

PFN
93301



UP93

ELSAM

Vision

ELSAM vil arbejde for fortsat at være brugerejet og med forbrugerne i centrum.
ELSAM vil arbejde for fortsat at være en dansk, forbrugerejet og forbrugerstyret organisation, som i et samarbejde med distributionen udbyder energitjenester baseret på el- og kraftvarme. ELSAM vil i sin virksomhed bevidst og systematisk sætte forbrugernes ønsker i højsædet.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk og samfundsbevidst.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk opbygget med en demokratisk valgt bestyrelse, der fastlægger de overordnede mål og rammer for virksomheden. ELSAM vil samarbejde åbent med politikere og myndigheder om løsninger til gavn for det danske samfund.

ELSAM vil være miljøbevidst.

ELSAM føler sig medansvarlig over for det lokale og globale miljø. Produktionen vil finde sted på effektive og miljøvenlige produktionsanlæg, og ELSAM vil sammen med distributionen gennemføre en effektiv energirådgivning med henblik på en optimal energianvendelse.

ELSAM vil være omkostningsbevidst og konkurrencedygtig.

ELSAM vil gennem fremsynet planlægning, bygning af moderne kraftværker, rationel drift og global adgang til brændselsmarkedet være omkostningsbevidst, effektiv og konkurrencedygtig både i Danmark og i Nordeuropa.

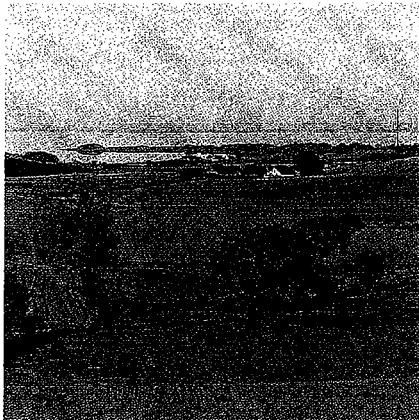


Foto: Gerth Hansen/BIOFOTO

Deponering af CO₂ i Danmark

Udarbejdet for I/S ELSAM af T.D. Krom og K. H. Ipsen, ELSAMPROJEKT A/S

Internt materiale – må ikke offentliggøres



ELSAMPROJEKT A/S
POWER STATION ENGINEERING

Kraftværksvej 63, DK-7000 Fredericia

Phone: +46 75 56 44 11

Fax.: +46 75 56 44 77

I/S ELSAM

DEPONERING AF CO₂ I DANMARK

AFSLUTTENDE RAPPORT

JANUAR 1993

Projekt nr.: EP 381.1	Notat nr.: EP92/784	Dato: 28. januar 1993 Forfatter: Thomas Krom & Karen Ipsen	Kontrol: 	Godkendt: 
Fordeling: Rekvirent: I/S ELSAM EP: KJ, OH, TDK, KHI, P-arkiv			Nøgleord: CO ₂ , deponering, Danmark, saltkaverne, grundvandsmagasin	

Resumé:

Nærværende rapport giver et foreløbigt skøn vedr. muligheder og potentiale for deponeering af CO₂ i Danmark.

Rapporten beskriver muligheden for deponering i undergrunden i henholdsvis dybtliggende akviferer, i udtømte olie- og naturgasfelter samt i kaverne udskyllet i salthørste. Rapporten behandler i øvrigt i grove træk problemstillingerne vedr. brug af CO₂ til Enhanced Oil Recovery samt deponering i biomasse og ved injektion på store havdybder.

Baseret på den eksisterende viden omkring teknik, tidsskala og potentiale er den foretrakne geologiske deponeringsform injektion af superkritisk CO₂ i dybtliggende saltvandsakviferer efterfulgt af udtømte olie-/gasfelter. Saltkaverne vurderes ikke at være en hensigtsmæssig langtidsløsning, men denne type CO₂-deponi kan muligvis spille en rolle ved drift af ovennævnte underjordiske deponier, idet kavelnelagre kan udnyttes som bufferlagre.

Tidsrammer.

Tidsmæssigt er den hurtigst realiserbare CO₂-deponeringsform en "deponering" ved konvertering til biomasse - enten ved en omlægning af brændselsforbruget eller ved tilplantning af yderligere arealer. Tilplantning kan evt. bruges som mellemLAGER, indtil decidederede deponier i undergrunden kan etableres.

Deponering i dybtliggende saltvandsakviferer kan tidligst realiseres om ca. 10-15 år

fra dags dato. Denne tidsramme vil tilgodeose, at der skal laves såvel grundlæggende F&U-arbejde og ekstensive forundersøgelser regionalt såvel som intensive undersøgelser lokalt, samt at der afsættes tid til anlægsarbejder på depot og transmissionssystem.

Deponering i udtømte olie-/gasfelter i Nordsøen kan tidligst komme i betragtning om ca. 30 år, når produktion af kulbrinter fra felterne indstilles.

Et bufferlager i en saltkaverne kan realiseres i løbet af en periode på ca. 7-10 år.

Omkostninger:

Omkostningsniveauet er baseret på 90% CO₂-fjernelse fra en 350 MW blok, dvs. en årlig CO₂-mængde på ca. 1,4 mio. tons. Samtlige beregninger anvender 1990 som basisindex og en kapitaliseringssfaktor på 10.4.

Deponering i en dybtliggende akvifer kan realiseres for en estimeret deponeringspris på 90 kr./t CO₂ incl. drift, transmission og energiforbrug. Dette estimat er udregnet med den forudsætning, at der ikke kræves intensive forundersøgelser, dvs. deponeering i en på nuværende tidspunkt velbeskrevet struktur, samt at der transmitteres over 30 km.

Deponering i de danske Nordsøfelter vil dels pga. off-shore-beliggenheden dels pga. øgede transmissions-, anlægs-, og driftsudgifter være væsentligt dyrere end akvifer-løsningen. Deponering i saltkaverner estimeres at koste ca. 280 kr./t CO₂. Geologiske forudsætninger som ovenfor og en transmissionsstrækning på 100 km.

Kapacitet:

Den forventede deponeringskapacitet i de danske Nordsøfelter er 5.3×10^8 tons CO₂.

Tre kendte dybtliggende saltvandsakviferer i Jylland har en forventet deponeringskapacitet på ca. 6×10^8 tons CO₂. Det forventes, at yderligere strukturer kan lokaliseres, således at det reelle potentiale er væsentligt større.

En saltkaverne vil kunne rumme ca. 4×10^5 tons CO₂.

Deponering i biomasse er dels begrænset af de arealer, som afsættes til dette formål, dels af beplantningens art. CO₂-deponering er i størrelsesordenen 100 t/ha for vækster som eksempelvis pil.

Anbefalinger:

Eventuelt videre arbejde bør udføres efter et systematisk koncept, som vil klarlægge de områder, hvor der kræves yderligere arbejde. Rapporten peger på 7 faser, inden et deponi kan ibrugtages. I første omgang kan der evt. startes med følgende faser:

- Fase 1: Grundlæggende udredningsarbejde.
- Fase 2: Feltundersøgelser.
- Fase 3: Engineeringkoncept.
- Fase 4: Statusreddegørelse.

INDHOLDSFORTEGNELSE

1. INDLEDNING	1
1.1. Saltkaverner	2
1.2. Porøse formationer: Akviferer og olie-/gasfelter.	3
1.3. Enhanced Oil Recovery.	6
1.4. Deponering til havs.	10
1.5. Biomasse	13
2. SALTHORSTE	15
2.1. Potentiale.	16
2.2. Miljømæssige konsekvenser.	17
2.3. Etablering af kavernelagre.	18
2.3.1. Teknik.	18
2.3.2. Tidsplan.	23
2.3.3. Omkostninger.	23
3. AKVIFERER.	26
3.1. Lokaliteter.	26
3.2. Konflikter med andre interesser.	29
3.3. Potentiale.	31
3.3.1. Nordjylland.	32
3.3.2. Sønderjylland.	33
3.3.3. Ringkøbing-Fyn-højde-ryggen.	33
3.4. Fysiske/kemiske forhold ved deponering.	33
3.4.1. Kemiske forhold.	33
3.4.2. Fysiske forhold.	34
3.4.3. Udnyttelsesgrader.	36
3.4.4. Evaluering metodik.	39
3.4.5. Driftsforhold.	40
3.5. Krav til CO ₂ -levering.	41
3.6. Tidsplan.	42
3.7. Omkostninger.	43
4. TRANSMISSIONSSYSTEM.	45
4.1. Rørledning.	45
4.2. Kompressor.	46
4.3. System.	49
4.4. MKS - Voldum.	51
4.5. NEFO - Vedsted.	52
4.6. NEFO - Mors.	53
4.7. Økonomisk oversigt.	54
5. BIOMASSE.	56
5.1. Teknologier og anvendelser.	57
5.2. Arealudnyttelse	58
5.3. Vurdering af forskellige vækster.	59

5.4.	CO ₂ -reduktion ved tilplantning.	60
5.5.	Omkostninger.	62
6.	KONKLUSION.	63
6.1.	Deponering.	63
6.2.	Transmission.	66
6.3.	Videre arbejde.	67
7.	DATAGRUNDLAG.	70
7.1.	Generelle forudsætninger.	70
7.2.	CO ₂ -emission.	70
8.	REFERENCER.	77
9.	ORDLISTE.	81

FIGURFORTEGNELSE.

Figur 1.1. Årlig udledning af antropogen CO ₂ fra energiproduktion i Danmark samt energiforbrugets sektoropdeling.	2
Figur 1.2. Beliggenhed af danske naturgasfelter i Nordsøen.	5
Figur 1.3. CO ₂ -injektionsprojekter (EOR) i USA og produceret mængde olie resulterende heraf.	8
Figur 1.4. Ekstraomkostninger pr. tønde ved brug af CO ₂ -EOR. To CO ₂ -priser samt varierende diskonto og tilbagebetalingstid er anvendt. Ref. /9/.	9
Figur 2.1. Beliggenhed af saltdiapirer og -puder i Danmarks undergrund.	15
Figur 2.2. PVT-relationer for CO ₂ i det forventede tryk-/temperaturområde.	16
Figur 2.3. Eksempel på udbygning af udskylningsboring. Efter Haddenhorst, /20/.	20
Figur 2.4. Udlægning af et udskylningsanlæg. Højre kaverne er udskyld ved "indirect solution mining". Venstre kaverne ved "direct solution mining". Efter Haddenhorst, /20/.	21
Figur 2.5. Tidsplan for idriftsættelse af CO ₂ -deponi ved deponering i saltkaverne-lagre (se også bilag A4).	23
Figur 3.1. Placering af dybtliggende akviferer med deponeringspotentiale samt de 2 planlagte naturgaslagre ved Tønder og Stenlille.	27
Figur 3.2. Tre generelle typer af geologiske fælder, som kan findes i Danmark og evt. vil være interessante mht. CO ₂ -deponering.	35
Figur 3.3. Gravity instability fænomenet, hvor et lettere medie strømmer på overfladen af en tungere, mere viskøs væske.	37
Figur 3.4. Fingering ved injektion af CO ₂ forårsaget af heterogenitet i depone-ringsformationen.	37
Figur 3.5. Nødvendigt totalvolumen ved en årlig deponering på 20 Mt CO ₂ som funktion af sweep percent.	38
Figur 3.6. Tidsplan for idriftsættelse af CO ₂ -deponi ved injektion i dybtliggende akviferer (se også bilag A6).	43
Figur 4.1. Tryktab i 10 km transmissionsledning excl. enkelttab ved en mængde på 250 t CO ₂ /h.	46
Figur 4.2. Anlægspris for 10 km CO ₂ -ledning.	47
Figur 4.3. Anlægspris for pumpestation.	48
Figur 4.4. Energiforbrug og årlige driftsomkostninger til kompressoranlæg.	49
Figur 4.5. Økonomi for 30 km-system uden pumpestationer.	50
Figur 4.6. Økonomi for 30 km-system med en trykforøgerstation.	50
Figur 4.7. MKS-Voldum. Muligt transmissionstracé.	51
Figur 4.8. NEFO-Vedsted. Muligt transmissionstracé.	52
Figur 5.1. Konvertering af biomasse til flydende/gasformigt brændsel	57
Figur 6.1. Estimat vedr. tidsforbrug og budget for evt. videre arbejde.	69

TABELFORTEGNELSE.

Tabel 2.1. Anlægsbudget for bufferlager i saltkaverner. CO ₂ -gas leveret ved 200 bar.	23
Tabel 2.2. Økonomi for CO ₂ -bufferlager i saltkaverner.	24
Tabel 2.3. Økonomi for CO ₂ -slutlager i saltkaverner.	24
Tabel 3.1. Deponeringsmuligheder i Jylland.	29
Tabel 3.2. Naturligt forekommende CO ₂ -reservoirer i USA. Efter Shepard, ref. /7/.	36
Tabel 3.3. Anlægsbudget for akviferbaseret deponering af CO ₂ . CO ₂ -gas leveret ved 200 bar.	43
Tabel 3.4. Økonomi for CO ₂ -akviferlager.	44
Tabel 3.5. Hollandsk estimat vedr. økonomi for CO ₂ -akviferlager.	44
Tabel 4.1. Oversigt over udgifter til CO ₂ -transmissionssystem.	54
Tabel 5.1. Fordele og ulemper ved udnyttelse af biomasse til energiproduktion.	58
Tabel 6.1. Oversigt over forskellige CO ₂ -deponeringsmuligheder.	63
Tabel 7.1. Brændselsforbrug i ELKRAFT-området, 1990 Ref. /31/.	71
Tabel 7.2. Brændselsforbrug i ELSAM-området, 1990. Ref. /31/.	72
Tabel 7.3. Energibalance for Danmark, 1990. Kilde: Danmarks Statistik, /32/. .	73
Tabel 7.4. Faktorer anvendt ved beregning af CO ₂ -emission for et specifikt brænd- sel.	74
Tabel 7.5. Danmarks arealudnyttelse.	75
Tabel 7.6. Brændværdi af biobrændsler.	76

BILAGSFORTEGNELSE.

