTERIET



## Vurdering af det geotermiske potentiale i Danmark

Anders Mathiesen, Lars Kristensen, Torben Bidstrup & Lars Henrik Nielsen



## Forord

Energistyrelsen har med brev af 19. januar 2009 bedt GEUS bistå styrelsen i udarbejdelsen af en redegørelse vedrørende det geotermiske potentiale i Danmark. En nyvurdering er blandt andet foranlediget af nye geologiske data, etableringen af et geotermisk anlæg på Margretheholm i København i 2005, en rapport fra Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (HGS; DONG Energy, 2008), som præsenterer en væsentlig opskrivning af den geotermiske reserve i Storkøbenhavn, samt den øgede fokus på uønskede klimaændringer forårsaget af afbrænding af fossile brændsler. Styrelsen har bedt om 'En kortlægning og beskrivelse af de geotermiske ressourcer i hele Danmark'.

Den nye vurdering af de potentielle reservoirer skal danne det geologiske grundlag for en estimering af den regionale geotermiske ressource i Danmark. Den geotermiske ressourceberegning er udarbejdet som et supplement til de økonomiske beregninger, som udføres af Energistyrelsen. De beregnede ressourcer skal opfattes som et konservativt overslag på de teknisk tilgængelige varmemængder fra de potentielle reservoirer, idet de er baseret på en regional seismisk kortlægning, regionale geologiske modeller, på simple antagelser om porøsitetsværdier og generelle temperatur-dybderelationer, samt anlægs-design.

## INDHOLDSFORTEGNELSE

1. Introduktion	1
1.1. Formål	2
2. Baggrund	4
2.1. Undergrundens geologiske opbygning i det danske land- og hærkystområde.	4
3. Seismisk tolkning, kortlægning og dybdekonvertering	6
3.1 Data dækning og kvalitet	6
3.2 Seismiske horisonter og kortlægning	6
3.3 Gridding og dybdekonvertering	7
4. Geologisk beskrivelse af hovedreservoirerne	9
4.1 Bunter Sandsten Formation	9
4.2 Skagerrak Formation	. 10
4.3 Gassum Formation	. 10
4.4 Haldager Sand Formation	. 11
4.5 Frederikshavn Formation	. 11
4.6 Yderligere reservoirenheder	. 11
E. Wurdering of kueliteten of notontialle geotermiake recompliander	40
5. Vurdering af kvaliteten af potentielle geotermiske reservoirenneder	12
5.1 Polositer Og Het-gross formation	10
5.1.1 Builler Sandslein Formation	10 10
5.1.2 Gassum Formation	1/
5.1.5 Gassull Formation	14
5.1.4 Haldager Salid Formation	15
5.1.5 Frederikshavn Formation	15
5.2 Ferniedbillet	10
5.5 Temperatur	10
6. Ressourceberegning	20
6.1 Eksempel på beregning af ressourcer	21
7. Anbefalinger vedrørende videre undersøgelser og eventuelle prioriteringer	24
8. Konklusion	27
Referenceliste	28
	20
Figurer	30
BILAG 1: Seismisk kortlægning – Dybde-kort	
BILAG 2: Seismisk kortlægning – Tykkelses-kort	

## 1. Introduktion

Den geotermiske ressource i Danmark blev for første gang systematisk kortlagt og vurderet med det landdækkende studie Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU) foretog sidst i 70'erne og først i 80'erne (Michelsen et al., 1981). På baggrund af dette arbejde udførte DONG tre geotermiske boringer der dels påviste geotermiske ressourcer som siden 1984 er blevet udnyttet i Thisted værket, men også viste at reservoirkvaliteten aftager markant med dybden. Netop denne variation i reservoirkvaliteten bevirkede at nogle af boringerne resulterede i et skuffende resultat.

Siden har DGU og efterfølgende GEUS (De Nationale Geologiske Undersøgelser for Danmark og Grønland) bidraget til udarbejdelsen af et geotermisk atlas, der præsenterer de geotermiske ressourcer i en række EU-lande (Haenel & Staroste, 1988). I lyset af udvikling af nye koncepter for udnyttelsen af geotermisk varme udførte GEUS i samarbejde med DONG Energy og Energistyrelsen i 1998 en vurdering af den landsdækkende ressource (Sørensen et al., 1998). Efterfølgende har GEUS bidraget til en opdatering af det tidligere EU-atlas (Hurter & Haenel 2002).

I 1983 fik DONG Energy en landsdækkende koncession med henblik på undersøgelser af muligheden for udnyttelse af geotermisk energi. Koncessionsområdet er trinvist blevet reduceret og sideløbende hermed har DONG Energy som partner i et joint-venture samarbejde dannet Hovedstadsområdets Geotermiske Samarbejde (HGS) og med lokale energiselskaber udført en række undersøgelser såsom indsamling af nye seismiske data og udførelse af boringer. I forbindelse med dette arbejde har GEUS udført en række rådgivningsopgaver for DONG Energy. Disse aktiviteter har dels genereret en række nye data, som har ført til etablering af værket på Margretheholm i 2005, samt en nyvurdering af ressourcen. De positive erfaringer fra Margretheholm har resulteret i en væsentlig opskrivning af den geotermiske ressource i Storkøbenhavn og har medvirket til ny geotermisk efterforskning omkring Sønderborg,

Udledning af  $CO_2$  til atmosfæren betragtes af FNs klimapanel som en væsentlig årsag til uønskede klimaeffekter. I bestræbelserne på at reducere  $CO_2$ -udledningen til atmosfæren har bl.a. IPCC ('Intergovernmental Panel on Climate Change') vist stigende interesse for udnyttelse af geotermisk energi. Fokus på udnyttelsen af det geotermiske potentiale er yderligere øget som følge af en ny HGS-rapport fra 2008, som undersøger de væsentligste geologiske forudsætninger for en økonomisk og miljømæssig forsvarlig udnyttelse af geotermi i hovedstadsområdet. Derudover hører geotermisk energi til gruppen af "grønne energikilder" med et minimum af  $CO_2$  bidrag. Geotermi kan således bidrage til opnåelse af Danmarks energipolitiske målsætninger om reduktion af  $CO_2$  udslip og øget forsyningssikkerhed.

I Danmark kan den geotermiske energi udnyttes ved at pumpe varmt vand fra undergrunden op til overfladen gennem en produktionsboring og ekstrahere varmen ved direkte og indirekte varmeveksling. Varmen kan derefter ledes via almindelig fjernvarmenet til forbrugerne. Det afkølede vand returneres derefter til reservoiret gennem en injektionsboring. Rentabel geotermisk varmeproduktion kræver, at det er muligt at afsætte den producerede varme, f.eks. til et nærliggende fjernvarmenet. Endvidere forudsættes at det geotermiske vand holdes i et lukket kredsløb fra produktionsboringen, gennem varmeveksler og tilbage igen gennem injektionsboringen til reservoiret. Kredsløbet skal være lukket, da vandet fra undergrunden



ofte er saltholdigt, og hvis salt udfældes reduceres mulighederne for at producere vandet fra reservoiret, idet væskegennemtrængeligheden (permeabiliteten) reduceres. Derudover skal undergrunden indeholde reservoirer af tilstrækkelig kvalitet, dvs. med en tilstrækkelig tykkelse, temperatur, porøsitet og permeabilitet, for at det geotermiske formationsvand kan udnyttes økonomisk med eksisterende anlægs-design.

Nye data og undersøgelser, samt de to eksisterende danske geotermiske anlæg, Thisted som har eksisteret siden 1984 og det nyere på Margretheholm, har demonstreret at der eksisterer en række gode sandstensreservoirer i den danske undergrund. Den nuværende viden viser således, at der findes store mængder af geotermiske ressourcer i den danske undergrund.

#### 1.1. Formål

Formålet med denne rapport er at sætte fokus på den regionale geotermiske ressource i det danske landområde og nærkystområde ved at opsummere og præsentere den eksisterende relevante viden om undergrunden. Endvidere indeholder rapporten en beskrivelse af hvilke trin en vurdering af et lokalt geotermisk prospekt typisk vil skulle indeholde før en egentlig geotermisk produktion vil kunne finde sted.

Det er hensigten at rapporten skal anskueliggøre, hvor i landet de geologiske forhold taler for at geotermisk energi udgør en potentiel ressource, der vil kunne udnyttes. Rapporten vurderer ikke specifikke lokale forhold, men præsenterer derimod en procedure som et lokalt prospekt typisk vil skulle gennemgå før et geotermisk anlæg kan etableres. Endvidere indeholder rapporten et kort, der viser de kendte strukturer som eventuelt vil kunne anvendes til lagring af naturgas eller  $CO_2$  (Fig. 1). Dette vil kunne bidrage til en afvejning af hvorledes undergrundens reservoirer ønskes anvendt.

I forbindelse med udarbejdelsen af rapporten har GEUS vurderet, at de geologiske overvejelser, der lå til grund for rapporten "Geotermi i Danmark" (Sørensen et al., 1998), i det store hele stadig er gældende. Imidlertid har nye seismiske aktiviteter udført i forbindelse med efterforskning af geotermisk energi i HGS-licensen omkring hovedstadsområdet og i Sønderborg på Als øget GEUS' kendskab til undergrunden i disse områder. Endvidere har Margretheholm-1 og Karlebo-1A boringerne i København og ved Hillerød både bekræftet forekomsten af forventede reservoirer samt påvist nye. Disse nye informationer har sammen med resultater af GEUS' løbende forskningsaktiviteter givet anledning til en ajourføring af rapporten fra 1998.

Udover at bygge på den tidligere rapport fra 1998 medtager rapporten også erfaringerne fra det rådgivningsarbejde GEUS har udført for DONG Energy siden 1990'erne. Det antages at betingelserne for en sikker og økonomisk geotermisk udnyttelse, følger de betingelser som GEUS i samarbejde med DONG Energy tidligere har opstillet. Dette betyder bl.a. at tykkelsen af et reservoir som hovedregel mindst skal være 25 m og at reservoiret skal ligge i dybdeintervallet 800–3000 m. Den nedre dybde er valgt ud fra den betragtning at risikoen for utilstrækkelig porøsitet og permeabilitet i reservoiret i de fleste tilfælde vil være for stor ved større dybder end 3000 m, idet reservoirbjergarterne gradvis bliver tættere ved øget dybde. Den øvre værdi er valgt for at sikre at formationsvandet har en minimumstemperatur på ~20 °C. Normalt er temperaturen for reservoirer i mindre end 1000 meters dybde (i.e. 25–30 °C) for kold til geotermisk produktion. Dette afhænger dog af produktionsmåden – bl.a. om der anvendes el-drevne varmepumper til at ekstrahere varmeenergien fra formationsvandet. Den



øvre værdi på 800 m svarer også til den minimumsdybde, der anvendes for mulige lagre af  $CO_2$ , hvilket letter en eventuel prioritering mellem de to anvendelser.

Rapporten indeholder en oversigtsmæssig beskrivelse og sammenstilling af de vigtigste eksisterende geologiske og geofysiske data med det formål at belyse hvor de geologiske forudsætninger er til stede for udnyttelse af geotermisk energi. De væsentligste forhold, der bestemmer produktionsmulighederne er foruden reservoirernes dybde og temperaturen af formationsvandet, reservoirernes tykkelse, porøsitet og ikke mindst gennemstrømmelighed (permeabilitet).

Rapporten er ledsaget af en række regionale kort med diverse relevante informationer, som f.eks. den geografiske relation mellem eksisterende boringer, seismiske data og strukturelle elementer, samt et række seismiske kort der viser dybden til og tykkelsen af de væsentligste regionale reservoirenheder. Det datagrundlag som har ligget til grund for kortlægningen beskrives kort, sammen med den geologiske udvikling, som har haft betydning for reservoirernes dannelse, udbredelse og beskaffenhed i det danske område.

For at kunne beregne et overordnet geotermisk potentiale er det danske landområde inddelt i 7 delområder, som er defineret som hovedsagelig strukturelt afgrænsede geografiske områder med en relativ ensartet geologisk opbygning og tæthed af data. Dette er sammenholdt med de seismisk kortlagte tykkelses- og udbredelseskort og er brugt til at sammenstille et regionalt potentialekort, - i oliebranchen kaldet "playkort eller fairway kort". Dette kort udpeger hvilke potentielle sandstensreservoirer, der i et givet område må forventes at forekomme i det relevante 800–3000 m dybdevindue. De 7 delområder er således en praktisk måde at håndtere uensartede geologiske data på – en form for gennemsnitsbetragtning.

For at kunne give en kvantitativ vurdering af de potentielle sandstensreservoirer er der for hver af de 7 delområder udregnet et overslag på den geotermiske ressource. Formålet er at tilvejebringe et skøn over hvor stor en del og i hvilke delområder, den geotermiske ressource ud fra et energimæssigt synspunkt kan udnyttes. Der er imidlertid ikke udført en egentlig reserveberegning, idet der her indgår både økonomiske og afsætningsmæssige forhold på produktionstidspunktet. Desuden vil det tekniske design også skulle tillægges betydning; f.eks. om boringerne er lodrette eller afbøjede og om man opererer med en, to eller flere boringer. Den endelige udnyttelse af reserverne vil, udover indpasning i en eksisterende infrastruktur, sandsynligvis også kræve at der via kommunernes varmeplanlægning etableres samarbejde med andre varmeproducenter og fjernvarmeselskaberne, for at sikre en langsigtet forsyningssikkerhed.

Rapporten anbefaler afslutningsvis hvilke yderligere undersøgelser, der er nødvendige for at bringe den geotermiske efterforskning videre, idet der er inkluderet en skitse til modning af områder med et geotermisk potentiale.



## 2. Baggrund

Kendskabet til den danske undergrund opnås ved at kombinere information fra seismiske data og boringer og på den baggrund udarbejde geologiske oversigter og modeller. Seismiske data bidrager til at vurdere den interne opbygning af undergrunden herunder reservoirernes udbredelse, tykkelse og dybdeforhold, samt om reservoiret er opbrudt af forkastninger, også kaldet reservoirets kontinuitet. Boringer bidrager med information om reservoirets kvalitet (f.eks. lagdeling, heterogenitet, porøsitet og permeabilitet), reservoirets temperatur, samt geokemien af porevæsken (primært salt-indhold). En geologisk model sammenstiller alle relevante geofysiske og geologiske data med henblik på at beskrive de geologiske forhold og forudsige om de rigtige geologiske forudsætninger og faktorer er til stede i et givent område for at den geotermiske energi kan udnyttes.

## 2.1. Undergrundens geologiske opbygning i det danske land- og nærkystområde

Geologisk set er den danske undergrund opbygget af adskillige strukturelle elementer, hvoraf de væsentligste omfatter Ringkøbing Højderyggen (RFH), Det Danske Bassin (i.e. den østligste del af det Norsk-Danske Bassin), Det nordtyske Bassin, Sorgenfrei-Tornquist Zonen (STZ) og Skagerrak-Kattegat Platformen (SKP) (f.eks. Vejbæk, 1997) (Fig. 2). RFH udgør, sammen med "East North Sea High" og Skurup Blokken en række af relativt højtliggende grundfjeldsblokke, der strækker sig fra Central Graven i vest til Bornholm i øst. Højderyggen adskiller det Norsk-Danske Bassin fra Det Nordtyske Bassin. Det sidstnævnte bassin omfatter Sønderjylland, dele af Smålandshavet og Lolland-Falster området. Det Norsk-Danske Bassin dækker en del af den danske Nordsø, hovedparten af det danske landområde og de indre farvande og er karakteriseret af en op til 9 km tyk sedimentær enhed som generelt er påvirket af NV–SØ gående normale forkastninger (Fig. 2–4). STZ er en blokforkastet zone, der strækker sig i NV–SØ-lig retning fra Skagerrak over Nordjylland, gennem Kattegat, dele af Øresund og Skåne til Bornholm. SKP danner overgangen fra sediment bassinet til grundfjeldet i Sverige og Norge.

Det sedimentære bassin, der omfatter Det Norsk-Danske Bassin, STZ og SKP blev dannet ved rifting i Sen Karbon - Tidlig Perm, hvorved en række kippede forkastningsblokke bestående af grundfjeld og Nedre Palaeozoiske sedimenter blev dannet. På de hængende blokke aflejredes tykke syn-rift prismer med grovkornede klastiske sedimenter i løbet af tidlig Perm, mens de liggende blokke blev udsat for dyb erosion. Efterfølgende bredte Zechstein havet sig i bassinet og tykke salt aflejringer blev afsat i hovedparten af bassinet. Over Zechstein saltaflejringerne blev en adskillige kilometer tyk lagserie af sandsten, lersten, kalksten og salt afsat i løbet af Trias perioden (Michelsen, 1978, 1989; Michelsen & Clausen, 2002; Nielsen, 2003). I Tidlig Jura blev op til 1 km marine lersten afsat centralt i bassinet, STZ og Nordsø bassinet, mens marine sandsten blev afsat langs den østlige og nordlige bassinrand. I Mellem Jura blev hovedparten af bassinet inklusiv RFH og SKP hævet og eroderet, mens aflejring af sandsten forsatte i STZ (Michelsen, 1978; Michelsen et al., 2003). I Sen Jura og Tidlig Kridt udbredtes sedimentationsområdet atter, og aflejringen af marine lersten og sandsten fortsatte. I Sen Kridt bevirkede et reduceret relief og et højt havniveau, at aflejringsmiljøet skiftede til afsætningen af op til 2 km kalksten, som fortsatte ind i Danien. I løbet af tidlig og midt Tertiær aflejredes marine-deltaiske lersten og sandsten, mens regional hævning af området i



sen Neogen medførte udbredt erosion af den nordlige og østlige del af bassinet, mens indsynkningen accelererede centralt i Nordsøen. Både i det Norsk-Danske Bassin og i det Nordtyske Bassin har flydning af salt siden Sen Perm dannet store diapirer og dome-strukturer af salt, som har kraftig indflydelse på de senere aflejringer, og lokalt er de overliggende sedimentære lag blevet eroderet og fjernet på toppen af saltstrukturerne (Fig. 3–5). Udviklingen af saltstrukturerne er ofte ledsaget af forkastningsaktivitet. Basis for saltaflejringerne eller toppen af de underliggende aflejringer udgør den dybeste geologiske flade, der kan kortlægges regionalt i området ved brug af refleksions seismiske data (Vejbæk, 1997).

På baggrund af regionale geologiske studier og resultater fra tidligere tiders olie- og gasefterforskning har GEUS identificeret fem sandstensrige enheder i den danske undergrund, der indeholder potentielle geotermiske reservoirer (Fig. 6). Disse sandstensrige enheder forekommer ikke overalt i den danske undergrund, men i store dele af landet indeholder de fem reservoirer væsentlige geotermiske ressourcer.



## 3. Seismisk tolkning, kortlægning og dybdekonvertering

En seismisk kortlægning er baseret på tolkning af de tilgængelige seismiske data kombineret med information om dybder fra boringer. Den seismiske kortlægning bidrager til forståelse af udviklingen af de strukturelle elementer, samt til at vurdere udbredelse, dybde, tykkelse, kontinuitet og den interne opbygning af undergrundens lag. Forkastninger i undergrunden opsplitter de potentielle reservoirer i enheder med mindre areal/volumen, hvorfor kortlægning af forkastninger er vigtig, specielt når man evaluerer mindre områder eller prospekter.

#### 3.1 Data dækning og kvalitet

Den seismiske tolkning er udført på en Landmark arbejdsstation. Fordelingen af de eksisterende boringer samt den uensartede seismiske datadækning sammenholdt med kvaliteten af de seismiske surveys er vist i Figur 7. Den seismiske database er generelt af ældre dato og kvaliteten af de seismiske sektioner fordeler sig generelt således, at linierne fra perioden 1960–1970 er single-fold og af meget ringe kvalitet, og giver kun seismisk information om dybderelationer for de kraftigste reflektorer. Seismiske data indsamlet i perioden 1971–1980 giver generelt gode oplysninger om dybderelationer for de fleste reflektorer, men kun usikre informationer om komplicerede forkastninger, samt om de interne forhold i de aktuelle reservoirenheder. Data fra 1981–1990 er generelt af god kvalitet med flere informationer om den interne opbygning, og de nyeste data fra 1991–2007 er generelt af meget god kvalitet. Figur 8 viser de seismiske liner, som tidligere kun fandtes på papir-form. I forbindelse med de seneste års konsulentopgaver for industrien er mange af disse papir-data blevet skannet, så de nu også findes digitalt. Dette gør det lettere at udnytte den samlede seismiske database til kortlægning af undergrunden. Denne opgave er endnu ikke færdig, idet der stadig er papir-data, som endnu ikke er skannet.

#### 3.2 Seismiske horisonter og kortlægning

I forbindelse med tolkning og kortlægning har alle tilgængelige seismiske data inden for det danske landområde været benyttet, idet den nyeste kortlægning omkring København og Margretheholm er blevet integreret som en del af den samlede kortlægningen. Ligeledes er nye data og kortlægning omkring Karlebo-1A og Hillerød inkluderet.

Følgende seismiske horisonter er tolket og kortlagt (Fig. 6 og Bilag 1):

- BUC (Basis Øvre Kridt)
- Top Jura (i.e. Top Frederikshavn Fm)
- Top Haldager Sand Fm
- Top Gassum Fm
- Top Bunter Sandsten/Skagerrak Fms

For at kunne generere tykkelseskort af de potentielle sandstensreservoirer (Bilag 2) er følgende horisonter ligeledes tolket og kortlagt:

- Top Børglum
- MCU (i.e. Bund Haldager Sand Fm)
- Bund Gassum Fm



• Top Bunter Shale Fm

Alle flader er tolket og kortlagt så de dækker det danske landområde og nærkystområde (Bilag 1 og 2). Hvor det har været muligt er disse flader brugt til at beregne den samlede tykkelse mellem fladerne, dvs. tykkelsen af den seismiske enhed som forventelig svarer til reservoirets tykkelse. Dette er med til at vurdere den maksimale udbredelse af de seismiske lagpakker som kan kortlægges, og som indeholder de potentieller reservoirenheder.

Som følge af manglende seismisk datadækning i flere områder (Fig. 7), er der ikke fremstillet detaljerede kort over dybden til reservoirenhederne, samt enhedernes tykkelser. Desuden er enhederne flere steder så tynde at de seismiske data ikke kan opløse dem, hvilket hindrer en egentlig kortlægning. I disse områder har informationer fra nærliggende boringer været brugt til at vurdere udbredelsen af den givne reservoirenhed.

Den manglende datadækning bevirker at det er svært at tolke og korrelere Top Bunter Sandsten og Top Bunter Shale horisonterne med boringerne i Nordjylland. Dette skyldes at Top Skagerrak horisonten gradvist bliver sammenfaldende med Top Bunter Sandsten horisonten mod nord, - idet denne overgang endnu ikke er fuldt ud forstået (Kapitel 4 og 5). Overgangen fra Top Bunter Sandsten horisonten til Top Skagerrak horisonten er derfor p.t. ikke fuldt ud kortlagt, - men der er imidlertid gjort et forsøg på at fortsætte både Top Bunter Sandsten og Top Bunter Shale horisonterne fra syd mod det nordlige Jylland, så en tykkelse af Bunter reservoiret hele området kan estimeres (Bilag 1 og 2).

#### 3.3 Gridding og dybdekonvertering

Efter der er udført en regional seismisk tolkning ved brug af alle tilgængelige seismiske data er hvert kort interpoleret som 2 x 2 km grid med 50 km søgeradius på grund af den varierende datadækning (Fig. 7). Kortene er griddet uden hensyn til forkastninger og uden detaljeret afblænding omkring salthorste og lignende. Dette giver en del kunstige og uregelmæssige buler omkring salthorste og store forkastninger, uden at dette har afgørende betydning for den regionale kortlægning.

Den meget varierende datakvalitet, giver i områder med dårlig datadækning huller i tolkningerne. Dette sammenholdt med den store søgeradius medvirker at der på flere af de tolkede flader optræder buler, som især fremtræder når tykkelseskortene genereres og som bevirker at tykkelsen af de seismiske enheder optræder mere uregelmæssige end i naturen (Bilag 2). Idet den seismiske opløselighed på de ældre data er begrænset, vil det give en betydelig usikkerhed på især tynde enheder (mindre end 50 ms) og især i områder hvor data-dækningen eller kvaliteten er ringe.