Bilag A : Flowsheets og diagrammer.

- A1: Skitse af muligt CO₂-EOR-injektionssystem.
- A2: PVT-relationer for ren CO₂.
- A3: Udlægning af udskylningsanlæg til saltkaverner.
- A4: Tidsplan for etablering af saltkaverne-deponi.
- A5: Principskitse: Evaluering af akviferdeponier.
- A6: Tidsplan for etablering af akviferdeponi.

Bilag B : Fritz Lyngsie Jacobsen: CO₂-deponering i akvifer i I/S ELSAM's område.
Danmarks Geologiske Undersøgelser, København, oktober 1992.

DEPONERING AF CO₂ I DANMARK

1. INDLEDNING.

Den stigende koncentration af CO₂ i atmosfæren, forårsaget af såvel naturlig som menneskeskabt aktivitet (her især afbrændingen af fossile brændsler) kan sammen med udledning af andre "drivhusgasser" (som f.eks. methan, lattergas og CFC-gasser) bidrage til en global klimaforandring oftest kaldt for drivhuseffekten.

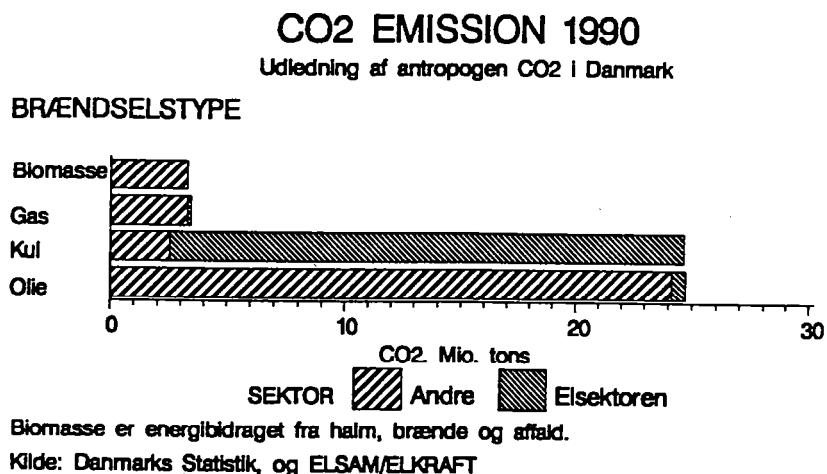
De mulige konsekvenser af en global temperaturstigning forårsaget af drivhuseffekten diskutes til stadighed. Der er dog almindelig enighed om, at en fortsat ukontrolleret stigning i CO₂-udledningen til atmosfæren er uønsket. Menneskeskabte CO₂-emissioner skal derfor enten reduceres eller, i det omfang dette ikke er praktisabelt, udledes til andre reservoirer end atmosfæren.

Der kan opregnes en række potentielle CO₂-deponeringsmuligheder:

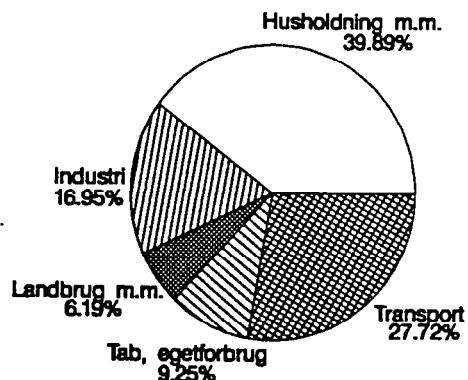
- Underjordisk deponering i hulrum, f.eks. saltkaverner, klippehuler eller forladte miner.
- Underjordisk deponering i porøse formationer, f.eks. salte grundvandsmagasiner uden drikkevandspotentiale (akviferer) eller olie-/gasfelter, hvor produktionen af kulbrinter er ophørt.
- Overjordisk deponering i biomasse.
- Undersøisk deponering på store vanddybder.
- Nyttiggørelse, f.eks. ved olieindvinding (Enhanced Oil Recovery, EOR).

Der vil efterfølgende i store træk blive redegjort for disse muligheder for CO₂-deponering. Endvidere er 3 af deponeringsmulighederne valgt ud for en dybere behandling, hvorfor omtalen af disse i dette indledende afsnit er relativt korte. Dette drejer sig om saltkaverner, akviferer samt biomasse.

Ved opgørelse af deponeringspotentialet er det anslået, at el-sektorens CO₂-emission andrager 20 mio. tons CO₂ pr. år fra afbrænding af kul, samt at landets samlede CO₂-udledning er på 50 mio. tons pr. år. Opgørelsen af dette grundlag er uddybet i rapportens afsnit 7.



ENERGIFORBRUGETS FORDELING



Figur 1.1. Årlig udledning af antropogen CO₂ fra energiproduktion i Danmark samt energiforbrugets sektoropdeling.

1.1. Saltkaverner.

Underjordisk deponering i større hulrum kan ske i kunstigt anlagte saltkaverner, naturligt forekommende klippehuler eller i forladte miner. I danske sammenhænge er potentialet for deponering i saltkaverner langt det største af disse, hvorfor blot denne problemstilling vil blive diskuteret.

Saltformationer med potentielle for etablering af kaverner findes udelukkende i Nordjylland.

Saltkaverner anvendes allerede i udstrakt grad som gaslagre. Således har Dansk Olie og Naturgas A/S i saltkaverner ved Li. Torup nær Viborg oprettet et trykudlignings- og nødlager for naturgas. Anlægget er udlagt med 6 kaverner à 450.000 m³. Det største volumen er dog 531.000 m³. Det forventes, at der kan etableres yderligere 12 kaverner i samme struktur. Driftstryk i kavernerne er her 90-180 bar¹⁾²⁾. Det er dog ikke urealistisk at regne med driftstryk i saltkaverner på 200 bar.

En typisk saltkaverne vil således kunne rumme ca. 0,4 × 10⁶ tons CO₂. Dette skal sammenlignes med en årlig (1990) CO₂-produktion i Danmark fra afbrænding af kul på 20 × 10⁶ tons. Problemstillingen omkring anvendelse af saltkaverner til CO₂-deponering behandles nærmere i rapportens afsnit 2.

1.2. Porøse formationer: Akviferer og olie-/ gasfelter.

En af de mest lovende muligheder for deponering af CO₂ er at anvende dybtliggende saltvandsakviferer i den danske undergrund. Dansk Olie og Naturgas A/S har undersøgt to danske akviferer med henblik på lagring af naturgas. En dybtliggende akvifer ved Tønder estimeres at kunne rumme flere milliarder Nm³ naturgas og en akvifer ved Stenlille på Sjælland estimeres ligeledes at kunne rumme min. 1 milliard Nm³ naturgas¹⁾. Brugen af akviferer til CO₂-deponering behandles mere indgående i rapportens afsnit 3.

Naturgasfelter, hvorfra produktionen af kulbrinter er ophørt, rummer ligeledes et potentielle for CO₂-deponering. Et typisk naturgasfelt har initialtryk på omkring 200-300 bar, og produktion fra feltet ophører typisk ved tryk på omkring 20-50 bar. CO₂ vil med fordel kunne injiceres i naturgasfelter i umiddelbar forbindelse

¹⁾ Øbro (1989). Underground Gas Storage in Denmark - an Overview.

²⁾ Petersen (1986). The Natural Gas Storage in Denmark, Li. Torup Gas Cavern Storage.

med produktionsstoppet, da de tilstedeværende produktions- og transportfaciliteter muligvis vil kunne anvendes ved reinjektionen³⁾.

Anvendelse af off-shorefelter til CO₂-deponering vil sandsynligvis yderligere give en psykologisk sikkerheds-mæssig fordel, i og med at deponiet flyttes væk fra beboede områder.

Ved injektion af CO₂ i naturgasfelter bør deponeringstrykket ikke overstige initialtrykket ved produktionsstarten, idet integriteten af formationens cap-rock (det forseglende "klippeåg") ikke kan garanteres ved højere deponeringstryk³⁾.

Ved gennemsnitlige reservoirbetingelser (300 bar, 80°C) vil deponering af 1 tons superkritisk CO₂ kræve et reservoirvolumen på 1,5 m³. Dette volumen vil tidligere have indeholdt 225 kg naturgas (regnet som ren methan), der ved afbrænding vil have frigjort ca. 620 kg CO₂. Teoretisk maksimal overkapacitet er således ca. 380 kg CO₂, svarende til den mængde, der produceres ved afbrænding af ca. 170 kg stenkul.

Det er dog usandsynligt, at denne nettodeponikapacitet kan udnyttes fuldt ud. Dette kan skyldes flere faktorer:

- Manglende/ringe strukturelle sammenhænge i formationen.
- Udfældning af tungtopløselige produkter (f.eks. voks) under indvindingsfasen.
- Kollaps eller kompression af formationen pga. fjernelse af porevæske.
- Tilstedeværelse af residual EOR-væske (vand/CO₂/overfladeaktive stoffer).

Reservoirkollaps ledsages sædvanligvis af bruddannelse i de ovenliggende strukturer, dvs. i formationens cap-rock. En sådan revnedannelse vil naturligvis reducere

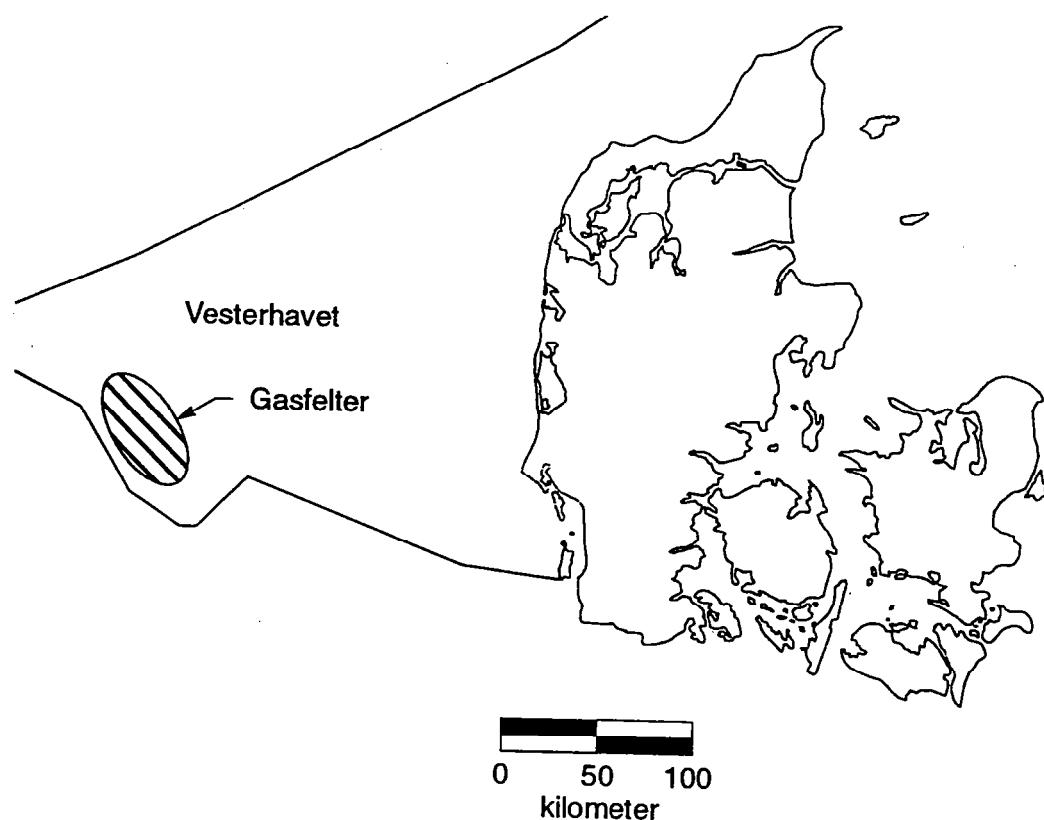
³⁾

van der Haarst and Nieuwland (1989). Disposal of Carbon Dioxide in Depleted Natural Gas Reservoirs.

cap-rock'ens integritet og dermed dens værdi som CO₂-barriere. Sammensynkninger er ved både land- og offshorefelter et almindeligt tegn på reservoirkollaps.

Udtømte naturgasfelter - og herved forstås felter, hvorfra kulbrinteproduktion er ophørt, idet det er fysisk umuligt at "tømme" en formation i ordets egentlige forstand - kan således anvendes til deponering af dels den CO₂, der dannes ved afbrænding af gassen, men har derudover en kapacitet, der kan anvendes til deponering af CO₂, dannet ved afbrænding af andre fossile brændsler som f.eks. kul. De europæiske gasfelter vil gradvist blive tilgængelige for CO₂-deponering efter årtusindeskiftet.

Der forventes at være en lagerkapacitet på ca. $5,3 \times 10^8$ tons CO₂ i de danske Nordsøfelter. Lagerkapaciteten i de norske felter vil være ca. 20 gange større⁴⁾.



Figur 1.2. Beliggenhed af danske naturgasfelter i Nordsøen.

4)

Haastrup (1990). CO₂-deponering.

De danske naturgasfelter er alle off-shorefelter beliggende i Nordsøen. De norske felter ligger endnu længere ude. Transport af CO₂ til injektionsboringer i disse vil derfor være en dyr såvel som tidskrævende investering. Driftsomkostninger og anlægsomkostninger ved et off-shoredeponi må også forventes at være betydeligt højere end de tilsvarende omkostninger ved landbaserede deponier.

1.3. Enhanced Oil Recovery.

Det er alment gældende, at et olie-/gasfelt ikke kan tømmes fuldstændigt for de indeholdte kulbrinter. Derfor er det vigtigt for olieindustrien at kunne fremskaffe værktøjer, der kan forøge udbyttet fra et givet felt.

Primary recovery er den kulbrintemængde, der kan udvindes fra et givet felt ved blot at udnytte det naturlige energipotentiale i reservoaret og de omkringliggende formationer⁵⁾.

Supplementary recovery er den ekstra kulbrintemængde, der kan udvindes fra et givet reservoir ved at tilføre energi til reservoir-fluidsystemet, således kulbrinterne fortrænges hen imod produktionsbrøndene⁵⁾.

Som sekundær indvindingsmetode anvendes oftest injektion af vand (water drive), der fortrænger olien. Vandets egenskaber kan ved denne proces forbedres ved enten at til sætte polymere (viskositetsforøgelse) eller ved at injicere varmt vand/damp (viskositetsreduktion) afhængigt af forholdene i det aktuelle reservoir.

Tertiary recovery anvendes typisk (men ikke nødvendigvis) når yderligere kulbrinter ønskes udvundet, efter at en konventionelt sekundær indvindingsprocedure har været brugt. Som eksempel på en tertiar indvindingsmetode kan nævnes CO₂-flooding, LPG-flooding og surfactant-flooding⁵⁾ (injektion af CO₂, naturgas og overfladeaktive stoffer).

⁵⁾

Dake (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering.

Når CO₂ er velegnet til tertiar EOR, beror dette i høj grad på to faktorer: CO₂ er let opløselig i olie. Herved opnås for det første, at overfladefænomener (overfladespænding og relativ permeabilitet) i reservoaret ændres, således det er muligt at uddrive en større andel af formationens kulbrinteindhold og for det andet, at oliens viskositet reduceres, således flow af olie gennem formationen kan kontrolleres bedre⁵⁾.

I Nordsøen er den mest velegnede tertære indvindingsmetode højtryksinjektion af en olieblandbar gas, såsom CO₂ eller N₂. Det estimeres, at det vil være nødvendigt at anvende 0,45 tons CO₂ for at producere 1 tønde (ca. 159 l) EOR olie⁶⁾.

Det er vanskeligt at opgøre potentialet for anvendelse af CO₂ til EOR. Der er dels det økonomiske aspekt, hvor væsentlige faktorer er olieprisen, indvindingsgraden, CO₂-prisen, CO₂-udnyttelsesgraden (forholdet mellem anvendt CO₂ og indvundet olie), driftsomkostninger samt kapitalinvesteringer⁷⁾.

Teknisk vil der ligeledes være krav til et givet reservoir, såfremt CO₂-injektion skal overvejes. Blandt disse krav kan nævnes, at massefylden af olien er større end 25°API, at viskositeten af olien er mindre end 12 cp, at reservoirdybden er større end 800 m, at reservoaret har en hældning, samt at det vil være nemmere for væsken at strømme i vandret retning end i det lodrette plan⁷⁾.

Med disse forbehold opgiver et relativt nyt estimat, at der globalt eksisterer et potentiale for CO₂-EOR på 63×10^9 tons CO₂⁸⁾.

Brugen af CO₂ til tertiar EOR kan ikke uden videre anvendes til permanent deponering, da en stor del af den injicerede CO₂ igen frigives med den indvundne olie. Permanent bortskaffelse kræver, at der etableres faciliteter, der kan separere CO₂'en fra de indvundne kulbrinter efterfulgt af reinjektion. For producenten af

⁶⁾ Park (1987). Description of a North Sea CO₂ Enhanced Oil Recovery Projekt.

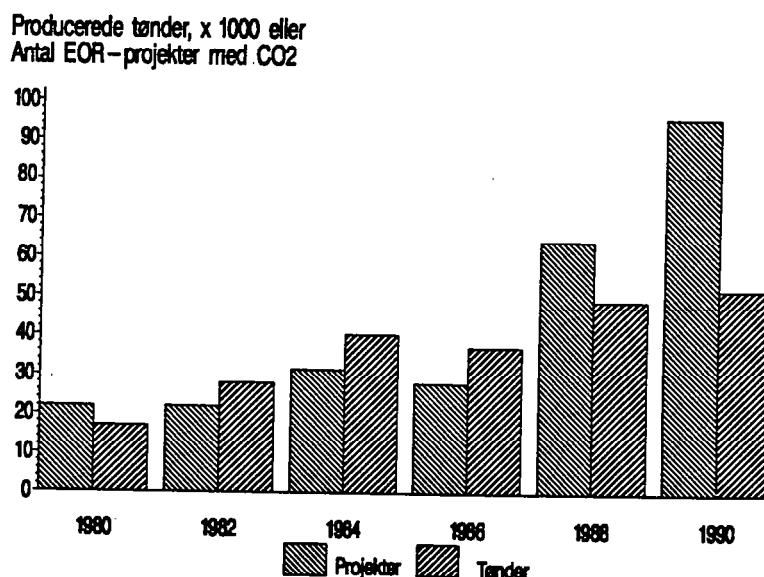
⁷⁾ Shepard (1987). Potential Need for Man-made CO₂ for Enhanced Oil Recovery.

⁸⁾ Tanaka et al. (1992). Possible Contribution of Carbon Dioxide Flooding to Global Environmental Issues.

CO₂ har brugen af CO₂-EOR betydning, fordi den giver CO₂ en vis handelsværdi og således kan være et økonomisk incitament. En skitse af et CO₂-EOR-injektionssystem ses i bilag A1.

Brugen af CO₂ til tertær indvinding er stadig en relativ ny teknik. USA's oliefelter har generelt været i produktion igennem længere tid, og tertære indvindingsmetoder bliver derfor mere og mere aktuelle i USA. På trods af dette, er CO₂-EOR stadig begrænset, jf. figur 1.3., selvom aktiviteten er stadig stigende⁹⁾.

Brug af CO₂-EOR i U.S.A.

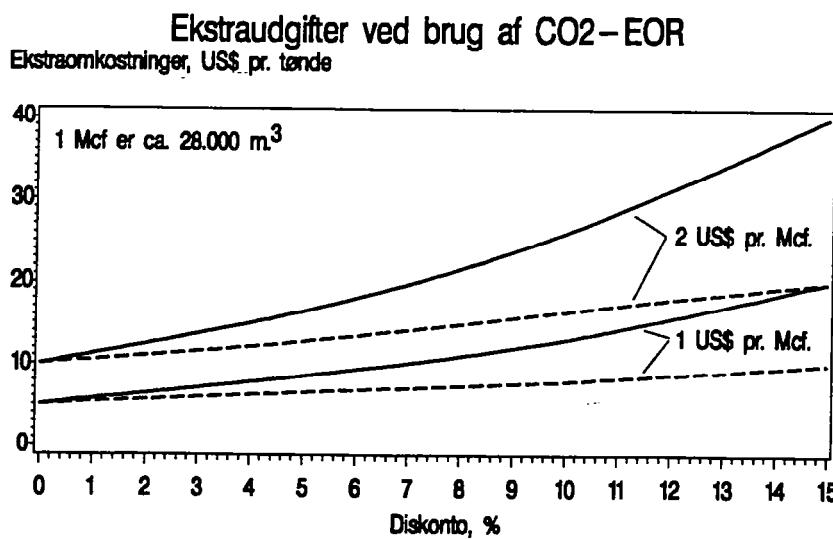


Figur 1.3. CO₂-injektionsprojekter (EOR) i USA og produceret mængdeolie resulterende heraf.

En begrundelse for den ringe anvendelse af denne EOR-teknik er pris. Ekstraomkostninger pr. produceret tønde ses af figur 1.4. Disse omkostninger er for landbaserede felter. Det må forventes, at prisen vil være endnu højere, såfremt teknikken skal anvendes off-shore. CO₂-injektion til EOR er ikke særligt udbredt udenfor USA pga. mangel på billig CO₂.

⁹⁾

Bonder (1992). Applications of Carbon Dioxide in Enhanced Oil Recovery.



Fuld optrukken: 10 års tilbagebetalingstid, CO₂ pris 1 henholdsvis 2 US\$ pr. Mcf.
Stiplet : 5 års tilbagebetalingstid, CO₂ pris 1 henholdsvis 2 US\$ pr. Mcf.

Figur 1.4. Ekstraomkostninger pr. tønde ved brug af CO₂-EOR. To CO₂-priser samt varierende diskonto og tilbagebetalingstid er anvendt. Ref. /9/.

Energistyrelsen oplyser om danske forhold, at brugen af CO₂ til EOR kan ikke anvendes på felterne Skjold og Rolf, idet disse felter er så oprækkede, at indvindingen ikke kan forøges ved CO₂-injektion. Dan-feltet er en mulighed, men dette felt er planlagt at skulle indvindingsforbedres vha. vandinjektion, og omlægning af injektionsprogrammet til CO₂-EOR vil i givet fald være ressourcekrævende. Gormfeltet er således pt. reelt den eneste danske mulighed for anvendelse af CO₂-EOR. Det er estimeret, at potentialet her er 4.9×10^6 t CO₂¹⁰⁾.

Det bør endvidere nævnes, at CO₂ endnu aldrig har været anvendt til EOR på off-shore installationer. Der er hovedsageligt to grunde til dette - pris og sikkerhed.

10)

Haastrup (1990). CO₂ Injektion.

Transport af CO₂ ud til produktionsplatformene samt investering i anlæg til separering af CO₂ fra de indvundne kulbrinter vil forøge produktionsprisen væsentligt, jf. figur 1.4. Anvendelse af en kompliceret teknik som CO₂-EOR vil desuden introducere endnu en sikkerhedsrisiko i et allerede farligt miljø.

1.4. Deponering til havs.

Den teoretisk største kapacitet mht. CO₂-deponering findes som deponering til havs på store vanddybder. Verdenshavene er estimeret at indeholde $3,7 \times 10^{13}$ tons C svarende til $1,4 \times 10^{14}$ tons CO₂¹¹⁾. En forøgelse af denne koncentration med 10% vil således svare til en CO₂-deponeringskapacitet på $1,4 \times 10^{13}$ tons. Denne mængde fås ved afbrænding af $6,4 \times 10^{12}$ tons kul eller væsentligt mere end verdens kendte kulreserver på nuværende tidspunkt¹²⁾. De nuværende estimater for oceanernes CO₂-deponeringskapacitet udviser dog stor spredning. Området varierer mellem 10^{12} til 10^{16} tons CO₂, hvilket i alle tilfælde er tilstrækkeligt.

Havene kan groft sagt betragtes som 2 reservoirer separeret af et termisk springlag: Det øvre reservoar indtil ca. 100 meters dybde, hvor der sker en effektiv udveksling af CO₂ med atmosfæren (CO₂ opholdstid 2-3 år) og det nedre reservoar, hvor udvekslingen med det øvre oceaniske reservoar foregår langsomt.

Transporttiden mellem det øvre og det nedre oceaniske reservoar kendes ikke nøjagtigt. Estimater herfor varierer fra "adskillige hundrede år"¹³⁾ til mellem 500-1000 år¹⁴⁾.

Det øvre reservoar vil være tæt på ligevægt med atmosfæren, hvorfor koncentrationen af CO₂ i dette reservoar vil være afhængig af den atmosfæriske CO₂-koncentration. Endvidere vil udvekslingen fra det øvre reservoar afhænge af forhold lokalt i laget, såsom biologisk

¹¹⁾ Grasshoff et al. (1983). Methods of Seawater Analysis.

¹²⁾ World Energy Resources 1985-2020.

¹³⁾ Wilson (1992). The Deep Ocean Disposal of Carbon Dioxide.

¹⁴⁾ Seifritz (1990). On the Disposal of Carbon Dioxide.

aktivitet og indholdet af andre kemiske bestanddele, som eksempelvis kvælstof og fosfor. Det nedre reservoir er derimod ikke direkte afhængigt af de atmosfæriske forhold og er derfor anset for at udgøre et potentiel gigantisk CO₂ reservoir¹⁵⁾. Der er dog stadig en kobling med atmosfæren via det øvre reservoir, hvorfor oceanerne ikke vil udgøre et isoleret CO₂-reservoir.

Deponering i oceanerne kan foretages med CO₂-gas, -væske eller fast CO₂:

Deponering af gasformig CO₂.