Kortene er dybdekonverteret ved brug af en simpel landsdækkende tids-dybde relation, defineret på baggrund af samtlige landboringer (Fig. 9). Tids-dybde relationen, der bruges til at omsætte seismisk løbetid til dybde, er afhængig af bjergarternes seismiske egenskaber, især deres tæthed, og denne varierer meget med dybde og mineralindhold, f.eks. tilstedeværelse af salt. En landsdækkende relation vil således ikke beskrive de store variationer henover landet, men kan betragtes som en god regional tilnærmelse til lokale forhold. Dette betyder at der ofte vil være en vis forskel på dybder målt i boringer og dybder vurderet fra den seismiske kortlægning. I forbindelse med evaluering af et mindre, lokalt område vil relationen blive



tilpasset de lokale boringsdata, hvis sådanne forefindes. Generelt stiger usikkerheden på dybdekonverteringen med øget dybde og udgør typisk 5–15%

De resulterende dybde-grid er således dels en udtryk for dybden til toppen af den fem reservoirer, hvor de findes i dybdeintervallet ~800–3000 m, mens de resulterende tykkelsesgrid er et udtryk for den forventelige maximale udbredelse af den fem reservoirer (Bilag 1 og 2). Disse grid og deres dybdeafskæringer har været brugt til at give ressourcemæssige overslag (Kapitel 6).



## 4. Geologisk beskrivelse af hovedreservoirerne

Baseret på tolkningen af de seismiske data og boringer med petrofysiske borehuls logs og eventuelle borekerner er en række geologiske aflejringsmodeller opstillet for sedimentlagene i undergrunden (Fig. 5). På denne baggrund er en række sandstensreservoirer identificeret, som er interessante i forbindelse med udnyttelsen af de geotermiske ressourcer (Fig. 6):

- 1. Bunter Sandsten Formationen inkl. Ljunghusen Fm i Øresund (kaldet Bunter reservoiret)
- 2. Skagerrak Formationen (kaldet Skagerrak reservoiret)
- 3. Gassum Formationen inkl. Höganäs Fm i Øresund (kaldet Gassum reservoiret)
- 4. Haldager Sand Formationen (kaldet Haldager reservoiret)
- 5. Frederikshavn Formationen inkl. Nedre Kridt sandsten (kaldet Nedre Kridt reservoiret)
- 6. Yderligere potentielle reservoirenheder (Nedre Jura sandsten; Arnager Grønsand Formation.

Af disse forventes Haldager, Gassum og Skagerrak/Bunter reservoirerne at have det største potentiale.

#### 4.1 Bunter Sandsten Formation

Bunter Sandsten Formationen kendes fra adskillige dybe boringer i Danmark og Sverige og er vidt udbredt i det Norsk-Danske Bassin og Det Nordtyske Bassin med varierede tykkelser typisk mellem 200–900 m. Det nye geotermiske anlæg ved Margretheholm på Amager udnytter formationsvæske fra sandstenslag i Bunter reservoiret til at producere geotermisk energi.

Formationen blev dannet i Tidlig Trias i et tørt og varmt ørkenklima. Vidtforgrenede og periodisk vandførende floder transporterede sand ind i den centrale del af aflejringsbassinet, hvor sandet blev aflejret i flodkanaler. Vegetationen var yderst sparsom, og i nedbørspauser dannede vinden sandklitter. I mellem kanal- og klitsandet blev lag af ler afsat i søer. På denne måde blev der dannet forholdsvist sammenhængende lag af fin- til mellem-kornede sandsten, som forventes at have stor lateral udbredelse uden væsentlige primære hydrauliske barrierer. Senere mineraludfældninger, kompaktion og andre ændringer (diagenese) har kompliceret reservoiregenskaberne.

Fra boringer i sydvest Skåne kendes mellem–grovkornede sandsten, der er inkluderet i den Skånske Ljunghusen Formation. Efter GEUS's opfattelse udgør formationen den nedre del af Bunter Sandsten Formationen i Höllviken Graven og er i denne rapport behandlet sammen med Bunter reservoiret.

Formationen er et potentielt reservoir i store dele af land- og nærkystområderne, men findes hovedsagelig i det ønskede dybdeinterval (800–3000 m) i et bredt bælte over Midt- og Sønderjylland, Fyn, smålandsfarvandet, Lolland-Falster, Midtsjælland, Københavns- og Øresundsområdet (Fig. 10).



#### 4.2 Skagerrak Formation

Skagerrak Formationen kendes fra bassinets nordlige og nordøstlige rand, hvor sandsten med enkelte konglomerater og lersten blev dannet i alluviale vifter og floddominerede aflejringsmiljøer i løbet af Trias. Sandstenene varierer meget med hensyn til kornstørrelse, sorteringsgrad og mineralogi. Mellemlejrede lersten blev hovedsagelig afsat i søer. Den nedre del af formationen er formentlig dannet samtidig med Bunter Sandsten Formationen, og der er formodentlig en gradvis overgang mellem de to formationer i bassinets centrale til nordlige del.

Formationen udgør et potentielt reservoir i Nordjylland, hvor en række boringer har påvist formationen i den ønskede dybde.

Figur 10 viser de områder hvor toppen af Bunter Sandsten Formationen (blå) og Skagerrak Formationen (grøn) findes i dybdeintervallet 800–3000 m. Desuden viser figuren de boringer, hvor formationerne er påvist og er angivet med tykkelsen af formationerne.

#### 4.3 Gassum Formation

Gassum Formationen er det bedst kendte reservoir i Danmark, og udnyttes til gaslagring ved Stenlille og til geotermisk energi ved Thisted. Formationen er genstand for geotermisk prospektering i flere områder, herunder Sønderborg og Hillerød. Den tilsvarende enhed i Sverige og Øresundsområdet udgøres af Höganäs Formationen. De to formationer blev dannet i den sidste del af Trias perioden og første del af Jura perioden. I denne periode var hovedparten af det danske indsynkningsområde dækket af et lavvandet havområde, hvortil floder transporterede store mængder af sand eroderet fra det Skandinaviske skjoldområde. Noget af sandet blev afsat i flodkanaler og estuarier, men det meste blev aflejret i havet som kystsand. Ler blev aflejret i laguner og søer, og i de dybere dele af havet.

Langs bassinets østlige og nordlige rand forsatte aflejringen af sand ind i Tidlig Jura perioden, som det fremgår af boringer på Sjælland, i Kattegat og i Nordjylland. Nye biostratigrafiske analyser udført af GEUS fra Margretheholm-1 og Karlebo-1A har vist, at aflejringen af marint sand disse steder fortsatte væsentligt længere ind i Jura perioden end tidligere antaget (Nielsen, 2003).

Der er en tendens til, at Höganäs Formationen indeholder en større andel af lersten og kullag afsat i søer og laguner end Gassum Formationen, som i højere grad indeholder tykke marine sandsten med meget gode reservoiregenskaber, som især kendes fra Stenlille området og fra Ullerslev-1 (Fyn) og Kegnæs-1 (sydøst for Als) boringerne.

Gassum Formationen er 50–100 m tyk i store dele af Det Danske Bassin, øgende til mere end 300 m i Kattegat. På Sjælland er tykkelsen ~100–150 m. Höganäs Formationen er 150–160 m i Höllviken Graven og op i mod 280 m i Helsingborg området (Fig. 11).

Formationen er stort set til stede overalt i Det Norsk-Danske Bassin, langs nordranden af Det Nordtyske Bassin, samt dele af Ringkøbing-Fyn Højderyggen. Formationen udgør således et potentielt reservoir i næsten hele området. Den findes hovedsagelig i det ønskede dybdeinterval i det meste af Nord- og Midtjylland, det sydligste Sønderjylland, Syd- og Nordfyn, Storebælt, Kattegat, og det meste af Sjælland inklusiv Øresundsområdet og Køge Bugt.



#### 4.4 Haldager Sand Formation

Haldager Sand Formationen blev dannet i Mellem Jura i forbindelse med vulkansk aktivitet, hævning og erosion af store dele af Nordsø bassinet, Det Danske Bassin og det sydlige Sverige. Aflejringen fandt primært sted i Sorgenfrei-Tornquist Zonen og i andre mindre gravsænkninger. Tykkelsen af Haldager Sand Formationen er derfor meget varierende, fra få meter til ~200 m. Formationen består hovedsagelig af sand og ler aflejret i kystzonen og i flodkanaler, estuarier og søer.

Formationen findes i det relevante dybdeinterval i Skagerrak, dele af Nord- og Midtjylland, vestlige Kattegat og eventuelt i østlige dele af Øresundsregionen (Höllviken Graven) (Fig. 12).

#### 4.5 Frederikshavn Formation

Frederikshavn Formationen består af marine lersten og sandsten hovedsagelig aflejret ved delta- og kystudbygning. Generelt bliver formationen mere sandholdig mod nordøst, og det er sandsynligt at formationen har et vist reservoirpotentiale i dele af Nord- og Midtjylland (Fig. 13).

#### 4.6 Yderligere reservoirenheder

På Sjælland har nye data fra Karlebo-1A og Margreteholm-1 vist at aflejringen af sandsten fortsatte væsentligt længere ind i Tidlig Jura perioden end hidtil antaget (Nielsen, 2003). Der findes således i det østlige Sjælland, Kattegat og i Nordjylland en række sandsten i Nedre Jura lagpakken, der har et væsentligt geotermisk potentiale. Disse sandsten er i denne rapport inkluderet i Gassum reservoiret, som de umiddelbart overlejrer.

Arnager Grønsand Formationen fra overgangen Nedre–Øvre Kridt består af en marin sandsten med en karakteristisk mørkegrøn farve på grund af store mængder af mineralet glaukonit. Formationen er kendt fra Bornholm og Skåne. I Skåne kendes Arnager Grønsand Formationen med tykkelser på op til 60 m, og udgør formentlig et lovende reservoir i området omkring Malmø. Formationen findes ligeledes i den østlige del af Sjælland med tykkelser på op til 23 m; det er muligt at formationen også findes i dele af Kattegat. Formationens potentiale, der forventes at være begrænset, er ikke vurderet nærmere.



# 5. Vurdering af kvaliteten af potentielle geotermiske reservoirenheder

Systematisk kortlægning af de potentielle geotermiske reservoirer og sideløbende forskning indenfor områder som reservoirkvalitet og temperaturforhold har på landsbasis ikke været udført siden sidst i 1970'erne og først i 1980'ere (f.eks. Michelsen 1981; Bertelsen, 1978 og 1980).

Når man skal etablere et geotermisk anlæg, er det vigtigt at vide, hvor sandstensreservoirerne findes, og hvor tykke de er. Samtidig skal de ligge tilstrækkelig dybt, så temperaturen er høj nok til, at der er økonomi i at hente vandet op. Derudover er det nemmere at trække vandet ud af sandsten end f.eks. lersten, som har en tættere struktur. Et potentielt reservoirer skal derfor have et stort porevolumen (god porøsitet), og det varme formationsvand skal kunne strømme frit mellem porerne (god permeabilitet). Generelt falder både porøsiteten og permeabiliteten med dybden på grund af trykket af de overliggende aflejringer og kemiske udfældningsprocesser, der delvist udfylder porerne. Derimod stiger temperaturen af formationsvandet med dybden svarende til ~25–30 °C/km. Ud fra den generelle viden om disse to modsatrettede tendenser forventes det at dybdeintervallet 800–3000 m indeholder reservoirer med det største potentiale.

På baggrund af sandstensreservoirernes udbredelse samt beliggenheden af de strukturelle elementer er landet inddelt i 7 delområder (Fig. 14), hvor der er skelet til den strukturelle udvikling og geografisk beliggenhed af de strukturelle elementer (Fig. 2–4). Efterfølgende er delområderne vurderet ud fra en sammenstilling af data fra dybe boringer kombineret med information fra seismiske data og den regionale geologiske model for reservoirenhedernes opbygning og udbredelse (Kapitel 3 og 4). For hvert delområde er der nedenfor estimeret gennemsnitstal for de vigtigste af de parametre som bruges til en ressourceberegning (Tabel 1). Til vurderingen er disse gennemsnitstal er data fra det tidligere arbejde af Sørensen et al. (1998) inddraget.

Data fra boringer med logs og eventuelt kerner kan sige noget om reservoirets kvalitet (f.eks. porøsitet og permeabilitet), reservoirets temperatur, samt geokemien af porevæsken (saltindhold). Specielt permeabilitet er meget kritisk, men vanskeligt at forudsige, idet den varierer meget afhængig af aflejringsmiljø, samt sandstenslagets udvikling gennem tid. Tilgængelige data for temperatur, porøsitet og permeabilitet er sammenstillet, hvor det er blevet vurderet at de er repræsentative for de udvalgte delområder (f.eks. Sjælland; Lolland-Falster; Fyn; Sønderjylland; Nordjylland) og for de relevante reservoirenheder (Tabel 1).

Da målet med dette arbejde har været at give et overslag over de regionale geotermiske ressourcer, er der ikke foretaget en kvantitativ vurdering af nye boringer eller gjort forsøg på at beregne nye porøsiteter. Kun eksisterende data eller information er derfor benyttet og består af eksisterende borehullogs samt beskrivelser af kerner og borespåner (Fig. 15). Borehullogs er vurderet kvalitativt med henblik på en simpel opdeling af boreprofilerne i sand/ikke-sand lithologier (i.e. reservoir/ikke-reservoir) ud fra 'cutoff'-værdier, som er valgt baseret på prøverbeskrivelser og log respons (Fig. 16). Net sand tykkelse er den samlede tykkelse af de sandstenslag, som vurderes at have en tilstrækkelig god reservoirkvalitet til at de kan producere geotermisk energi.



Dette relativt simple kvalitative koncept har muliggjort en generel vurdering af reservoirernes udbredelse og aflejringsmiljø i hovedparten af de dybe boringer i det danske landområde. Reservoirernes kvalitet (tykkelse, facies variation, kontinuitet, porøsitet, permeabilitet) er blevet vurderet kvalitativt baseret på tilgængelige beskrivelser af den lithologiske sammensætning. Formålet har således været at foretage en hurtig og enkel vurdering af de faktorer, som har betydning for forståelse af reservoirernes aflejringsmiljø og hydrauliske egenskaber.

#### 5.1 Porøsitet og net-gross forhold

De potentielle reservoirer er gennemboret af en række dybde boringer, hvori der som regel er foretaget en række borehulsmålinger (logs) og i nogle boringer er der desuden taget kerner. Disse data giver i princippet mulighed for at vurdere reservoirets kvalitet, men undertiden er loggenes kvalitet ringe og desuden er der i ældre boringer kun optaget et begrænset antal logs, således at en kvantitativ vurdering af porøsiteten ikke altid er mulig. I det følgende danner boringer med logs af god kvalitet grundlag for en beskrivelse af reservoirparametrene, og der er desuden udvalgt en række typebrønde til beskrivelse af reservoirforholdene indenfor et given delområde. Beskrivelsen af reservoirparametrene er af overordnet karakter, da en mere detaljeret vurdering vil kræve en egentlig kortlægning af både variationen i porøsitet, i net sand tykkelser og i net-gross forhold. Det skal understreges at net sand tykkelsen i denne rapport inkluderer sandsten med op til 30 % ler – der er *ikke* samtidig anvendt en porøsitetsafskæring.

#### 5.1.1 Bunter Sandsten Formation

Bunter Sandsten Formationen er interessant som geotermisk reservoir på Sjælland, Lolland-Falster, Sønderjylland og i dele af Midtjylland. Nord for Ringkøbing-Fyn Højderyggen er Bunter Sandsten Formationen f.eks. påtruffet i boringerne Slagelse-1, Stenlille-19, Rønde-1 og Gassum-1. Desuden er formationen antruffet i Høllviken Graben i Margretheholm-1. Centralt i bassinet, dvs. i området omkring boringerne Rønde-1 og Gassum-1, er Bunter Sandsten Formationen imidlertid begravet for dybt til at udgøre et geotermisk reservoir. På Midt- og Nordsjælland udgør Bunter Sandsten Formationen et potentielt geotermisk reservoir, men en vurdering af reservoirkvaliteten er kun mulig i Margretheholm-1. I Slagelse-1 er det ikke mulig at tolke porøsiteten ud fra de tilgængelig log data, og Bunter Sandsten Formationen er kun lige anboret i Stenlille-19. I Margretheholm-1 er Bunter Sandsten Formationen er ~255 m tyk, hvoraf net sand tykkelsen udgør ~88, hvilket svarer til en sandstens-andel på omkring 34 % (eller et net-gross forhold på ~0,34). Sandstenens gennemsnitsporøsitet er ud fra loggene vurderet til ~14 %.

Syd for Ringkøbing-Fyn Højderyggen udgør Bunter Sandsten Formationen et potentielt geotermisk reservoir beliggende i en dybde af 1000–1600 m og med porøsiteter på op til 20 %; denne vurdering er baseret på data fra boringerne Tønder-4, Kværs-1, Kegnæs-1, Søllested-1, Ørslev-1 og Rødby-1 og -2. På baggrund af gamma loggens respons i disse boringer, vurderes det at formationens net-gross forhold generelt er i størrelsesordenen 0,25.

#### 5.1.2 Skagerrak Formation

Skagerrak Formationen er kun anboret langs nord- og nordvest-randen af bassinet (Felicia-1A i Skagerrak; Hans-1 og Terne-1 i Kattegat) samt i den nordlige del af Jylland, hvor



formationen er påvist i Sæby-1, Vedsted-1, Flyvbjerg-1, Thisted-2, Thisted-4, Skagen-2, Frederikshavn-1, -2 og -3. En vurdering af Skagerrak Formationen som potentielt geotermisk reservoir er vanskelig på grund stærkt varierende lithologi samt det forhold at der reelt kun findes 2 boringer (Sæby-1 og Thisted-4) med gode log data fra en forholdsvis tyk sekvens. I Sæby-1 beliggende på Skagerrak-Kattegat Platformen er formationen 538 m tyk, hvoraf net sand udgør ~336 m. Generelt set er porøsitets-niveauet for sandstenslagene er ret lavt (10–20 %), bl.a. på grund af cementering med calcit. Den nederste del af Skagerrak Formationen er dog karakteriseret ved et højere porøsitets-niveau (op til 25 % porøsitet), bl.a. som følge af en lavere cementerings-grad.

I den dybe del af det Danske Bassin er Skagerrak Formationen gennemboret i Thisted-4 boringen, hvor formationens tykkelse er på mere end 2200 m. Formationen består overvejende af vekslende lag af sand- og lersten. Sandstenene er generelt dårlig sorteret og har et højt indhold af glimmer-mineraler. Porøsiteten af sandstenslagene er relativ høj (20–30 %), men et stort indhold af ler i porerummene reducerer den effektive permeabilitet i betydelig grad, således at reservoir-egenskaberne generelt set er dårlige. I intervallet 2576– 2940 m er der dog påvist et næsten ler-frit sandstenslag, men en porøsitetstolkning er her ikke mulig som følge af kraftig udvaskning ("caving") i borehullet.

#### 5.1.3 Gassum Formation

Gassum Formationen udgør et potentielt geotermisk reservoir indenfor en stor del af Det Danske Bassin. I Stenlille-boringerne samt i Slagelse-1, Lavø-1 og Margretheholm-1 er der påvist relativt store net sand tykkelser på 85–100 m, men generelt set aftager net sand tykkelserne mod vest i de centrale dele af bassinet, således at sand-tykkelsen kun er på 25–50 m i Horsens-1, Kvols-1, Voldum-1 og Gassum-1. Herudover formindskes andelen af sandsten i formationen gradvist i retning væk fra Stenlille/Slagelse området eller med andre ord net-gross forholdet aftager.

Den gennemsnitlige porøsitet af reservoirsandstenen er ~25 % i Stenlille-boringerne og i Horsens-1, men nord for disse boringer aftager porøsiteten generelt set, bl.a. som følge af facies ændringer indenfor Gassum Formationen, samt det forhold at Gassum Formationen er begravet dybere i retning af bassinet centrale dele, der bl.a. kan repræsenteres ved boringerne Hobro-1, Rønde-1, Lavø-1 og Karlebo-1A. I eksempelvis Kvols-1 ligger Gassum Formationen ~1000 m dybere end ved Stenlille, og i denne boring er gennemsnitsporøsiteten for sandstenen vurderet til ~18 %.

Indenfor Sorgenfrei-Tornquist Zonen er Gassum Formationen gennemboret i Vedsted-1 boringen, hvor Gassum Formationen findes i en dybde fra ~1750 m. Log tolkningen viser relativ høj porøsitet for sandstenen (20–25 %), dog er loggenes kvalitet ret ringe i dette niveau.

Syd for Ringkøbing-Fyn Højderyggen er Gassum Formationen gennemboret i Kværs-1, Kegnæs-1, Søllested-1, Ørslev-1, Rødby-1 og -2. Kun i Kværs-1 ligger hele Gassum Formationen dybere end 800 m, men desværre er en porøsitetstolkning ikke mulig, da der ikke kørt en porøsitetslog i boringen.



#### 5.1.4 Haldager Sand Formation

Haldager Sand Formationen udgør et potentiel geotermisk reservoir indenfor følgende områder: Sorgenfrei-Tornquist Zonen, Thisted-Fjerritslev området og den sydlige del af Skagerrak-Kattegat Platformen. Net sand tykkelsen er generelt set større end 25 m indenfor dette areal, men hvis dette minimums-krav til tykkelsen fraviges, kan Haldager Sand Formationen også være interessant som geotermisk reservoir i dele af Midtjylland, dvs. indenfor et område der bl.a. inkluderer boringerne Kvols-1, Hobro-1, Voldum-1 og Rønde-1. Haldager Sand Formationen findes ikke på Fyn, Sjælland eller på og langs med Ringkøbing-Fyn Højderyggen.

I Vedsted-1 boringen er net sand tykkelsen på omkring 60 m, og både log- og kernedata viser høj porøsitet (~28 % i gennemsnit). Desuden er andelen af sandsten i formationen ligeledes relativt høj (~84 %). Syd for Fjerritslev forkastningen viser log data, at porøsiteten af den potentielle reservoirsandsten er lavere (stedvis en del lavere) end observeret i Vedsted-1 boringen. Denne udvikling i reservoirkvaliteten kan bl.a. henføres til stigende ler-indhold. Gennemsnitsporøsiteter på 17–20 % er tolket i henholdsvis Hobro-1 og Kvols-1.

#### 5.1.5 Frederikshavn Formation

Frederikshavn Formationen kan være interessant som geotermisk reservoir dele af Nordjylland og i dele af Østjylland, men Formationen ligger dog formentlig for grundt (< 800 m) i en større del af Vendsyssel. Net sand tykkelser på 35–75 m er påvist i boringerne Gassum-1, Rønde-1 og Voldum-1. I disse boringer er porøsitetsniveauet for sandstensreservoiret generelt lavere end observeret i Gassum, Bunter Sandsten og Haldager Sand Formationerne. I de nævnte boringer er der tolket gennemsnits-porøsiteter i intervallet 12-16%.

#### 5.2 Permeabilitet

Ved produktion fra et reservoir vil der kun blive produceret fra reservoirintervaller med store net sand tykkelser. Normalt måles permeabilitet på prøver udboret i kerner med faste dybdeintervaller (normalt med ~30 cm afstand), hvorfor der også vil blive målt permeabilitet i de dele af formationen, der ikke direkte bidrager til produktion af geotermalt vand. Målte permeabilitetsværdier udviser derfor altid en meget stor variation.

Den valgte permeabilitetsrelation bør derfor være i overensstemmelse med de få eksisterende datapunkter, som stammer fra pumpeforsøg. Denne dybderelation vil imidlertid være behæftet med væsentlige usikkerheder, dels som følge af det spinkle datagrundlag, men også som følge af en stor naturlig variation. Denne naturlige variation skyldes, at flere processer tilsammen forringer reservoirets permeabilitet: kornstørrelse, sortering, kompaktion, indhold af partikler i lerstørrelse, temperaturfølsomme udfældningsprocesser (af f.eks. kvarts og kalcit i porerummet) og temperaturfølsomme omdannelsesprocesser (af f.eks. feldspatmineraler til lermineraler); faktorerne som alle varierer både i tid og med dybde. Den samlede effekt af disse processer er at permeabiliteten ikke aftager lineært med dybden.

For at kunne fortage en samlet vurdering af permeabilitetens betydning, er en række kerner i en række af de boringer, der gennemborer de potentielle geotermiske reservoirer vurderet. I forbindelse med tidligere analyser af kernematerialet er der udført målinger af porøsitet og permeabilitet. GEUS har sammenstillet disse kerneanalyser fra et udvalg af disse boringer



med henblik på at bestemme en sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet (Fig. 17); For at kunne opstille en regional trend der er anvendt data fra både Gassum, Bunter Sandsten og Haldager Sand Formationerne:

#### Permeabilitet $[mD] = 196449 * (Porøsitet i fraktion)^{4.3762}$ (1)

Da de valgte boringer stammer fra hele landet, er der tale om en regional database, hvorfor den viste korrelations-linie ikke nødvendigvis gælder lokalt. Desuden er der ikke taget højde for en eventuelt dybde-effekt. De diagenetiske processer er særligt udtalte ved store dybder (> 3000 m +/-500 m) og resultatet er ofte at permeabiliteten nedsættes betydeligt i de dybtliggende reservoirer. Porøsiteten vil sandsynligvis kun påvirkes i mindre grad. Den viste porøsitet-permeabilitet relation udtrykker derfor kun en indikation af permeabiliteten, når porøsiteten er kendt. En sammenligning af boringer på tværs af landet viser også, at permeabilitetsudviklingen i sandstenreservoirerne ikke entydigt er knyttet til dybden.