Udledning af CO₂-gas kan tænkes at ske på dybder på omkring 500 m. Ved udledning på denne dybde antages CO₂'en fuldstændigt opløst i det dybere oceaniske reservoir, inden gassen kan boble op og nå det øvre oceaniske reservoir¹⁶⁾.

Deponering af væskeformig CO₂.

Udledning af flydende CO₂ til det dybe hav kan principielt vælges udført ved 2 dybder, i 500 m dybde eller i 3.000 m dybde:

Flydende CO₂ kan injiceres ved dybder på omkring 500 m. CO₂ udledt ved denne dybde vil teoretisk opløses fuldstændigt i det dybtliggende reservoir, inden det kan nå at stige op og komme i kontakt med det øvre oceaniske reservoir¹⁵⁾.

Massefylden af flydende CO₂ er ved dybder større end ca. 3.000 m større end havvand. Flydende CO₂ udledt ved dybder større end 3.000 m forventes derfor at synke til bunds og danne en lomme på havbunden af flydende CO₂¹⁵⁾. Stabiliteten af en sådan lomme af CO₂ kendes dog ikke!

¹⁵⁾ Steinberg et al. (1985). A Systems Study for the Removal, Recovery and Disposal of Carbon Dioxide from Fossil Fuel Power Plants in the U.S.

¹⁶⁾ Steinberg (1981). Technologies for the Recovery and Disposal of Carbon Dioxide.

Deponering af fast CO₂.

Som en sidste mulighed kan blokke af fast CO₂ (tøris) dumpes på dybt vand. Faste CO₂-blokke vil under nedsynkningen afgive CO₂. De første ca. 500 m vil det være gasformig CO₂, der vil danne en termisk isolerende gasfilm omkring blokken og således bidrage til, at kun en ringe del af blokkens masse afgives til det øvre oceaniske reservoir. Ved dybder på over ca. 500 m vil CO₂ afgives på flydende form¹⁴⁾.

Der er udført enkelte feltforsøg vedr. denne problemstilling. Disse indikerede, at opløsningshastigheden muligvis er 2-3 gange højere end oprindeligt forventet¹⁷⁾. Det må dog pointeres, at disse processer stadig kræver en betydelig grundforskningsindsats.

Generelle betragtninger.

De fleste oceaniske deponeringsscenarier er endnu ikke så veludviklede, at de kan behandle den meget komplekse interaktion mellem CO₂, havvand, atmosfæren samt havbundens sedimenter.

Det forventes dog, at havbundens carbonatholdige sedimenter vil opløses efterhånden som havvandets pH falder. Denne effekt kan vise sig at være en væsentlig faktor mht. mindskning af potentialet for reduktion af den atmosfæriske CO₂-koncentration ved deponering på dybt vand¹³⁾.

Dannelse af stabile kemiske forbindelser, hvori CO₂ indgår (clathrater, hydrater) er foreslægt som en mekanisme, der vil sikre deponeringsstabiliteten ved at danne faste stoffer, hvori CO₂ indgår. Disse fænomener kan dog også udgøre et problem, idet de muligvis vil give anledning til tilstopning i deponeringssystemet.

Det er ligeledes endnu uafklaret, hvad de miljømæssige konsekvenser ved udledning af store CO₂-mængder til havene vil være. Der vil optræde pH-ændringer i depo-

¹⁷⁾

Nakashiki et al. (1991). Sequestering of CO₂ in the Deep Ocean: Fall Velocity and Dissolution Rate of Solid CO₂ in the Ocean.

nerings-nærområdet, hvilket kan have vidtrækkende konsekvenser for biosfæren på stedet.

Oceanisk deponering af CO₂ er således en teoretisk mulighed, men tidshorisonten indenfor hvilken mulighederne kan estimeres er meget bred. Der mangler stadig en væsentlig mængde grundforskning på området. Der er dog allerede nu en del forskning igangsat omkring dette emne, specielt i Japan. Det kan også nævnes, at IEA overvejer at igangsætte initiativer i dette område.

1.5. Biomasse.

Biomasse er dels et vigtigt reservoir for CO₂, og dels en vigtig kilde hertil: Luftens CO₂ optages under planternes fotosyntese, idet CO₂ og vand under fotosyntesen omdannes til glucose, der er byggestenen i biomasse. Biomasse kan dog ikke som så betragtes som et permanent CO₂-reservoir, idet udvekslingen af CO₂ mellem luft/biomasse er et dynamisk system, hvor den enkelte organisme vil dø og nedbrydes til CO₂ igen, men nye vil opbygges af materialerne herfra.

Biomasse, der udnyttes i energiproducerende anlæg, kan således siges at være et CO₂-neutralt brændsel, dog kun såfremt energianvendelsen kombineres med en retablering af de høstede arealer.

Set med danske øjne vil det sandsynligvis være mest attraktivt at benytte planter som pil, elefantgræs eller raps som CO₂-bindende biomasse i energisammenhæng. Dette er bl.a. fordi disse planter er hurtigtvoksende og giver store udbytter pr. hektar. For rapsolie er der ydermere den fordel, at olierne herfra kan konverteres til brændstof, der kan anvendes af transportsektoren.

De fleste bio-brændsler kan indfyres i et kedelsystem med henblik på produktion af el og fjernvarme. Det er dog også muligt at "forædle" brændslet først. Teknikker hertil er stadig under udvikling, men der være tale om f.eks. forgasning, pyrolyse eller fermentering.

Set fra et miljømæssigt synspunkt vil der i lighed med kraftproduktion fra de traditionelle fossile brændsler være omkostninger i form af restprodukter andre end

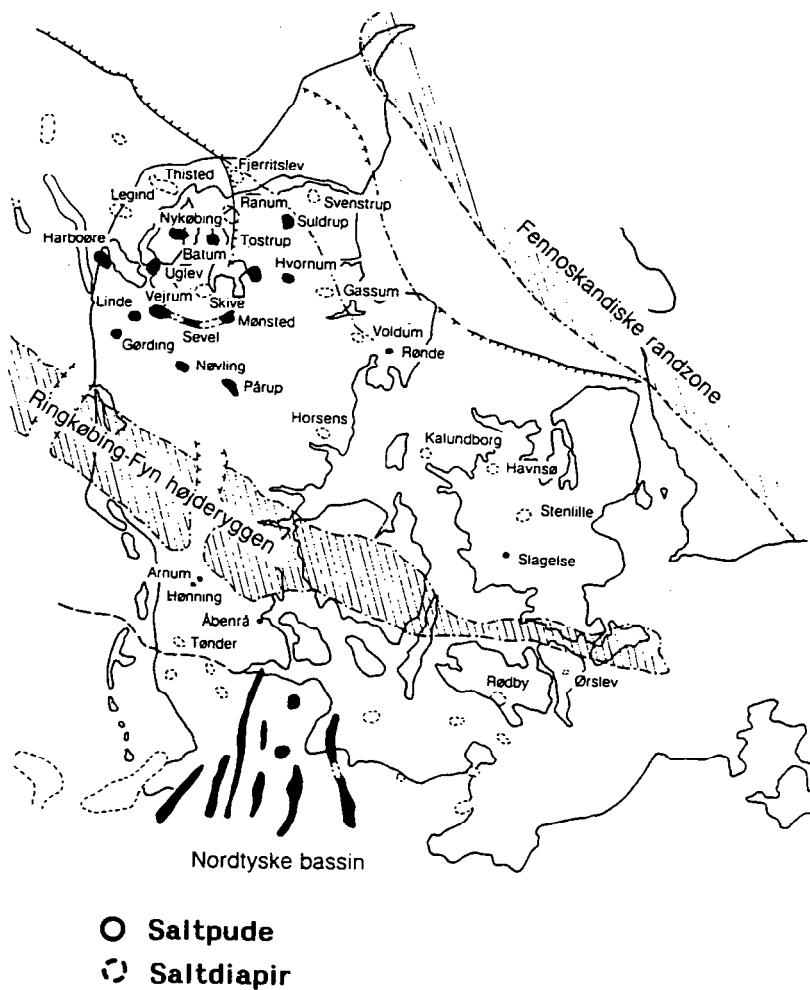
CO₂, der skal disponeres på en miljømæssig forsvarlig vis.

Anvendelse af biomasse til CO₂-deponering behandles nærmere i afsnit 2.5.

2. SALTHORSTE.

Deponering i udskyllede kaverner i salthorste er en teoretisk mulighed. I Danmark findes langt den overvejende del af disse formationer i den nordlige del af Jylland¹⁸⁾, se figur 2.1.

Saltkaverner anvendes allerede i udstrakt grad som gaslagre. I Danmark er der, som tidligere nævnt, etableret et naturgaslager i en salthorst kaldet Tistrup^{1),2)}, nær Viborg.



Figur 2.1. Beliggenhed af saltdiapirer og -puder i Danmarks undergrund.

¹⁸⁾

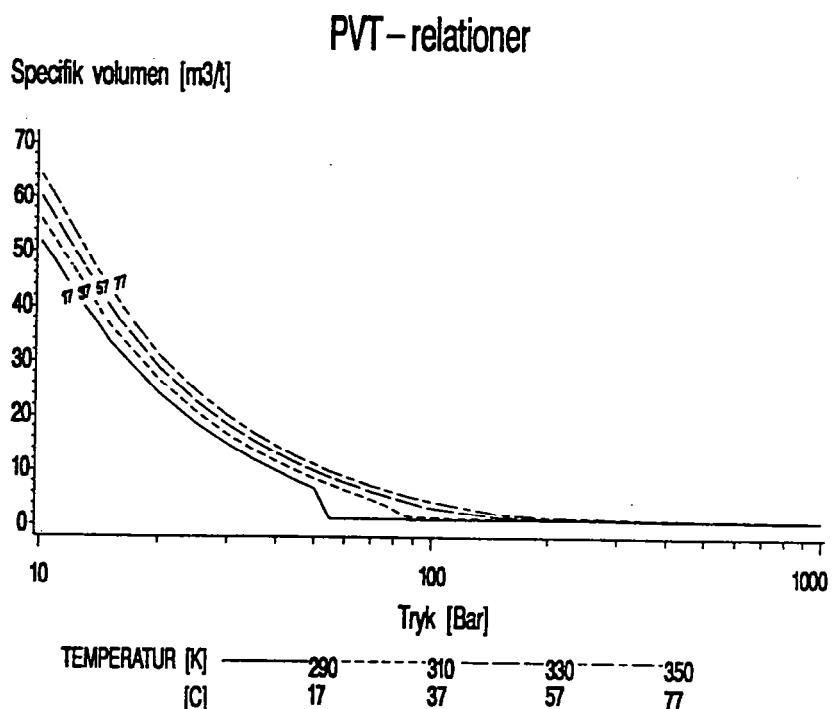
ELSAM & ELKRAFT (1981). Deponering af højaktivt affald fra danske kernekraftværker. Salthorstundersøgelser. Geologi.

Som det vil fremgå af de efterfølgende afsnit, forekommer det at være en mindre velegnet løsning at bruge saltkaverner som endelig deponi for CO₂. Det er muligt, at denne type anlæg alligevel kan spille en rolle i deponeringssammenhæng:

Saltkaverner kan således bruges som temporære lagerfaciliteter, såfremt CO₂ produktionen i spidslast-perioder overstiger den maksimale deponeringshastighed i andre typer deponier. Det er også muligt, at drift af eksempelvis akviferlagre vil stille krav vedr. driftstryk etc. i en sådan grad, at det vil være nødvendigt at inddække bufferlagre mellem produktion og deponi. Hertil ville saltkaverner være en mulig løsningsmodel.

2.1. Potentiale.

Set i relation til en langtidsløsning med deponering af CO₂ i saltkaverner er det største problem et spørgsmål om volumen. Sammenhængen mellem deponeringsvolumen¹⁹⁾ og deponibetingelser ses af figur 2.2:



Figur 2.2. PVT-relatoner for CO₂ i det forventede tryk-/temperaturområde.

¹⁹⁾

Angus et al. (1976). International Thermodynamic Tables of the Fluid State, Carbon Dioxide.

En typisk saltkaverne på 500.000 m³ med en driftstemperatur på 50°C og et driftstryk på 200 bar vil således kunne oplagre ca. $0,4 \times 10^6$ tons CO₂. Dette skal sammenlignes med en årlig (1990) kulbaseret CO₂-produktion fra de danske kraftværker på 20×10^6 tons.

Deponering af de danske kraftværkers samlede årlige udledning af CO₂ i saltkaverner vil således kræve, at der årligt etableres i størrelsesordenen 40-50 nye kaverner. Såfremt krav om 20% reduktion af CO₂-udledning skal løses ved deponering i saltkaverner, vil dette kræve en årlig etablering af i størrelsesordenen 10 kaverner.

Dette vil være særdeles vanskeligt: Det er dels dyrt og tidskrævende at anlægge denne form for lagre. Det vil tidsmæssigt kræve i størrelsesordenen 2 år at udskylle en kaverne²⁰⁾, og det vil givetvis være et miljømæssigt problem at skulle bortskaffe det udskyllede salt. (Saltmineraler har en densitet på ca. 2 t/m³).

2.2. Miljømæssige konsekvenser.

De miljømæssige problemer, der vil opstå i forbindelse med brug af saltkaverner, kan opdeles i 3 grupper: Problemer ved etablering af kavernen, problemer under drift af deponiet samt endelig problemer, der måtte opstå efterfølgende afslutningen af deponeringen.

Etableringsfasen.

Hovedproblemet i anlægsfasen bliver bortskaffelse af de meget store mængder udskyllet saltvand samt fremskaffelse af tilstrækkelige mængder råvand, dvs. vand med intet eller et meget lavt saltindhold.

Driftsfasen.

Hovedproblemet i driftsfasen vil være af sikkerhedsmæssig karakter, især ved CO₂-udsip forårsaget af pludselige trykaflastninger ved kaverne eller højtryksfordelingssystem.

²⁰⁾

Haddenhorst (1989). Storage of Natural gas in Salt Caverns.

Langtidsbetragtninger.

Deponeringen af CO₂ skal foregå som en langtidsdeponering, dvs. i millioner af år snarere end i årtusinder. Det er problematisk om et sådant krav kan honoreres ved brugen af saltkaverner som endelige lagre:

I undergrunden opfører salt sig som en plastisk masse, omend en meget viskøs masse, hvilket betyder, at formationen kryber. Dette er årsagen til at salthorste overhovedet er opstået. Det må således forventes, at saltet fortsat vil migrere mod landoverfladen. Heraf følger, at der engang kan forekomme massive udslip af CO₂ med sandsynlige katastrofale konsekvenser for områderne i nærheden.

2.3. Etablering af kaverne-lagre.

I forbindelse med etablering af kavelnelagre er der 3 områder, der skal behandles:

- Teknik.
- Tidsplan.
- Omkostninger.

2.3.1. Teknik.

Etablering af saltkaverner er kendt teknologi. Det anslås, at antallet af saltkaverner i den vestlige verden allerede overstiger 1000. Etablering af et kavelnelager kan opdeles i flere faser:

- Geologiske undersøgelser.
- Planlægning.
- Opbygning af udskylningsanlæg.
- Udkylning af kaverner.
- Opfyldning af kaverner.

Geologiske undersøgelser.

Anlæggelsen af saltkaverner stiller en række krav vedr. geologien af saltformationen:

Tilstrækkelig tykkelse og omfang af formationen i op til 2.000 m dybde.

Homogen saltkvalitet er en meget vigtig faktor, såfremt kavernen udgraves ved udskylningssteknikker. Saltet bør være fri for uopløselige eller tungtopløselige stoffer som ler, anhydrit eller dolomit. Tilstedeværelse af bånd af lettere opløselige salte (typisk kaliumsalte) kan give anledning til irregulærer i kavernen ved udskylningsprocessen²⁰⁾.

Planlægning.

Planlægningsfasen indeholder foruden de ingeniør-mæssige dimensioneringer af udskylningsanlæg, miljøsagsbehandling m.m., at der udføres en ekstensiv planlægning af udførslen af selve kaverneudskylningen:

I homogene saltformationer udvikler kavernen sig gerne koncentrisk omkring borehullet. Såfremt der i saltformationen er anisotrope zoner med væsentligt forskellige opløselighedsforhold, kan det forventes, at kavernen udvikler irregulære former.

Irregulære kaverneformer er i større sammenhæng uønskede af dels klippemekaniske årsager og dels begrundet i et ønske om at udnytte potentialet i den givne formation optimalt.

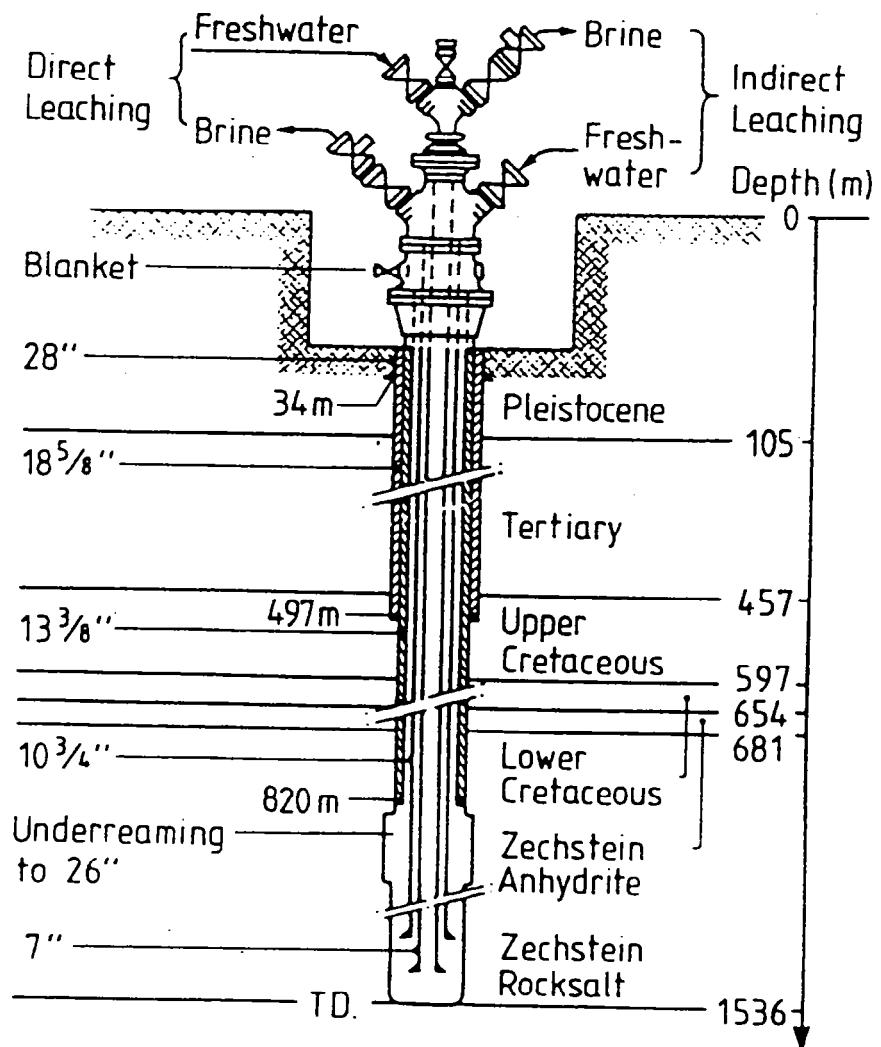
Det vil derfor være essentielt i planlægningsfasen at tolke de geologiske data og efterfølgende herpå at planlægge selve opløsningsprocessen, således at der tages hensyn til ovennævnte problemstilling.

Opbygning af udskylningsanlæg.

Princippet i udskylningsprocessen er meget simpelt: Råvand, dvs. ferskvand eller vand med et lavt saltindhold, pumpes ned i boringen i saltformationen. Vandet

opløser saltet og bliver herved helt eller delvist mættet, hvorefter det igen pumpes op fra borehullet. Boringen kan udbygges som vist i figur 2.3.

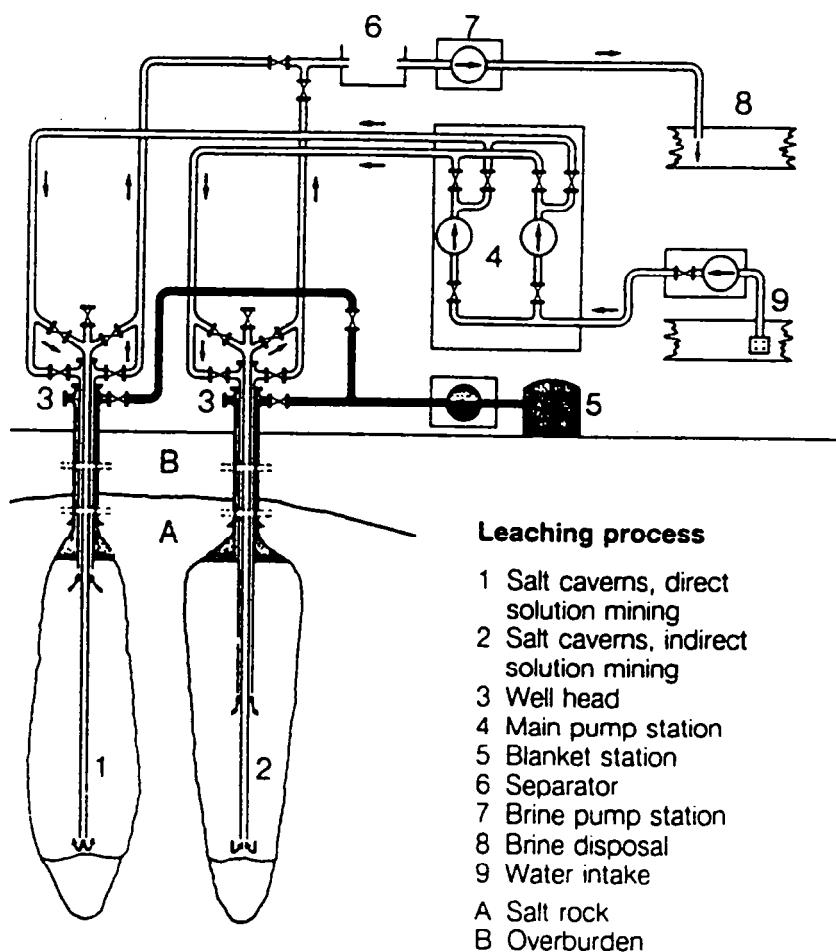
Ved udskylningsprocessen tilstræbes af økonomiske årsager, at den resulterende saltlag har en så høj saltkoncentration som mulig. Dette betyder anvendelse af en optimal råvandsinjektionen og kan kun realiseres ved den såkaldte "indirect solution mining"-metode, dvs., hvor råvandet injiceres i den øvre del af kavernen, mens saltlagten udpumpes fra bunden.



Figur 2.3. Eksempel på udbygning af udskylningsboring. Efter Haddenhorst, /20/.

Under udskylningsprocessen anvendes et såkaldt "blanket". Dette er en overliggende fase af et medium, der er lettere end og ikke blandbart med vand, og i hvilket salt er uopløseligt. Formålet med dette blanket er at kontrollere opløsningsprocesserne i kaverneloftet. Som blanket anvendes typisk kulbrinter som LPG/LNG.

Udlægning af et udskylningsanlæg er vist i figur 2.4 samt bilag A2. Af denne figur ses endvidere, at udskylingen kan foretages som enten "direct solution mining" (kaverne nr. 1 i fig. 2.4) eller "indirect solution mining" (kaverne nr. 2 i fig. 2.4) afhængigt af, hvor friskvand tilledes, og hvor saltlagen bortledes.



Figur 2.4. Udlægning af et udskylningsanlæg. Højre kaverne er udskyllet ved "indirect solution mining". Venstre kaverne ved "direct solution mining". Efter Haddenhorst, /20/.

Udskylning af kaverne.

I udskylningsfasen følges det planlagte udskylningsforløb med det realiserede forløb - "history matching", således at der kan gribes ind, såfremt kavernen skulle udvikle sig i uønskede retninger. Det realiserede udskylningsforløb følges ved metoder som sonarlogging, ekkolodning, neutron/gammalogning samt målinger af friskvand og saltlage med opstilling af de tilhørende massebalancer.

Såfremt kavernen skulle vise sig at udvikle uønskede irregulæriteter, kan dette i udskylningsforløbet søges afhjulpet ved modifikation af essentielle parametre, såsom dybde af blanket-saltlage grænselaget, placering af friskvandsudløb og saltvandsindtag, udskylningshastighed samt cirkulation.

Ved brug af "indirect solution mining"-metoden er friskvandsforbruget ca. $7\frac{1}{2}$ m³ pr. m³ kavernevolumen, og den optimale udskylningshastighed (som dog vil afhænge af den aktuelle udbygning af boringen) vil være i området omkring 300 m³/time produceret saltlage²⁰⁾. Data for "direct solution mining" haves ikke, men må forventes at være af samme størrelsesorden.

Opfyldning af kaverne.

Der er principielt 2 måder, hvormed en saltkaverne kan tømmes for saltlage, således at den kan anvendes som lagerfacilitet:

- Udpumpning med dykkede centrifugalpumper.
- Fortrængning ved gasindpumpning.

Af økonomiske grunde vil fortrængningsløsningen ofte være den foretrukne metode. Tømningshastigheden vil afhænge af faktorer såsom kavernens dybde og dimensioner og injektionshastigheden. Fortrængningshastigheder på 100 m³/time er normale. Dette betyder, at det vil kræve mindst 200 dage til tømning af en kaverne på 500.000 m³.

2.3.2. Tidsplan.

Tidsplan baseret på simultan udskylning af 3 kaverner á 500.000 m³. Den viste tidsplan er en bearbejdet udgave af tidsplanen for naturgaslageret ved LI. Torup nær Viborg²⁾ (se også bilag A4).

OPGAVE	ÅR 1	ÅR 2	ÅR 3	ÅR 4	ÅR 5	ÅR 6	ÅR 7	ÅR 8
Miljøsagsbehandling	---			---				
Planlægning								
Feltundersøgelser								
Analyse								
Design								
Anlægsarbejde: Udskylningsanlæg								
Borearbejde								
Udskylning								
Anlægsarbejde: Injektionsanlæg								
Påbegynd injektion								

Figur 2.5. Tidsplan for idriftsættelse af CO₂-deponi ved deponering i saltkavernelagre (se også bilag A4).

2.3.3. Omkostninger.

Overslag vedr. anlægsomkostninger er baseret på simultan udskylning af 3 kaverner á 500.000 m³. Udgifter til køb af jord og til erstatninger er ikke medtaget.