En vurdering af Skagerrak Formationen viser at lithologien varierer i betydelig grad, både indenfor de gennemborede sekvenser i den enkelte boring og lateralt indenfor det område, hvor formationen er tilstede (dvs. på Skagerrak-Kattegat Platformen, indenfor Sorgenfrei-Tornquist Zonen og langs randen af Det Danske Bassin). Det betyder således at reservoirkvaliteten varierer i betydelig grad, og det er derfor vanskeligt at kvantificere permeabilitets-udviklingen. I Thisted-2 boringen er der taget 42 m kerne i Skagerrak Formationen i en dybde af ~3000 m, og målinger på kerne-plugs viser permeabiliteter på under 2 mD. I Thisted-4 er der kun taget 3 m kerne i den øverste del Skagerrak Formationen (ved 1238 m), og her er der målt kerne-permeabiliteter på 10–100 mD. Operatøren (AMOCO) mener dog at den effektive permeabilitet kun er på ~2 mD. I Vedsted-1 boringen er der i den øverste del af Skagerrak Formationen i ~2000 m dybde derimod målt langt højere permeabiliteter, i størrelsesordenen 500–1000 mD.



### TABEL 1

#### Generaliserede reservoirparametre for hver reservoir-formation indenfor de 7 delområder

Område 1: Nordjylland på Skagerak-Kattegat Platformen		
Reservoir formation	Estimeret Porøsitet (%)	Estimeret Net-Gross forhold
Frederikshavn Fm	Fm ligger for grundt	
Haldager Sand Fm	30*	0,66*
Gassum Fm	27*	0,45*
Skagerrak Fm	10 - 25	0,60
Bunter Sandsten Fm	Ikke tilstede	

Område 2: Nordjylland indenfor Sorgenfrei-Tornquist Zonen		
Reservoir formation	Estimeret Porøsitet (%)	Estimeret Net-Gross forhold
Frederikshavn Fm	30*	0,45*
Haldager Sand Fm	28	0,84
Gassum Fm	23	0,37
Skagerrak Fm	25	0,30?
Bunter Sandsten Fm	Ikke tilstede	

Område 3: Midtjylland, Syd for Fjerritslev forkastningen og Nord for RFH		
Reservoir formation	Estimeret Porøsitet (%)	Estimeret Net-Gross forhold
Frederikshavn Fm	12 - 16	0,75
Haldager Sand Fm	10-20	0,50
Gassum Fm	15 - 25	0,40
Skagerrak Fm	20	0,40
Bunter Sandsten Fm	15	0,70

Område 4: Ringkøbing-Fyn Højderyggen (RFH)		
<b>Reservoir formation</b>	Estimeret Porøsitet (%)	Estimeret Net-Gross forhold
Frederikshavn Fm	Ikke tilstede	
Haldager Sand Fm	Ikke tilstede	
Gassum Fm	Ikke tilstede	
Skagerrak Fm	Ikke tilstede	
Bunter Sandsten Fm	Ingen data	Ingen data

Område 5: Sønderjylland Syd for RFH og Lolland-Falster (inkl. Langeland mv.)		
Reservoir formation	Estimeret Porøsitet (%)	Estimeret Net-Gross forhold
Frederikshavn Fm	Ikke tilstede	
Haldager Sand Fm	Ikke tilstede	
Gassum Fm	Fm ligger for grundt	
Skagerrak Fm	Ikke tilstede	
Bunter Sandsten Fm	15 - 20	0,25



Område 6: Østsjælland og København (inkl. Øresundsområdet)		
Reservoir formation	Estimeret Porøsitet (%)	Estimeret Net-Gross forhold
Frederikshavn Fm	Ikke tilstede	
Haldager Sand Fm	Ikke tilstede	
Gassum Fm	20	0,33
Skagerrak Fm	Ikke tilstede	
Bunter Sandsten Fm	15	0,35

Område 7: Vestsjælland		
Reservoir formation	Estimeret Porøsitet (%)	Estimeret Net-Gross forhold
Frederikshavn Fm	Ikke tilstede	
Haldager Sand Fm	Ikke tilstede	
Gassum Fm	25	0,70
Skagerrak Fm	Ikke tilstede	
Bunter Sandsten Fm	22*	0,35*

--- Ikke relevant.

<sup>\*</sup> Data baseret på information fra Sørensen, et al. (1998).

#### 5.3 Temperatur

Eksisterende temperaturmålinger indenfor det danske landområde er begrænset. Derudover er værdierne målt i forskellige sedimentære enheder og i forskellige dybder. Dette bevirker at de geotermale gradienter ikke umiddelbart er sammenlignelige og at de kan indeholde en stor grad af usikkerhed. Temparaturdatabasen inkluderer desuden målinger som kan skyldes påvirkning fra lokale fænomener, som f.eks. salt.

Generelt må det forventes at den laterale temperaturvariation generelt stiger med stigende dybde (Balling et al., 1992), og at man generelt vil finde de højeste temperaturværdier i det nordlige Jylland under de relative tykke ler-rige Jurassiske enheder, som især findes her. Det vil sige at lokale såvel som regionale variationer i temperatur målinger kan tilskrives variationer i undergrundens varmeledningsevne og geotermiske flux, samt desuden grundvandsbevægelse og varmeproduktion (f.eks. Balling, 1977). Lave geotermale gradienter findes ofte sammen med positive strukturelle elementer som Ringkøbing Fyn Højderyggen (Fig. 2), mens høje gradienter findes i dybe sedimentære bassiner. F.eks. aftager gradienten regionalt fra ~25–30 °C/km til omkring 20 °C/km ind mod Sorgenfrei-Tornquist Zonen.

Som følge af manglende detailkendskab til de enkelte bjergarters termale egenskaber samt deres laterale variation, er der ikke grundlag for at beregne en geotermal gradient for hvert delområde. Der er derfor anvendt en generaliseret, regional temperatur-dybderelation for hele landet baseret på alle tilgængelige, korrigerede temperaturværdier i dybdeintervallet 0 til 3000 m (Fig. 18). Temperatur-dybderelationen er baseret på data fra Balling et al. (1992), idet det antages at der findes en lineær temperaturstigning over dette dybdeinterval. Dette valg er konservativt, idet der indenfor enkelte delområder kan findes lokale afvigelser fra denne simple dybderelation. I områder med saltstrukturer må der forventes forhøjede



gennemsnitstemperaturer på grund af saltets gode varmeledningsevne, både over eller nær selve saltstrukturen.

De energiudnyttelsesmæssige konsekvenser, herunder temperaturudviklingen i og omkring produktionslaget og i selve produktionsboringen, kan bestemmes gennem geotermiske og hydrologiske modelberegninger (f.eks. Balling, 1977). Fra sådanne beregninger kan det ses at temperaturudviklingen i produktionsboringen er stærkt afhængig af afstanden til injektionsboringerne. Derudover har varmetilførsel fra de omgivne lag med begrænset permeabilitet afgørende indflydelse temperaturfordelingen på omkring i og produktionsboringen. Balling (1977) viser ydermere, at temperaturudviklingen kun i mindre grad påvirkes af en betydelig reduktion i net sand tykkelsen (f.eks. fra 50 m til 10 m), men at afkølingen af undergrunden over og under reservoirzonen vil give et betydeligt energibidrag, hvis udnyttelsen sker over en længere årrække. Det er således vigtigt at understrege, at ved et anlægs-design bestående af to boringer vil energiudnyttelsen på kort sigt ske direkte fra det varme formationsvand, mens den på længere sigt i høj grad også vil ske fra de lag som omgiver sandstenslagene.



### 6. Ressourceberegning

En kvantitativ vurdering af de potentielle sandstensreservoirer er givet ved den geotermiske ressource, oprindeligt defineret som '*den del af den tilgængelige ressource, som kan blive ekstraheret økonomisk på et give tidspunkt i fremtiden*' (Muffler & Cataldi, 1978). For at kunne kvantificere disse ressourcer, definerer man den mængde af varme, som er til stede i det givne geotermiske reservoir. Der findes mange metoder og modeller til at beregne disse ressourcer og GEUS har valgt at benytte samme metode, som blev anvendt i forbindelse med det Geotermiske Atlas fra 2002 (Hurter & Haenel, 2002), hvor det antages at det afkølede vand blive returneret til det samme reservoir, dels for at holde kredsløbet lukket og dels for at trykket i reservoirenheden kan opretholdes.

Metoden, der blev benyttet, er baseret på Muffler & Cataldi (1978) og Lavigne (1978), hvor den samlede ressource  $H_1$  [J] (også kaldet 'identified resource') for et anlæg, som består af to boringer (en 'doublet' bestående af en produktions- og en injektionsboring) er:

$$H_1 = R_0 \cdot H_0 \tag{2}$$

hvor

$$R_{o} = [0.33] * \frac{(T_{t} - T_{r})}{(T_{t} - T_{o})}$$
(2a)

og

 $T_r$  = Temperatur af returneret vand (sættes normalt til ~20°C)

H<sub>o</sub> er 'heat in place' [Joules] eller den samlede tilstedeværende energi og kan beregnes for hvert af de 7 delområder ud fra den varmemængde, der findes i et givet reservoir eller aquifer med overfladearealet, A. (Muffler & Cataldi, 1978):

$$\mathbf{H}_{o} = [(1-\phi) \rho_{m} c_{m} + \phi \rho_{w} c_{w}] \cdot [\mathbf{T}_{t} - \mathbf{T}_{0}] \cdot \Delta z \cdot \mathbf{A}$$
(3)

hvor

 $\phi$  = Effektiv Porøsitet

- $\rho$  = Densitet for matrix (\_m) og vand (\_w) [kg/m<sup>3</sup>]
- c = Varmekapacitet for matrix  $(\_m)$  og vand  $(\_w)$  [J/(kg K)]
- $T_t$  = Temperaturen ved toppen af aquifer [°C]
- $T_o$  = Temperaturen ved overfladen; i Danmark normalt 8°C
- A = Overflade areal  $[m^2]$
- $\Delta z =$ Net Sand tykkelse af reservoir/aquifer [m]

Som det fremgår af ligningen (3) er den geotermiske ressource således ligefrem proportional med den potentielle afkøling og det aktuelle reservoirvolumen. Simpelt opkoblede absorptionsvarmepumper kan typisk afkøle formationsvandet til ~20°C. Ved lave returtemperaturer på fjernvarmenettet eller specialkobling af absorptionsvarmepumper kan temperaturerne afkøles ned til 15°C. En yderligere afkøling helt ned til 5°C kan opnås ved anvendelse af el-varmepumper.

Effektiv porøsitet, temperatur og net sand tykkelse (Gross tykkelse \* Net-gross forhold) varierer afhængig af lokaliteten, mens overfladearealet (i.e. volumen) også afhænger af afstanden til, tætheden og størrelsen af forkastninger (i.e. reservoirets kontinuitet). Effektiv porøsitet normalt bruges i en ressourcevurdering, forbi det er nemmere at bestemme denne værdi frem for at skulle beregne hydraulisk konduktivitet, som vil kræve en boring og



pumpetest data. Bemærk at net sand tykkelse er den samlede tykkelse af de sandstenslag, som vurderes at have en tilstrækkelig god reservoirkvalitet til at de kan producere geotermisk energi. Densiteten for vand (1000 kg/m<sup>3</sup>) og matrix (2650 kg/m<sup>3</sup>), samt varmekapatiteten for vand (4180 J/kg K) og matrix (880 J/kg K) indgår som konstante størrelser i beregningen.

Den benyttede beregningsmetode antager yderligere at varmebidraget kun kommer fra reservoirenhedens net sand tykkelse og at man ikke medregner varmetilskud:

- fra de dårligere vandledende sandsten/lersten som også er indeholdt i gross-tykkelsen
- fra lag der ligger over- og under reservoiret.

Bemærk også at ressourceberegningen er baseret på temperaturværdier estimeret ud fra den regionale temepratur-dybderelation og temperaturværdierne svarer til toppen af de kortlagte og dybdekonverterede seismiske enheder som indeholder sandstensreservoirerne. Det antages således at den bedste del af reservoiret altid ligger i toppen af den kortlagte seismiske enhed (Kapitel 3), og at reservoiret har en samlet sandtykkelse angivet som net sand tykkelsen uden væsentlige mellemliggende lerlag (Fig. 16).