Post	Enhed	Pris	Total
Undersøgelsesboringer	3 stk.	10.000.000	30.000.000
Seismik, incl. fortolkning	10 km	US \$ 5.500	400.000
Laboratorieanalyser, kemiprøver	20 stk.	25.000	500.000
Miljøansægning forundersøgelse	1 stk.	1.000.000	1.000.000
Afrapportering af feltundersøgelse	1 stk.	1.000.000	1.000.000
Udskylningsboringer	3 stk.	10.000.000	30.000.000
Engineering	1 stk.	60.000.000	60.000.000
Højtryksanlæg	1 stk.	50.000.000	50.000.000
Udskylning + tømning. Drift	3 stk.	10.000.000	30.000.000
Administration + miljøgodkendelse	1 stk.	3.000.000	3.000.000
I ALT			205.900.000

Tabel 2.1. Anlægsbudget for bufferlager i saltkaverner. CO₂-gas leveret ved 200 bar.

Til sammenligning er prisen for naturgaslageret i LI. Torup (6 kaverner) 1 mia. kr. (Det vides ikke med sikkerhed, om denne pris er incl. opfyldning med naturgas. Prisen for naturgasopfyldning estimeres i givet fald at være i størrelsesordenen ½ mia. kr.).

Årlige driftsudgifter anslås til 5% af anlægsudgifterne, dvs. ca. 10,3 mio. kr., transmissionsudgifter ses af tabel 4.1. Dette giver med en kapitaliseringsfaktor på 10,4 en nuværdi for anlægget på:

Post	Total (mio. kr.)
Anlægspris, 3 kaverner	205,9
Drift 10,3 × 10,4	107,1
Transmissionssystem jf. tabel 4.1	470
Drift af transmission incl. totalt energiforbrug jf. tabel 4.1	584,8
I alt	1367,8

Tabel 2.2. Økonomi for CO₂-bufferlager i saltkaverner.

Det er her forudsat, at saltkaverneløsningen fungerer som buffer-/trykudligningslager. Den anslæde udgift til drift af transmissionssystemet er ret usikker, da det på nuværende tidspunkt ikke kan estimeres, hvor meget et bufferlager evt. vil komme i drift.

Som tidligere nævnt vil slutdeponering i saltkaverner kræve en årlig etablering af 40-50 kaverner (ved 90% reduktion af den nuværende totale CO₂-emission). For et enkelt kraftværk er behovet naturligvis mindre.

Vælges slutdeponering i saltkaverner for eksempelvis NJV er økonomien som følger:

Post	Total (mio. kr.)	Pr. år (mio. kr.)
Anlægspris (1,4 mio. t CO ₂ /år ≈ 4 kaverner/år)	2855	275
Drift (5% af anlæg × 10,4)	143	13,8
Transmissionssystem jf. tabel 4.1	470	45,2
Drift af transmission incl. totalt energiforbrug jf. tabel 4.1	585	56,2
I alt	4053	390,2

Tabel 2.3. Økonomi for CO₂-slutlager i saltkaverner.

Ved deponering af en årlig CO₂-mængde på ca. 1,4 mio. tons resulterer dette i en deponeringspris på ca. 280 kr./t.

Energiforbrug til kompression og transmission fremgår af rapportens afsnit 4.

3. AKVIFERER.

Akviferer (grundvandsmagasiner), der er beliggende i dybder større end 750 meter under terræn (m.u.t.), synes på nuværende tidspunkt at udgøre det største potentielle for CO₂-deponering. Denne type formation findes i de fleste områder i den danske undergrund. De anvendes for øjeblikket ikke, og de menes at være en sikker oplagsplads med hensyn til langtidsdeponering. Det potentielle deponeringsvolumen i disse akviferer er ligeledes imponerende:

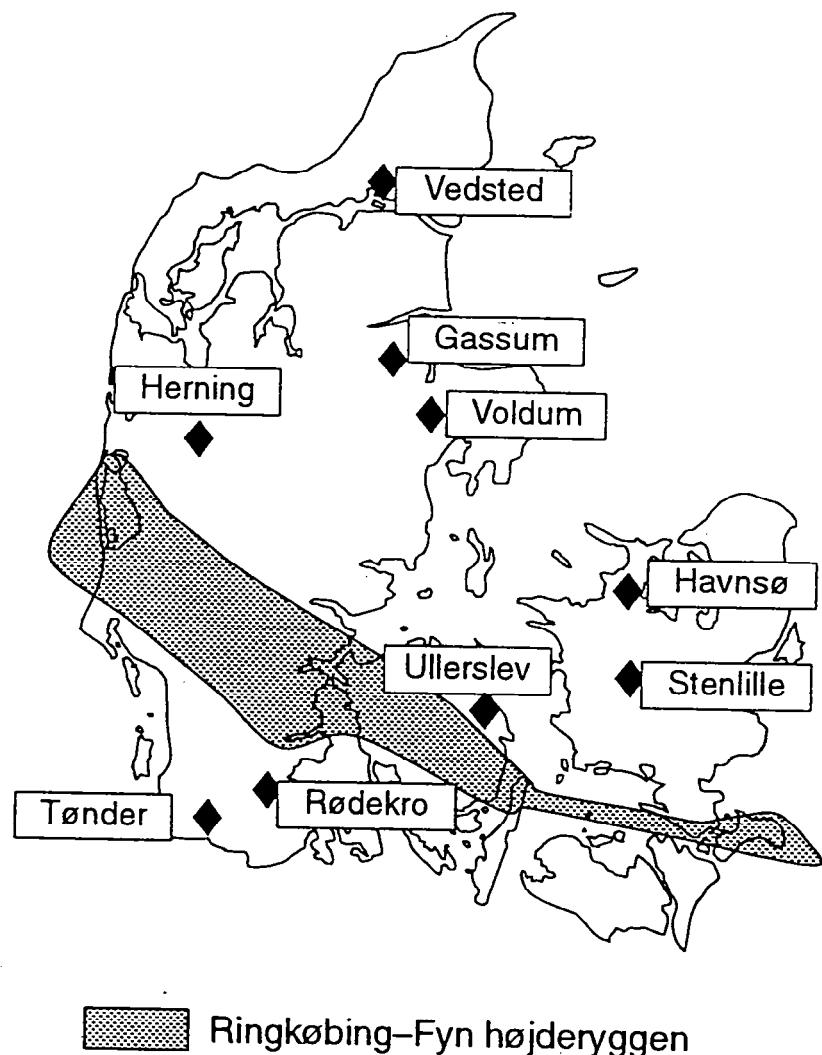
Et geologisk lag med en mægtighed på 100 m og en porositet på 30% har således en maksimal deponeringskapacitet på 3×10^7 m³ CO₂ pr. km². Den aktuelle mængde CO₂, der kan deponeres i et sådant lag afhænger dels af dybden, som laget befinner sig i og dels af effektiviteten, hvormed porerummet udnyttes:

Et deponi - som ovenfor - beliggende 1.100 m.u.t. (tryk/temperatur 185 bar/40°C), og hvor udnyttelsesgraden af det tilgængelige porevolumen er blot 10%, har en deponeringskapacitet på ca. 2 millioner t CO₂/km².

Der vil, ved akvifer-deponering, være specielle betingelser, der skal tilgodeses. Placing og størrelse af et akvifer-deponi er betinget af tilstedeværelsen af hydrogeologiske rammer acceptable for etableringen af et deponi. Endvidere vil der muligvis være konflikter med hensyn til anvendelsen af undergrunden ved velegnede lokationer. Således er det muligt, at udvindingsretigheder vil få preference i forhold til deponeringsretigheder.

3.1. Lokaliteter.

Akviferer velegnede for CO₂-deponering kan ud fra en geologisk vurdering findes under store dele af såvel Jylland, Fyn som Sjælland. Det er desværre således, at offentligt tilgængeligt forskningsarbejde fortrinsvis har været koncentreret om Nordjylland. Dette i en sådan grad, at det pt. kan være vanskeligt at udpege specifikke strukturer samt at opgøre deponeringspotentialet udenfor dette område.



Figur 3.1. Placering af dybtliggende akviferer med deponeringspotentiale samt de 2 planlagte naturgaslagre ved Tønder og Stenlille.

Der vil være tekniske såvel som økonomiske gevinster, såfremt deponiet kan placeres nært ved det producerende kraftværk. Dette udmøntes specielt i det faktum, at der herved ikke skal anlægges et transmissionssystem, hvilket dels er dyrt, og som dels kan forventes at møde offentlig modstand motiveret i bl.a. sikkerhedshensyn.

De geologiske regioner, der indeholder potentielle deponeeringsformationer er: Nordjylland, Sønderjylland, Ringkøbing-Fyn-højderiggen og Østfyn-Sjælland. Nærværende potentiellebeskrivelse er hovedsageligt baseret på et udredningsarbejde udført af Danmarks Geologiske Undersøgelse (DGU). Rapporten²¹⁾ herfra er vedlagt i sin fulde længde som bilag B.

Nordjylland og Sønderjylland har en sammenlignelig geologi, idet der findes et tykt lag kalksten indeholdende indlejrede og underliggende sandformationer. Dette er endvidere de formationer der er af størst interesse i olieind vindings- og naturgaslagringssammenhæng.

I Nordjylland er der 3 oplagte muligheder for deponeering. Dette er i strukturerne Vedsted, Voldum samt Gassum, se figur 3.1. Der er desuden muligheder i en mindre struktur ved Herning.

Forkastninger i Sønderjylland gør det vanskeligt at udpege velegnede strukturer. Det er dog sandsynligt, at sådanne kan udpeges ved en nærmere efterforskning. En formation fra Trias-perioden nær Tønder vil dog blive udnyttet til opbevaring af naturgas¹⁾.

Ringkøbing-Fyn-højderiggen er en grundfjeldshorst, der havde ligget som en ø i millioner af år. Denne ø kan sammenlignes med Bornholm. Dybden til horsten varierer mellem 900 til 1500 meter. De bjergarter, der ligger over og omkring horsten, er kun kendte i en sådan grad, at det er muligt at beskrive dem kvalitativt - som en ukendt sammensætning af konglomerat, grus og sandsten som kiler ud mod højderiggen. Disse overlejres formodentlig af den lerede Vedsted-formation og derefter af kalk og kridt. Overfladen består af istidsaflejringer.

Det synes ikke på nuværende tidspunkt at være muligt at deponere CO₂ langs eller over højderiggen. Undtaget er et område under Østfyn, som muligvis kan vise sig at have en deponeringsegnet formation.

²¹⁾

Jacobsen (1992). Notat vedr. akvifer deponering af CO₂ i Danmarks undergrund. Vedlagt nærværende rapport som bilag.

Den sjællandske undergrund indeholder ligeledes formationer med deponeringspotentiale. Lag fra den yngre del af Jura-perioden vil blive udnyttet til et naturgaslag i nær Stenlille¹⁾. De samme lag blev ligeledes overvejet ved en beliggenhed nær Havnsø, men denne placering blev forkastet af geografiske hensyn.

Den spredte placering af de kendte strukturer, der kan være velegnede til CO₂-deponering, betyder, at det er nødvendigt at overveje en løsning med en central deponeringsfacilitet, der kan håndtere CO₂-gas fra flere værker. Nedenstående tabel 3.1 giver en oversigt over de muligheder, der eksisterer for deponering tæt ved de større værker i Jylland. Muligheden ved det enkelte værk er vægtet ved et tal, således at 4 er bedst, 0 er værst. Der er ved vægtningen kun taget hensyn til etableringsmuligheden og ikke til potentialet i den aktuelle formation.

Værk	Beskrivelse	Vægt
Vendsysselværket/Nordkraft	Gode muligheder	4
Vestkraft Herningværket	Usikre muligheder	2
Randersværket	Gode muligheder	4
Studstrupværket/Århusværket	Muligheder	3
Vestkraft Esbjergværket	Ingen muligheder	0
Skærbaekværket	Ingen muligheder	0
Fynsværket	Spekulitative muligheder	1
Enstedværket	Muligheder	3

Tabel 3.1. Deponeringsmuligheder i Jylland.

Det skal bemærkes, at alle de ovenstående muligheder vil kræve supplerende undersøgelser. Desto dårligere kendt muligheden er på nuværende tidspunkt, desto mere omfattende vil disse undersøgelser blive.

3.2. Konflikter med andre interesser.

Adskillige konsortier har for øjeblikket koncessioner eller rettigheder til dele af den danske undergrund, som muligvis vil være i konflikt med ønsket om at deponere store mængder af CO₂ i dybtliggende akviferer.

I de områder og strukturer, som umiddelbart er mest øjnefaldende, og som er omfattet af DGU's notat²¹⁾, er der for øjeblikket ingen aktiviteter eller planer om sådanne, som kan influere på muligheden for godkendelse af området til CO₂-deponering.

Det må dog forventes, at der politisk vil blive opstillet en prioriteringsliste med hensyn til udnyttelsen af undergrunden. En sådan prioritering forventes at blive som følger:

1. Råstof indvinding.
2. Lagring af olie og naturgas.
3. Anden nyttiggørelse.
4. Affaltsdeponering.

I det nordvestlige Jylland kan geotermisk energiproduktion komme i konflikt med et eventuelt ønske om at anvende dybtliggende formationer i deponeringsøjemed.

Råstofindvinding - i form af indvinding af mineralholdigt vand, der indeholder visse værdifulde råstoffer - indeholder ligeledes et konfliktpotentiale. Det har eksempelvis i 1970'erne været overvejet at indvinde brom fra mineralholdigt vand (K-Mg-bittens) i det vestlige Sønderjylland²¹⁾. Disse planer er siden skrinlagte, men såfremt de dukker op igen, er det muligt at de kan udføres sideløbende med en eventuel CO₂-deponering.

Olieindustriens behov vil ligeledes være et konfliktområde. Således er der, som tidligere nævnt, allerede etableret lagerfaciliteter i såvel salthørste som akviferer. Det er ligeledes planlagt at etablere endnu et akvifer gaslager i den såkaldte Tønder-formation i Sønderjylland (figur 3.1). Der er i øjeblikket ingen planer om etablering af andre akviferlagre.

Dansk Undergrunds Konsortium (DUC) har endvidere allerede olie-/gasindvindingsrettigheder i forskellige områder. Disse findes især i Sønderjylland, hvor der er fundet adskillige spor af kulbrinter i undersøgelsesboringer. Der er dog ikke fundet forekomster på et niveau, hvor kommercial udnyttelse har været rentabel.

Ringkøbing-Fyn-højderyggen, der dækker det meste af undergrunden under Fyn, er relativt uinteressant.

Det er muligt, at CO₂-gas eller vand mættet med CO₂ vil danne en forsegling, når det kommer i kontakt med kalksten liggende over deponiformationen. Såfremt dette er tilfældet, vil det være muligt at deponere CO₂ også i områder, hvor der ikke findes decidederede strukturelle fælder (se figur 3.2). Denne mulighed betyder således også, at det er muligt at finde deponeringskapacitet i områder, der ikke er relevante i hverken olie-/gasindvindings- eller lagringssammenhæng.

3.3. Potentiale.

I samarbejde med Danmarks Geologiske Undersøgelse²¹⁾, er potentialet i Danmark evalueret med hensyn til CO₂-deponering. Der skal tages forbehold for de aktuelle mængder, idet det som tidligere nævnt er muligt, at der foreligger interessekonflikter.

Potentialet er opgjort for 3 regioner, nemlig Nordjylland, Sønderjylland samt Ringkøbing-Fyn-højderyggen. Disse er nærmere beskrevet i de efterfølgende underafsnit.

Ved evalueringen har der især været fokuseret på fastlæggelse af de regionale potentialer baseret på eksisterende data, beskrivelse af de nødvendige undersøgelser, der skal igangsættes inden en mulig formation kan beskrives tilstrækkeligt samt endelig en karakterisering af den aktuelle cap-rock.

Det kan generelt konkluderes, at der er udstrakte dele af den danske undergrund, der er velegnet til deponeing af CO₂. Dette er baseret på eksisterende viden om de tilgængelige formationers petrologi, hydrologi, lithologi, dybde og mægtighed. Strukturtyperne varierer en del i de forskellige egne af landet, og det tilgængelige datamateriale der har dannet basis for skønnet, har ligeledes været af varierende kvalitet og kvantitet. For en mere detaljeret redegørelse henvises igen til DGU's notat, bilag B.

3.3.1. Nordjylland.

Der er i Nordjylland fundet en række strukturer, hvor datamængden allerede på nuværende tidspunkt har et omfang, der muliggør et velfunderet estimat for deponeringspotentialet i de aktuelle strukturer.

Der er tale om 4 strukturer: En struktur ved hhv. Herning, Vedsted, Voldum og Gassum, (se figur 3.1). Selvom datamaterialet for disse strukturer som før nævnt er omfattende, må det pointeres, at uddybende undersøgelser bør udføres, før potentialet kan fastlægges med en større sikkerhedsgrad.

Det vurderes, at de nævnte 4 strukturer kan rumme ca. 660 millioner tons CO₂, en mængde svarende til samtlige danske kraftværkers produktion i ca. 30 år, (1992-tal).

Vedsted.

Vedsted er den nordligste af de 4 strukturer. Den har en deponeringskapacitet, forudsat en udnyttelsesgrad af porevolumenet på 100%, på omkring 224 millioner tons CO₂. Dette deponeringsvolumen er opdelt således, at ca. 172 millioner tons findes i Haldager-formationen og de resterende 52 millioner tons i Frederikshavn-formationen.

Strukturen dækker et areal på ca. 28 km², og deponeringen vil foregå ved en dybde på ca. 1.000 m.u.t i Frederikshavn-formationen og ved ca. 1.200 m.u.t. i Haldager-formationen.

Herning.

En mindre struktur, som dækker et areal på ca. 3 km² ved Herning, kan indeholde ca. 2,1 millioner tons CO₂. Deponeringen vil foregå ved en dybde på 900 m.u.t. i Frederikshavn-formationen.

Gassum.

En stor struktur, som dækker et areal på ca. 80 km². Strukturen vurderes at kunne rumme 184 millioner tons CO₂ ved total udnyttelse af det tilgængelige porevolumen.

Deponeringen vil foregå ved dybder mellem 1073 og 1174 m.u.t. i Frederikshavn-formationen.

Voldum.

En stor struktur, som dækker et areal på ca. 75 km². Det skønnes, at der kan deponeres 252 millioner tons CO₂ ved total udnyttelse af porerummet.

Deponeringen vil finde sted i Frederikshavn-formationen, der her skønnes at være sandrig. Deponeringen vil foregå ved dybder på mellem 1.308 og 1.374 m.u.t.

3.3.2. Sønderjylland.

Som nævnt i afsnit 3.1, menes der at eksistere muligheder for CO₂-deponering i dette område, f.eks. ved Rødekro. Med de eksisterende data er det dog ikke mulige at give et brugbart estimat mht. potentialet.

3.3.3. Ringkøbing-Fyn-højde-ryggen.

Som nævnt i afsnit 3.1, menes der at være ringe kapacitet mht. CO₂ i dette område med den nuværende viden. Der eksisterer dog en vis mulighed, idet Gassum-formationen er antruffet i en boring ved Ullerslev mellem 839 og 938 m.u.t. Der kræves dog en større undersøgelse for at vurdere potentialet i dette område.

3.4. Fysiske/kemiske forhold ved deponering.**3.4.1. Kemiske forhold.**

Kemiske reaktioner i undergrunden er en vigtig faktor, der skal undersøges ved deponering af store volumener af CO₂ i en akvifer. Der kan her peges på 3 fænomener, der muligvis vil være af væsentlig betydning for driften af et sådant deponi:

- Opløsningsreaktioner af lagerformationen.
- Udfældningsreaktioner i lagerformationen.
- Udfældningsreaktioner i lagerformation/cap-rock interface.

Opløsning af selve lagerformationen vil svække dennes strukturelle integritet. I svære tilfælde kunne dette føre til formationskollaps, hvorefter formationen ikke vil være anvendelig i deponeringssammenhæng. En foruring af porevandet omkring boringen gør dette område specielt følsomt for opløsningsreaktioner. Opretholdelse af et konstant tryk i boringen vil dog hjælpe med til at bære formationen, indtil deponeringen afsluttes, og borerne lukkes.

Udfældningsreaktioner i selve lagerformationen kan medføre tilstopning af porerummet. Herved nedsættes permeabiliteten og sammenhængen i formationen med en reduceret lagerkapacitet som følge. Laboratoriestudier må gennemføres for at belyse udstrækningen af dette problem.

Det er ligeledes muligt, at CO₂ (gas) eller vand mættet med CO₂, der bringes i kontakt med den overliggende kalksten, vil danne et tæt forsegrende lag - en kemisk fælde. Dette betyder, at CO₂ kan deponeres i formationer i underliggende kalksten, hvor der ikke findes decidederede strukturelle fælder eller en tæt cap-rock (se figur 3.2). Laboratoriestudier kan også i dette tilfælde tilvejebringe information vedr. dels sandsynligheden for, at sådanne reaktioner vil forekomme og dels hastigheden, hvormed de vil finde sted.

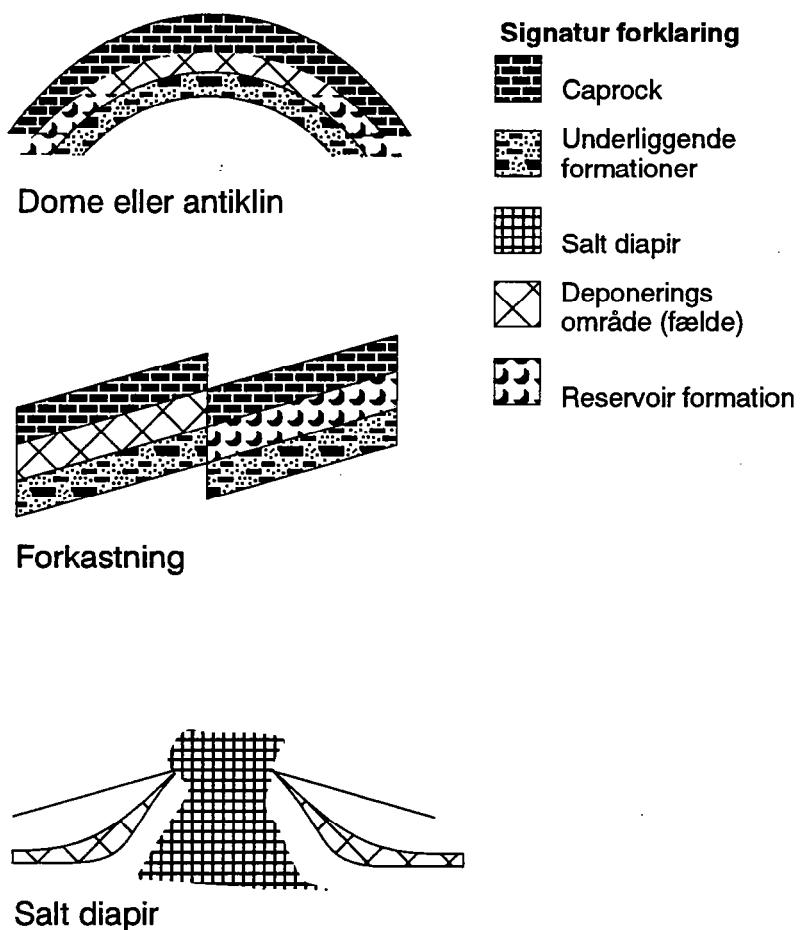
Muligheden for forekomsten af kemiske fælder er aktuelt for stort set alle de nævnte formationer.

3.4.2. Fysiske forhold.

En given formations evne til at tilbageholde CO₂ er svær at vurdere uden feltstudier. Forhold såsom cap-rock permeabilitet, transvers dispersion af det deponerede materiale, kemiske reaktioner samt strukturomlæjringer forårsaget af udnyttelsen, er væsentlige punkter, der bør blyses ved pilotforsøg og - med hensyn til de kemiske reaktioner - ved laboratorieforsøg.

En klassisk betragtning omkring deponering i undergrunden er at benytte de naturligt forekommende strukturelle fælder. En geologisk fælde kan betragtes som en fysisk blokering for videre ukontrolleret udbredelse af væskestrømning.

Geologiske fælder kan naturligt opstå som resultat af tektoniske aktiviteter såsom foldning eller forkastning (figur 3.2). Ved de mange salthorste i den nordlige del af Jylland kan der ligeledes naturligt opstå fælder, hvor CO₂ kan opfanges. Som tidligere nævnt er der endvidere i salthorste et muligt potentiale ved udskyldning af kavernehulrum.



Figur 3.2. Tre generelle typer af geologiske fælder, som kan findes i Danmark og evt. vil være interessante mht. CO₂-deponering.

Naturligt forekommende CO₂-reservoirer findes eksempelvis i USA i fælder som beskrevet ovenfor (se også tabel 3.2). Det er derfor rimeligt at antage, at givet de rette betingelser vil CO₂ kunne oplagres stabilt i undergrunden over lange tidsperioder og i store volumener.

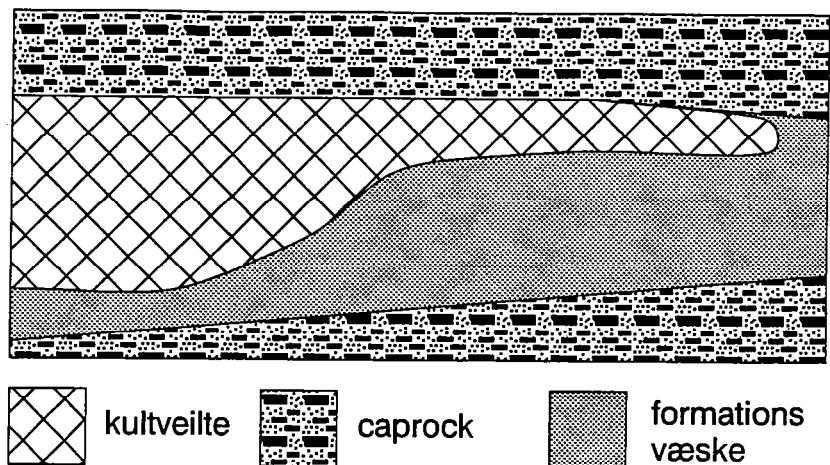
Reservoir betegnelse	Beliggenhed (USA)	Volumen [10 ¹⁰ Nm ³]
Sheep Mtn.	Colorado	3
Bravo Dome	New Mexico	17-34
McElmo Dome	Colorado	28
Jackson Dome	Mississippi	3-8
LaBarge-Big Piney	Wyoming	57
Slanter Brownfield	Utah	11
I ALT		119-141

Tabel 3.2. Naturligt forekommende CO₂-reservoirer i USA. Efter Shepard, ref. /7/.