Derudover forudsætter metoden, at varmeproduktionen indstilles så snart produktions temperaturen falder; normalt efter ~30 år, hvis det afkølede vand pumpes tilbage til det samme sandstenslag. Man bør derfor opgøre hele varmemængden indenfor reservoirernes samlede tykkelse, i stedet for kun at medtage net sand tykkelsen, idet alle lag i gross-tykkelsen, - herunder også alle dårligt vandledende sandstenslag og lerstenslag -, vil afgive deres varme til de produktive sandstenslag efterhånden som disse afkøles. Varmetilskuddet fra andre lag vil således få en helt afgørende betydning, når produktionen skal fortsættes efter de ~30 år. Dette betyder også at den ressourceberegning der er udført her er konservativ, idet den undervurderer de reelle ressourcer og reserver betydeligt. De beregnede ressourcer skal derfor opfattes som et overslag på de teknisk tilgængelige varmemængder, idet de er baseret på en regional seismisk kortlægning og geologisk model, samt på simple antagelser om porøsitets- og temperatur- dybderelationer (se Kapitel 4 og 5).

#### 6.1 Eksempel på beregning af ressourcer

Formålet med ressourceberegningen har været at give et kvantitativt estimat af det samlede regionale geotermiske potentiale i Figur 21 baseret på den seismiske kortlægning samt hvor net sand tykkelsen forventes at være større end 25 m (Fig. 10–13). Nedenfor er der givet et eksempel på hvordan ressourcerne er beregnet i henhold til ligningerne (2) og (3). Ud over at beskrive de inputdata der er benyttet, er formålet også at anskueliggøre de typiske størrelsesordner, som ressourceberegningen giver for de 7 delområder (Fig. 22 og 23).

De beregnede ressourcer er opgivet i [GJ/m<sup>2</sup>], idet overfladearealet A i ligning (3) først bliver relevant når et lokalområde skal kortlægges i større detalje og et bedre arealestimat derfor kan angives i forbindelse med udarbejdelse af en lokal prognose.



#### Beregningseksempel:

Den samlede ressource H<sub>1</sub> [GJ] er:

$$H_1 = H_o * R_o$$

hvor  $H_o$  især er bestemt ud fra Porøsitet, Temperaturen ved toppen af reservoiret og Net sand tykkelsen (se ligning (3)). Inputdata, som er angivet i fed nedenfor, kommer dels fra Tabel 1 i Kapitel 5 (porøsitet og net-gross forhold), fra den seismiske kortlægning og Fig. 10–13 (i.e. gross-tykkelse), samt fra Figur 18 (TopTemp). Temperaturen er beregnet ud fra de griddede dybde-kort, mens net sand tykkelsen er beregnet ud fra (gross-tykkelsen \* net-gross forhold). Porøsitet antages at have en og samme værdi indenfor hvert delområde, mens temperaturen og net sand tykkelsen vil variere indenfor hvert delområde, da de er produktet af henholdsvis dybde til toppen og tykkelsen af de kortlagte seismiske enheder (i.e. reservoirer).

$$H_{o} [GJ/m^{2}] = [ ((1-Porø) *2650*880) + (Porø *1000*4180) ] * (TopTemp - T_{o}) * 1 * (NetSand) * 1E-9$$

dvs. f.eks. SV for Ålborg vil Frederikshavn reservoiret i delområde 2 (Sorgenfrei-Tornquist Zonen) have følgende inputdata (dybde ~1000 m) :

Porø (Omr. 2) : **0,30** TopTemp : **35,7** °C NetSand : **66,5** m (= 147,7 m \*0.45)

bliver

$$H_{o} = [((1-0,30) *2650*880) + (0,30 *1000*4180)] * (35,7 -8) * 1 * (66,5) * 1E-9 : 5,314 [GJ/m2]$$

R<sub>o</sub> er især er bestemt ud fra temperaturen ved toppen af reservoiret er:

$$\mathbf{R}_{0} = [0.33] * (\mathbf{35,7} - 20) / (\mathbf{35,7} - 8) \qquad : 0,187$$

Og den samlede ressource  $H_1$  [GJ/m<sup>2</sup>] bliver derfor:

$$H_1 = 5,314 * 0,187$$
 : 0,994 [GJ/m<sup>2</sup>]

Hvis man derimod vælger værdier helt mod SV for Gassum reservoiret giver det (dybde  $\sim 2500 \text{ m}$ ):

Porø (Omr. 2) : **0,23** TopTemp : **78,3** °C NetSand : **39,7** m (= 107 m \*0.37)

bliver

$$H_1 = 7,688 * 0,374$$
 : 2,104 [GJ/m<sup>2</sup>]

Bemærk at i områder hvor temperaturen er mindre end 20°C vil  $R_o$  blive negative og den samlede  $H_1$  betragtes derfor som nul.



Figur 22 viser de beregnede ressourcer (H<sub>1</sub>) for hvert reservoir (Frederikshavn (F), Haldager (H), Gassum (G) og Skagerrak/Bunter (S/B)) baseret på data for hvert af de 7 delområder. Variationen i beregnede ressourcer for de forskellige reservoirenheder afhænger af de seismiske tykkelses kort (i.e. gross-tykkelsen), mens den beregnede ressourcestørrelse også vil være afhængig af de seismiske dybde-kort (Kapitel 3), idet de danner basis for de beregnede reservoirtemperaturer. Bemærk at flere af disse variationer i beregnede ressourcer kan være i områder hvor den seismiske datadækning er ringe (Fig. 7).

Ressourcekortene er afgrænset så reservoirerne ikke ligger dybere end 3000 m ifølge den seismiske kortlægning (Bilag 1), og kun beregnet i de områder hvor net sand tykkelsen vurderes at være > 25 m og dermed bidrager væsentligt til den samlede ressource. Det vil f.eks. sige at Frederikshavn ressourcen er minimal i det vestlige Jylland, idet net-gross generelt falder som følge af et øget ler-indhold længere mod sydvest væk fra Sorgenfrei-Tornquist Zonen.

Figur 23 viser ressourcerne (H<sub>1</sub>) summerede for alle reservoirer (F + H + G + S/B) indenfor hvert af de 7 delområder. Dette betyder at f.eks. Frederikshavn reservoiret kun vil bidrage til de beregnede ressourcer i delområde 2 og 3, da bidraget fra dette reservoir forventes at være beskedent i de andre delområder (se Fig. 22a). Bemærk også at seismiske afskæringskriterier har været benyttet til ressourceberegningen. Dette betyder f.eks. at Skagerrak reservoiret sandsynligvis også vil indeholde relevante ressourcer i store dele af Nordjylland, selvom de ifølge den seismiske kortlægning viser at Skagerrak reservoiret ligger dybere end 3000 m, og dermed falder udenfor det beregnede område (sammenlign Fig. 21 og det seismiske dybdekort i Bilag 1; 'TopSkagBunt\_Dyb').

Med forbehold for den omtalte manglende datadækning og dermed usikkerheden på den seismiske tolkning (Kapitel 3) viser de sammenstillede ressourcekort i Figur 22 og 23 at der findes flere områder, hvor der i undergrunden findes store, geotermiske ressourcer til mange hundrede års opvarmning. De geotermiske sandstensreservoirer, især Haldager og Gassum reservoirerne, er især interessante i delområde 2 (Sorgenfrei-Tornquist Zonen) og de nordlige områder af delområde 3.



# 7. Anbefalinger vedrørende videre undersøgelser og eventuelle prioriteringer

Undergrundens opbygning og bjergarternes regionale egenskaber er relativt velkendt i Danmark som følge af tidligere aktiviteter indenfor olie-gas efterforskning, geotermiske undersøgelser, naturgaslagring, salt prospektering etc. Data og prøver fra disse aktiviteter er arkiveret på GEUS og omfatter blandt seismiske og gravimetriske data, data fra omfattende målinger af lagseriens petrofysiske egenskaber (borehullogs), samt fysiske prøver af undergrundens lag i form af borespåner, sidevægskerner og konventionelle kerner. Alle disse mange data og prøver fra undergrunden har dannet en afgørende del af grundlaget for GEUS' forskning, der bl.a. har påvist en række strukturer, reservoirer og segl, som er de geologiske forudsætninger for udnyttelse af geotermisk energi og lagring af naturgas og  $CO_2$  (f.eks. Nielsen et al., 2004; Mathiesen et al., 2003; GEUS-Notat, 12-EN-08-04).

En væsentlig barriere for udnyttelse af den store danske geotermiske ressource er de geologiske risici. Det er derfor et mål for GEUS' løbende forskningsaktiviteter at reducere risiciene ved at øge vores viden om undergrundens opbygning og beskaffenhed og derved muliggøre etablering af mere pålidelige og detaljerede geologiske prognoser. Usikkerheden i prognoserne er dels relateret til de komplicerede geologiske forhold i undergrunden og dels til utilstrækkelige og ujævnt fordelt data, hvilket medfører at de regionale geologiske modeller for de potentielle geotermiske reservoirer ofte er usikre når det kommer til konkrete vurderinger af lokale geotermiske prospekter. Eksempelvis gælder det for mange områder at det nuværende datagrundlag er for mangelfuldt til at de lokale variationer i reservoirernes udbredelse, kontinuitet, tykkelse, kvalitet og temperatur kan kortlægges og forudsiges med en tilstrækkelig sikkerhed og detaljeringsgrad.

En præcis vurdering af det geotermiske potentiale af lokale prospekter eller byer forudsætter blandt andet at det lokale aflejringsmiljø for reservoiret vurderes i tilstrækkelig detaljegrad og sættes i relation til den lokale indsynkningshistorie, samt at den diagenetiske udvikling af reservoiret vurderes og eventuelt undersøges på basis af tilgængelige lokale data og prøvemateriale. Seismiske data bør tolkes med henblik på vurdering af reservoirets dybde og kontinuitet og identifikation af eventuelle forkastninger. Data fra nærliggende boringer vurderes ved hjælp af kvantitativ computer-baseret logtolkning og eventuelt bassin- og reservoirmodellering. Eventuelle data fra prøvepumpetest kan give værdifulde informationer om reservoirets ydeevne.

Hvis de indledende vurderinger baseret på eksisterende data og prøver er positive vil det oftest være nødvendigt at supplere med indsamling af nye data for at reducere den geologiske risiko og øge sikkerheden i vurderingen af det geotermiske potentiale. I de fleste områder vil vil det være nødvendigt at udføre et mere detaljeret studie, som blandt andet inkluderer indsamling af nye moderne seismiske data af høj kvalitet.

Nytteværdien af nye moderne seismiske data er senest illustreret i forbindelse med det konsulentarbejde som GEUS udførte for DONG Energy som forberedelse for Margretheholm anlægget og ved Sønderborg (Fig. 19 og 20). Begge steder viste nyindsamlede seismiske data markante forkastninger i undergrunden, som var medvirkende til at de planlagte produktionsboringer blev flyttet til en placering længere væk fra forkastningerne for at sikre tilstrækkelig kontinuitet af de geotermiske reservoirer.



I dag er boreteknikken blevet så avanceret, at man kan afbøje en boring og derved bore skråt ned gennem undergrundens lag frem for lodret. Det gør det muligt at hente mere varmt vand op, fordi en skrå boring skærer et større volumen af det geotermiske reservoir. Endvidere betyder de skrå boringer, at to boringer med en lille afstand på overfladen, kan være adskilt af mere end 1200 m i reservoirdybde. Afstanden mellem boringerne i reservoirdybde er væsentlig, idet det afkølede vand fra injektionsbrønden over tid påvirker temperaturen i produktionsbrønden. Med en afstand på f.eks. 1200 meter vil det typisk tage omkring 30 år før det afkølede vand når hen til produktionsboringen. Selvom vandet gradvist bliver koldere i produktionsboringen vil anlægget fortsat kunne producere, men anlæggets effekt vil med tiden langsomt dale. Hvis det på et tidspunkt vurderes, at fortsat produktion på den pågældende lokalitet ikke længere er rentabel, kan en ny produktionsboring eller et nyt anlæg etableres få kilometer væk. Når en lokalitet forlades, vil en langsom genopvarmning af reservoiret finde sted, som følge af den konstante strøm af varme fra jordens indre. Det vil dog tage ganske lang tid – op til 5–6000 år – inden reservoiret igen er tæt på sin oprindelige temperatur. Fremtidige modelberegninger kan sikre en bedre forståelse af denne tidsmæssige sammenhæng mellem afkøling, varmelagring, det tekniske design og en effektiv udnyttelse af den geotermiske varme.

#### Skitse til modning af et område med geotermisk potentiale

De eksisterende data fra det danske land- og nærkystområde har påvist at store dele af Danmark er velegnet til geotermisk udnyttelse. Hvis et givent område, et geotermisk prospekt eller en by udvælges til modning med henblik på udnyttelse af undergrundens geotermiske potentiale, kunne en mulig arbejdsgang for at minimere efterforskningsrisikoen indeholde følgende elementer:

- Opstilling af en **foreløbig geologisk model** baseret på lokale data (i den udstrækning sådanne findes) kombineret med GEUS´ regionale geologiske modeller.
- Hvis den foreløbige geologiske model forudsiger, at potentialet er tilstrækkeligt til geotermiske udnyttelse, vil næste trin være at indsamle en tilstrækkelig mængde **nye** seismiske data, så en detaljeret seismisk kortlægning af lokalområdet kan foretages.
- Efter tolkning og kortlægning af de nye data opstilles en ny revideret geologisk model baseret på integration af de nye og tidligere data; på denne baggrund opstilles en ny mere sikker prognose.
- Hvis prognosen for den valgte lokalitet er tilfredsstillende med hensyn til tilstedeværelse af et eller flere reservoirer med gode sandstenslag og geotermisk potentiale, afstand til forkastninger m.m. vil næste trin være at opstille en egentlig **boreprognose**, for en efterforskningsboring
- I forbindelse med **udførelsen af efterforskningsboringen** gennemføres der grundige **pumpetests** i de potentielle sandstenslag, for at få afklaret om undergrunden er velegnet til geotermisk varmeproduktion.
- Herefter vurderes beskaffenheden og dybdeforholdene af undergrundens lag og resultaterne evalueres og **forventningerne til det geotermiske potentiale justeres**.
- Hvis **prøvepumpningen af boringen** i de potentielle sandstenslag er positive, kan det være med til at afklare hvor store mængder varmt vand, der kan produceres, og om et geotermiske anlæg kan etableres.
- De nye data integreres med de eksisterende data og **den regionale geologiske model opdateres** baseret på de nye boringsinformationer, hvorved fremtidige vurderinger af efterforskningsrisici reduceres.



#### Skitse til prioritering mellem forskellige anvendelser af undergrunden

I de seneste år har undergrunden i land- og nærkystområderne tiltrukket sig fornyet interesse i forbindelse med udnyttelse af geotermisk energi, lagring af  $CO_2$  og oprettelse af stødpude lagre af naturgas. Udnyttelse af geotermisk energi kræver alene at tilstrækkelige mængder af varmt vand kan bringes til overfladen fra et reservoir og efter afkøling returneres til samme reservoir. Modsat lagring af naturgas og  $CO_2$  er der således ikke behov for en lukket struktur med overliggende segl. Strukturer med lukninger må derimod forventes at være en forudsætning, hvis gas eller  $CO_2$  skal lagres. Dermed foreligger en simpel mulighed for at prioritere mellem områder og reservoirer til henholdsvis geotermisk energi udnyttelse og gas/ $CO_2$  lagring, idet nogle af de identificerede strukturer i undergrunden under eller i nærheden af større punktkilder vil kunne reserveres til lagring af  $CO_2$  (Fig. 1). Andre strukturer kan eventuelt reserveres til naturgaslagring. Endvidere foreligger der en mulighed for at varmt geotermisk vand fra et  $CO_2$  lager udover udnyttelsen af varmeenergien bidrager til at holde reservoirtykket nede. Denne kombination af geotermi og  $CO_2$  lagring forudsætter dog, at det afkølede geotermiske vand kan bortskaffes på en forsvarlig måde.



## 8. Konklusion

Geotermisk energi er forbundet med stor forsyningssikkerhed, og geotermiske anlæg kan i dag producere store varmemængder ved et lavt el-forbrug. El-forbruget bruges primært til at pumpe det varme underjordiske vand op til overfladen og det afkølede vand tilbage til undergrunden, samt lidt forbrug til at drive varmevekslerne. El-forbruget udgør typisk 5–10 % af den producerede varmeenergi.

Undergrunden i store dele af det danske område består af dybe sedimentære bassiner med sandstensreservoirer, som indeholder varmt vand, der kan udnyttes til opvarmningsformål. I disse områder eksisterer der normale geotermiske forhold, hvor temperaturen i gennemsnit stiger ~25–30°C per km nedad i undergrunden. Mange områder har således et potentiale for geotermisk energiudnyttelse, hvor der i passende dybder mellem 800–3000 m findes egnede geotermiske reservoirer. Dette er allerede påvist i de to eksisterende geotermiske varmeværker i Thisted og København.

Det antages at betingelserne for geotermisk udnyttelse er at de potentielle reservoirer skal ligge i dybdeintervallet 800–3000 m. Den øvre grænse er valgt så den er sammenfaldende med den grænse hvor  $CO_2$  skifter fase fra gas til superkritisk væske. Den nedre grænse på 3000 m skyldes, at et reservoir som regel vil have for lave porøsiteter og permeabiliteter ved større dybder. For at sikre at økonomien er rentabel skal reservoirenheden ligeledes have en minimum net sand tykkelse på 25 m. Reservoirenheden skal være af god kvalitet med gode porøsiteter og permeabiliteter. Porøsiteten skal helst være på mere end 10 %, og permeabiliteter på 10–100 mD regnes normalt for at være gode, mens værdier på 300 mD eller mere vurderes som særdeles gode.

Det regionale sammenstillede potentiale kort viser, at det er sandsynligt at der findes potentielle sandstensreservoirer i hovedparten af landet og nærkystområderne (Fig. 21). Desuden findes der flere områder, hvor to eller flere af de potentielle reservoirer kan have et geotermisk potentiale.

Overslagsberegninger viser at der findes flere områder som kan indeholde betydelige geotermiske ressourcer (Fig. 22 og Fig. 23). De geologiske risici, - udover permeabilitet, kan være tilstedeværelsen af saltstrukturer og forkastninger, som kan reducere areal/volumen af de områder som kan udnyttes til geotermisk energi. Selv med de simple overslagsberegninger der er udført her, viser resultatet at Danmarks undergrund har meget store geotermiske ressourcer og at geotermisk energi vil kunne bidrage til varmeforsyningen i adskillige hundrede år.

Det må forventes at den danske undergrund i fremtiden blive attraktiv for udnyttelse til mange formål, dvs. udover geotermiske udnyttelse også lagring af naturgas og CO<sub>2</sub>. Planlægning og prioritering af disse alternative aktiviteter nødvendiggør at man udover at sikre bedre geologiske modeller også sikre at den geologiske efterforskningsrisiko minimeres. Dette gøres ved at styrke den geologiske og geofysiske viden om de geotermiske reservoirers udbredelse og beskaffenhed. Det kan gøres ved indsamling af nye data og løbende langsigtet forskning, idet en bedre geologisk database og en bedre forståelse giver en bedre og mere sikker geologisk model.



## Referenceliste

- Balling, N. 1977: Geofysiske metoder til lokalisering af geotermiske energiressourcer. Dansk Geol. Foren., Årsskrift for 1977, 13-27.
- Balling, N., Nielsen, S.B., Christiansen, H.S., Christensen, L.D. & Poulsen S. 1992: The subsurface thermal regime and temperature of geothermal reservoirs in Denmark. Synthesis report to Commission of the European Communities, Contract EN3G-0029-DK.
- Bertelsen, F. 1978: The Upper Triassic Lower Jurassic Vinding and Gassum Formations of the Norwegian-Danish Basin. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B 3, 26pp.
- Bertelsen, F. 1980: Lithostratigraphy and depositional history of the Danish Triassic.
  Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B 4, 59 pp.Britze, P. & Japsen, P. 1991:
  Geologisk Kort over Danmark, 1:400.000. Det Danske Bassin, Top Zechstein og Trias.
  DGU Kortserie, 31.
- Nielsen, L.H. & Anthonsen, K.L. 2008: Geologisk lagring af CO<sub>2</sub> i Danmark. GEUS-notat 12-EN-08-04, 25 pp, 9 figurer og 2 tabeller.
- Haenel, R. & Staroste, E. (eds) 1988: Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerland. Verlag Th Schäfer, Hannover Germany.
- Hurter, S. & Haenel, R. (eds) 2002: Atlas of Geothermal Resources in Europe, 92 pp, 89 plates. Office for Oficial Publications of the European Communities, Luxemburg. Publication No. EUR 17811.
- Lavigne, J., 1978: Les ressources géothermiques françaises possibilités de mise en valeur. Ann. Des Mines, avril 16 p.
- Mathiesen, A., Larsen, M. & Mahler, A. 2003. Feasibility of CO<sub>2</sub> storage in combination with geothermal plants, Denmark. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse rapport 2003/79, 29 pp.
- Michelsen, O. 1978: Stratigraphy and distribution of Jurassic deposits of the Norwegian-Danish Basin. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B Nr. 2, 28 pp.
- Michelsen, O (ed.). 1981: Kortlægning af potentielle geotermiske reservoirer i Danmark. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie B Nr. 5, 28 pp.
- Michelsen, O. 1989: Revision of the Jurassic lithostratigraphy of the Danish Subbasin. Danmarks Geologiske Undersøgelse Serie A Nr. 24, 21 pp.
- Michelsen, O., Nielsen, L.H., Johannessen, P., Andsbjerg, J. & Surlyk 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.



- Michelsen & Clausen, O.R. 2002: Detailed stratigraphic subdivision and regional correlation of the southern Danish Triassic succession. Marine and Petroleum Geology 19, p. 563-587.
- Muffler, P. & Cataldi, R. 1978: Methods for regional assessment of geothermal resources. Geothermics 7, 53-89.
- Nielsen, L.H. & Japsen, P. 1991: Deep wells in Denmark 1935-1990. Danmarks Geologiske Undersøgelse Ser. A 31, 179 pp.
- Nielsen, L.H. 2003: Late Triassic Jurassic development of the Danish Basin and Fennoscandian Border Zone, Southern Scandinavia. In: Ineson, J. R. & Surlyk, F. (eds): The Jurassic of Denmark and Greenland. Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin 1, 459–526.
- Nielsen, L.H., Mathiesen, A. & Bidstrup, T. 2004: Geothermal energy in Denmark. Review of Survey activities 2003. Geological Survey of Denmark and Greenland bulletin 4 p.17–20.
- Sørensen, K., Nielsen, L.H., Mathiesen, A. & Springer, N., 1998: Geotermi i Danmark: Geologi og ressourcer. GEUS Rapport 1998/123. 24 pp
- Vejbæk, O., 1997: Dybe strukturer i danske sedimentære bassiner. Geologisk Tidsskrift, 4, 40 pp.





## Figurliste

- Fig. 1. Potentielle geologiske strukturer som er egnet til lagring af CO<sub>2</sub>
- Fig. 2. De væsentligste strukturelle elementer i det sydlige Skandinavien
- Fig. 3. Geologisk SV-NØ gående profil i geologisk tid gennem det Danske Bassin
- Fig. 4. Geologisk SV-NØ gående profil i omregnet til dybde gennem det Danske Bassin
- Fig. 5. Logkorrelation gennem det Danske Bassin, som viser sandstenslagenes udbredelse.
- Fig. 6. Skematisk stratigrafisk skitse i geologisk TID med de fem reservoirenheder
- Fig. 7. Datadækning (boringer og seismiske data)
- Fig. 8. Den nyere digitaliserede seismiske database
- Fig. 9. Dybdekonvertering er baseret på en regional hastighedsfunktion
- Fig. 10. Udbredelse af Skagerrak og Bunter reservoirerne
- Fig. 11. Udbredelse af Gassum reservoiret
- Fig. 12. Udbredelse af Haldager reservoiret
- Fig. 13. Udbredelse af Frederikshavn reservoiret
- Fig. 14. 7 delområder.
- Fig. 15. Kort med brønde som indeholder anvendelige logdata.
- Fig. 16 Definition på net sand og gross-tykkelser.
- Fig. 17. Sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet.
- Fig. 18. Generel temperatur dybde-relation for hele landet.
- Fig. 19. Seismisk eksempel fra Margretheholm: kontinuitetsvurdering af reservoirenheden.
- Fig. 20. Seismisk eksempel fra Sønderborg: forkastninger under den oprindelige placering af produktionsboringen.
- Fig. 21. Det regionale geotermiske potentiale for mulige sandstensstensreservoirer.
- Fig. 22. Beregnede ressourcer ( $H_1$  i GJ/m<sup>2</sup>) for de enkelte sandstensreservoirer sammenstillet og baseret på data fra de forskellige delområder.
- Fig. 23. Beregnede ressourcer ( $H_1$  i GJ/m<sup>2</sup>) summerede for alle reservoirer indenfor hvert af de 7 delområder.






**Figur 1.** Kort som viser de potentielle geologiske strukturer (blå og grønne), som er egnet til lagring af  $CO_2$  sammenholdt med de største  $CO_2$  punktkilder og saltstrukturerne med gult (fra GEUS-Notat, 12-EN-08-04).





**Figur 2.** De væsentligste strukturelle elementer i det sydlige Skandinavien inklusiv Det Danske Bassin (i.e. den østligste del af det Norsk-Danske Bassin), Sorgenfrei-Tornquist Zonen, Skagerrak-Kattegat Platformen og Ringkøbing-Fyn Højderyggen. Placeringen af de geologiske profiler i Figur 3 og 4 er vist med en rød linie.



**Figur 3.** Geologisk SV–NØ gående profil i geologisk tid gennem det jyske område fra Ringkøbing-Fyn Højderyggen (SV) til Skagerrak-Kattegat Platformen (NØ). Sektionen illustrerer variationerne i undergrunden, som følge af salt tektonik og forkastninger. Bemærk de bløde strukturer, hvor de overliggende sedimenter enten er bevaret, kiler ud eller er skåret af salt diapier, som gennemtrænger det meste af den Mesozoiske lagfølge.





**Figur 4.** Skematisk SV–NØ gående profil omregnet til dybde, gennem det samme område som i Figur 3. Bemærk at profilet nu er inddelt efter de væsentligste lithostratigrafiske enheder (Nielsen & Japsen, 1991). Bemærk den omtrentlige placering af de væsentligste reservoirer er fremhævet.





**Figur 5.** SV–NØ gående log korrelation Jylland fra Skagen (NØ) på Skagerrak-Kattegat Platformen til Ullerslev på Ringkøbing Fyn Højderyggen (SV). Bemærk hvordan udbredelsen af sandstenslagene i Haldager Sand og Gassum Formationerne varierer i tykkelse gennem området og hvordan de generelt bliver tyndere mod sydvest.



**Figur 6**. Skematisk SV–NØ gående stratigrafisk skitse i geologisk tid fra Ringkøbing-Fyn Højderyggen (RKF) i SV henover de centrale dele af det Norsk-Danske Bassin til Skagerrak-Kattegat Platformen (SKP) i NØ. Regionale reservoirenheder er vist med gult. Bemærk at f.eks. Haldager og Frederikshavn reservoirerne ikke findes i hele det Danske Bassin. Til højre på figuren er angivet den omtrentlige placering af de tolkede og kortlagte seismiske horisonter (se også Kapitel 3).



Figur 7. Kort som viser den samlede datadækning i form at dybe seismiske data samt eksisterende boringer. Kvaliteten af de seismiske data defineret på baggrund af de enkelte surveys alder.





**Figur 8.** Kortet viser de seismiske data, som tidligere kun fandtes på papir-form, men som nu er skannet og integreret som en del af den samlede digitale seismiske database.





**Figur 9.** Dybdekonverteringen baseret på en regional hastighedsfunktion, som er beregnet ud fra samtlige landboringer.





**Figur 10.** Kort som viser den forventede udbredelse af **Skagerrak og Bunter** reservoirerne, hvor net sand tykkelsen er større end 25 m. De annoterede brønddata er: Dybde til toppen (**fed**) og gross tykkelse (*kursiv*) af Bunter og Skagerrak Formationerne (data bl.a. Nielsen & Japsen, 1991). Bemærk den forventelige udbredelse af reservoirerne er vurderet ud fra en minimums net sand tykkelse på 25 m i dybdeintervaller ~800–3000 m, og at begge reservoirer forventes at ligge for dybt (> 3000 m) i den centrale del af Det Danske Bassin.



**Figur 11.** Kort som viser den forventede udbredelse af **Gassum** reservoiret, hvor net sand tykkelsen er større end 25 m. De annoterede brønddata er: Dybde til toppen (**fed**) og gross tykkelse (*kursiv*) af Gassum Formationen (data bl.a. Nielsen & Japsen, 1991). Bemærk den forventelige udbredelse af reservoirerne er vurderet ud fra en minimums net sand tykkelse på 25 m i dybdeintervaller ~800–3000 m, som medfører at området SV for Ålborg (> 3000 m) og Lolland-Falster (< 800 m) ikke er medtaget.



**Figur 12.** Kort som viser den forventede udbredelse af **Haldager** reservoiret, hvor net sand tykkelsen er større end 25 m. De annoterede brønddata er: Dybde til toppen (**fed**) og gross tykkelse (*kursiv*) af Haldager Sand Formationen (data bl.a. Nielsen & Japsen, 1991). Bemærk den forventelige udbredelse af reservoiret er vurderet ud fra en minimums net sand tykkelse på 25 m i dybdeintervaller ~800–3000 m. Bemærk at Haldager reservoiret i området SV for afskæringen forventes at indeholde sandstenslag men at reservoiret i dette område er for tyndt (< 25 m).



**Figur 13.** Kort som viser den forventede udbredelse af **Frederikshavn** reservoiret, hvor net sand tykkelsen er større end 25 m. De annoterede brønddata er: Dybde til toppen (**fed**) og gross tykkelse (*kursiv*) af Frederikshavn Formation (data bl.a. Nielsen & Japsen, 1991). Bemærk den forventelige udbredelse af reservoiret er vurderet ud fra en minimums net sand tykkelse på 25 m i dybdeintervaller ~500–3000 m. Bemærk at Frederikshavn reservoiret i den vestlige del af Midtjylland forventes bliver mere ler-rigt mod SV dvs. net sand tykkelsen i dette område forventes at være mindre end 25 m.





**Figur 14.** Kortet viser de 7 delområder defineret ud fra strukturelle elementer kombineret med geografiske områder, hvor reservoirernes udbredelse og datakvaliteten viser en vis sammenhæng. Kortet viser også udbredelsen af saltstrukturerne. Figur 3 og 4 viser hvordan tilstedeværelse af salt kan påvirke reservoirernes udbredelse i undergrunden.



**Figur 15.** Kortet viser de eksisterende boringer og i hvilket omgang de indeholder logs som kan anvendes til vurdering af reservoirkvalitet.



**Figur 16.** Udsnit fra Haldager-1 boringen fra Figur 3 og 4 som viser en typisk SP log. På loggen er markeret de dybdeintervaller hvor Frederikshavn og Haldager Sand formationerne findes. Figuren viser hvordan en 'Cut-off'-værdi kan bruges til at vurdere et potentielt reservoirs sandstensindhold (gule farver). Bemærk at selvom f.eks. Frederikshavn Formationen er 240 m tyk er netto sandtykkelsen, dvs. net sand tykkelsen kun ~60 m, idet det meste af formationen består af ler-rige lag (brune farver) med dårligere permeabilitet. Bemærk også placeringen af de enkelte net sand lags indenfor den totale gross-tykkelse; f.eks. i Frederikshavn Formationen ligger de tykkeste lag i midten med to tyndere lag i toppen.



**Figur 17.** Sammenhæng mellem porøsitet og permeabilitet. Baseret på konventionelle kerneanalyser fra udvalgte brønde. Kernemålingerne stammer fra Gassum, Bunter Sandsten og Haldager Sand Formationerne.





**Figur 18.** Temperaturdata fra danske efterforskningsboringer. Den sorte linie viser en dybderelation på  $30^{\circ}$ C/km, mens den grønne linie viser en generaliseret dybde-relation på ~28°C/km, hvor det antages at den årlige overfladetemperatur er 8°C. Bemærk at de to nyeste boringer, Margretheholm-1 og Karlebo-1, som begge ligger på Sjælland i den østligste del af landet begge har en lidt lavere gradient.





**Figur 19.** SV-NØ gående **s**eismisk linie fra området omkring Margretheholm på Amager. Den seismiske linie er indsamlet før boringen af MAH-1, som er placeret helt til højre. Bemærk den markante Amager forkastning, som gennemskærer både Gassum og Bunter reservoirerne, og som bl.a. bevirkede at H.C. Ørsted Værket ikke blev valgt som den mest optimale placering for den efterfølgende produktionsboring (Seismik vist med tilladelse fra DONG Energy).





**Figur 20.** Nyere seismisk linie fra Sønderborgområdet i dybde [m]. Bemærk hvordan området nær den oprindelige placering af produktionsboringen (rød linie) er opbrudt af forkastninger. Som følge af denne nye information valgte DONG Energy at flytte boringen til en ny placering NØ for Sønderborg by (Seismik vist med tilladelse fra DONG Energy).





**Figur 21.** Fairway-kortet viser det regionale geotermiske potentiale for de mulige sandstensreservoirer. Kortet er dækker dybdeintervallet ~800–3000 m og forudsætter en reservoirtykkelse på mere end 25 m. De mørkegrå og sorte områder indikerer at reservoiret er begravet for dybt (Gassum i Nordjylland; Bunter i Vestjylland, - begge i de centrale dele af Det Danske Bassin) mens de lyse grå områder indikerer at reservoiret ikke er til stede (Ringkøbing-Fyn Højderyggen) eller ligger for grundt (< ~800 m; nordligste Jylland). De skraverede områder er områder hvor to eller flere af de potentielle sandstensreservoirer kan have et geotermisk potentiale. De eksisterende dybe boringer er vist, samt placeringen af de to geotermiske anlæg ved Thisted og på Margretheholm nær København.



**Figur 22a.** Kortet viser de beregnede ressourcer ( $H_1$  i GJ/m<sup>2</sup>) for **Frederikshavn** reservoiret sammenstillet og baseret på data fra de delområder, hvor ressourcen er relevant (Omr. 2 & 3, se også Fig. 13). Ressourceberegningerne afhænger især af de kortlagte seismiske dybde- og gross-tykkelse kort, f.eks. er den beregnede ressource beskeden i det nordlige Jylland, da dybden til reservoiret her er lille og temperaturen derfor lav (~20 °C).



**Figur 22b.** Kortet viser de beregnede ressourcer ( $H_1$  i GJ/m<sup>2</sup>) for **Haldager** reservoiret sammenstillet og baseret på data fra de delområder, hvor ressourcen er relevant (Omr. 1, 2 & 3, se også Fig.12). Bemærk at de største ressourcer især findes i delområde 2 (Sorgenfrei-Tornquist Zonen), hvor reservoiret også forventes at være tykkest (Bilag 2).



**Figur 22c.** Kortet viser de beregnede ressourcer ( $H_1$  i  $GJ/m^2$ ) for **Gassum** reservoiret sammenstillet og baseret på data fra de delområder, hvor ressourcen er relevant (Omr. 1–3 & 6–7, se også Fig. 11). Bemærk at de største ressourcer især findes i området mellem delområde 2 og 3, hvor reservoiret også forventes at være tykkest (Bilag 2). Bemærk at ressourcen ikke er beregnet i Sønderjylland pga. manglende data.



**Figur 22d.** Kortet viser de beregnede ressourcer ( $H_1$  i GJ/m<sup>2</sup>) for **Skagerrak/Bunter** reservoiret sammenstillet og baseret på data fra de delområder, hvor ressourcen er relevant (Omr. 1–2 & 3, 5–7, se også Fig. 10). Bemærk at ressourcerne generelt varierer som følge af reservoirernes dybde (~1500-3000 m), og at Skagerrak reservoiret sandsynligvis også vil indeholde relevante ressourcer i store dele af Nordjylland selvom de på figuren ligger udenfor de beregnede områder (sammenlign Fig. 21 og dybdekortet i Bilag 1; 'TopSkagBunt\_Dyb').



**Figur 23.** Kortet viser de beregnede ressourcer (H<sub>1</sub> i GJ/m<sup>2</sup>) summerede for alle reservoirer (Frederikshavn, Haldager, Gassum og Skagerrak/Bunter) indenfor hvert af de 7 delområder (se Fig. 22). Den beregnede værdi er et udtryk for den mindste ressource og for at der i et område findes mindst ét reservoir i det rigtige dybdeinterval (~800–3000 m; temperatur > 20 °C) og at net sand tykkelsen er > 25 m. Frederikshavn reservoiret vil f.eks. kun bidrage til summen i delområde 2 og 3, da reservoiret ligger for grundt i delområde 1 (Fig. 22a).

# BILAG 1:

## Seismisk kortlægning

#### **Dybde-kort:**

- BUC (Basis Øvre Kridt)
- Top Frederikshavn reservoiret (i.e. Top Jura horisonten)
- Top Haldager reservoiret
- Top Gassum reservoiret
- Top Skagerrak/Bunter reservoirerne







### Bilag 1



### Bilag 1



### Bilag 1


## Bilag 1



## BILAG 2:

## Seismisk kortlægning

## Tykkelses-kort

- Frederikshavn reservoiret
- Haldager reservoiret
- Gassum reservoiret
- Skagerrak/Bunter reservoirerne