3.4.3. Udnyttelsesgrader.

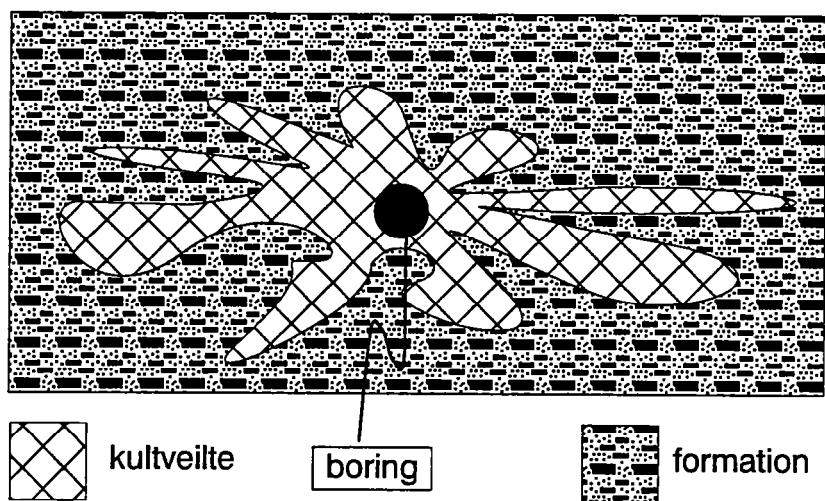
I forbindelse med evaluering af en given formations deponeringspotentiale er det vigtigt at overveje, hvorledes formationen kan udnyttes optimalt.

CO₂ har karakteristika, som medfører et fænomen kaldet *gravity instability*, se figur 3.3. Dette betyder, at der er store vanskeligheder forbundet med at tvinge tilstedeværende porevand ud af porerummet, fordi CO₂ fortrinsvis vil flyde opad. Dette vil ligeledes lede til hurtigere CO₂-strømning mod og udslip fra eventuelle indvindingsboringer.



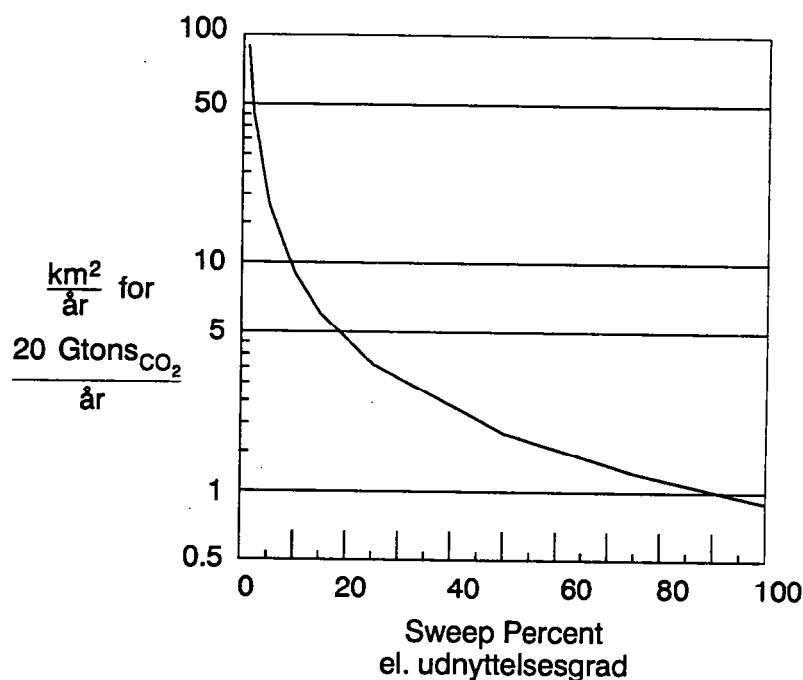
Figur 3.3. Gravity instability fænomenet, hvor et lettere medie strømmer på overfladen af en tungere, mere viskøs væske.

Geologiske formationer er heller ikke hverken homogene eller isotrope. I praksis betyder dette, at der i formationen vil forekomme zoner, hvori CO₂'en fortrinsvis vil flyde sammenlignet med resten af formationen. Dette fænomen, "fingering", vil ligeledes reducere den effektive deponeringskapacitet, se figur 3.4.



Figur 3.4. Fingering ved injektion af CO₂ forårsaget af heterogenitet i deponeringsformationen.

Der er i figur 3.5 vist forholdet mellem udnyttelsesgraden af porerummet (sweep percent) i en formation mod det nødvendige totalvolumen forudsat et årligt deponeringsbehov på 20 mio. tons CO₂.



Scenariets forudsætninger:

- porøsitet = 30%,
- mægtighed = 100 m,
- volumen reduceres med en faktor på ca. 400 pga. tryk,
- 20 GtonsCO₂ deponeres årligt,
- Temperaturen er ca. 35°C (308 K).

Figur 3.5. Nødvendigt totalvolumen ved en årlig deponering på 20 Mt CO₂ som funktion af sweep percent.

En eventuel indvinding af de tilstede værende porevæsker, dvs. saltvand i dette tilfælde, kan ligeledes være en forudsætning for, at formationen kan udnyttes optimalt. Det oppumpede saltvand vil i givet fald skulle disponeres på en miljømæssig forsvarlig måde eller evt. behandles, således at det kan nyttiggøres. Det antages dog almindeligvis, at der kan etableres tilstrækkelige deponeringsvolumener uden at gøre brug af ekstraktionsteknikker.

Til sammenligning forventes de planlagte naturgaslagre at have kapaciteter på > 1 mia. Nm³. Deponier kan derfor sikkert forvente at have lignende kapaciteter og sandsynligvis endog mere på de enkelte pladser, idet der i dette tilfælde ikke skal tages hensyn til genindvinding af den injicerede gas.

3.4.4. Evalueringssmetodik.

Der er adskillige vigtige overvejelser, der skal gøres, såfremt en given geologisk formation skal evalueres nærmere mht. deponeringspotentiale:

- Formationens dybde under terræn.
- Mægtighed og heterogenitet.
- Porøsitet.
- Permeabilitet.
- Temperatur og trykforhold.
- Cap-rock egenskaber.
- Resident porevand. Fysik, kemi, mængde.
- Brudstruktur (tæthed og størrelse).
- Formationsstruktur og mineralogi.

Gennemførelse af en sådan evaluering kan foretages efter princippet vist i bilag A3, modifieret efter Tek²²⁾.

Alene antallet af parametre, der skal evalueres, gør, at en vurdering af en formations deponeringsegnethed bliver en både dyr og omfattende proces, idet der skal gennemføres en ekstensiv dataindsamling og -analyse. Det kan ydermere være problematisk at fremskaffe data af tilstrækkelig kvalitet samt kvantitet.

Olieindustrien møder den samme type spørgsmål, når nye felter skal udvikles. Der foreligger derfor allerede en lang række hjælpeværktøjer, som i givet fald kan modificeres, således at også specifikke CO₂-deponeringsspørgsmål kan besvares.

Eksempelvis kan seismisk information kombineret med et relativt lille antal af undersøgelsesboringer tilvejebringe mulighed for at anvende moderne geostatistiske værktø-

²²⁾

Tek (1989). Underground Storage of Natural Gas.

jer²³⁾. Disse har hidtil været specifikt udviklede til kulbrintereservoir-evaluering og -management, men kan ligeledes anvendes på CO₂-problematikken.

Olieindustriens værktøjer er principielt færdigudviklede. Det vil imidlertid være nødvendigt at teste og modificere dem, således at de dækker den nye problemstilling. Efter al sandsynlighed kan de ligeledes modificeres til at dække de forventede kemiske og fysiske ændringer i akviferen under deponering, således at de også kan anvendes som driftsværktøjer. Det vil dog stadig være en stor opgave løbende over en årrække at videreudvikle disse værktøjer til anvendelse på CO₂-deponeringsproblemstillinger.

3.4.5. Driftsforhold.

Danmarks Geologiske Undersøgelse²¹⁾ har indledningsvis vurderet, at det i en af de nørrejyske strukturer vil være nødvendigt at udføre 3 undersøgelsesboringer samt efterfølgende at etablere ca. 12 driftsboringer til injektion af CO₂-gassen.

Nogle undersøgelser understøtter denne vurdering,²⁴⁾²⁵⁾ mens andre skønner, at der vil være behov for væsentligt flere borer såfremt en deponering skal idriftsættes.²⁶⁾²⁷⁾

Det er således vurderet, at 12 injektionsboringer vil være tilstrækkeligt til de akviferstrukturer nævnt i nærværende notat. Det er vurderet, at 12 borer vil tillade injektion af 10 millioner tons CO₂ pr. år med 100% drift i alle 12 borer²⁵⁾. Dette er under forudsætning af, at den enkelte boring har en kapacitet på mellem 1.000-5.000 tons CO₂ pr. dag.

Indtil videre må det ligeledes konservativt forudsættes, at der vil være en betydelig opløsning af formationen omkring injektionsboringerne. Dette kræver, at trykket

²³⁾ Morelon et al. (1991). An Application of a 3D Geostatistical Imaging to Reservoir Fluid Flow Simulations.

²⁴⁾ Van der Burgt et al. (1992). Carbon Dioxide Disposal from Coal-Based IGCC's in Depleted Gas Fields.

²⁵⁾ Van der Meer et al. (1992). Investigations Regarding the Storage of Carbon Dioxide in Aquifers in the Netherlands.

²⁶⁾ Koide et al. (1992). Subterranean Containment and Long-term Storage of Carbon Dioxide in Unused Aquifers and in Depleted Natural Gas Reservoirs.

²⁷⁾ Van Engelenburg and Blok (1991). Prospects for the Disposal of Carbon Dioxide in Aquifers.

vedligeholdes konstant i boringen for at forebygge en evt. sammenstyrting. Såfremt der ikke kan garanteres en 100% stabil leverance af CO₂ direkte fra kraftværkerne, vil det således være essentielt, at der er en CO₂-reserve, der kan garantere trykvedligeholdelsen i injektionsboringerne, såfremt CO₂-anlæggene skulle falde ud.

Afhængigt af den valgte struktur vil minimum injektionstrykket ligge i området mellem 160-235 bar.

Det er i ovenstående forudsat, at det ikke vil være nødvendigt at oppumpe saltvand fra akviferen. Såfremt det skulle vise sig at være nødvendigt at indvinde dette saltvand, vil der være behov for etablering af et antal supplerende indvindingsboringer til dette formål. Som minimum må det antages, at antallet af indvindingsboringer vil være af samme størrelsesorden som antallet af injektionsboringer.

Saltvand, der måtte blive oppumpet fra akviferen, skal ligeledes disponeres på en miljømæssig forsvarlig måde. Det må forudses, at det vil være nødvendigt at etablere rensningsanlæg til fjernelse af tungmetalsalte fra vandet samt specialdepoter til deponering af det herved fremkomne tungmetalslam. Det er dog muligt, at en ukendt del af det indvundne saltvand kan nyttiggøres.

3.5. Krav til CO₂-levering.

CO₂-gassen skal leveres tørret. Vandholdig CO₂-gas vil være så aggressiv, at korrosionsproblemer kan medføre væsentligt forøgede anlægs- samt driftsomkostninger.

Indledende undersøgelser af CO₂'s korrosionsforhold viser, at der er risiko for korrosion i koldt miljø samt under varme forhold.

I kolde miljøer vil der - afhængig af vandindhold og dermed vanddampprykket og den konkrete temperatur - være risiko for dannelse af kondensat, hvori CO₂ vil kunne oploses under dannelse af kulsyre. Kulsyre vil kunne give en pH i nærheden af 4, hvilket alene eller sammen med eventuelle chlorid- eller sulfationer vil kunne give anledning til korrosion. Korrosionsproblemene vil kunne løses ved anvendelse af korrosionsbeskyttelse eller plastrør.

I varmt miljø udsættes stålmaterialer for en slags højtemperaturkorrosion forårsaget af CO₂-gas. Problemet er kendt fra engelske gaskølede atomreaktorer og skyldes, så vidt vi har fået oplyst, at CO₂ bevirkede afskalning af det beskyttende oxidlag med deraf følgende øget korrosion. Problemet er kendt i temperaturområdet 400-600°C, men vi er endnu ikke vidende om, problemet også eksisterer i et bredere temperaturområde. Problemet skulle kunne løses for alle stållegninger ved tillegering af en mindre mængde silicium. Det skulle således være forholdsvis nemt at tage højde for den nævnte korrosionsform.

Leveringstrykket må ikke afvige væsentligt fra akvifetrykket. Såfremt gastrykket ved injektion er højere end akvifetrykket, vil gassen ikke fortrænge porevandet over en jævn front, men vil strømme forbi vandet - det fænomen kendt som "fingering". Konsekvensen af dette vil være en væsentligt reduceret deponeringskapacitet, sandsynligvis lokale pH-sænkninger med heraf følgende formationsopløsning og store problemer med styringen af deponeringen.

Ved højere injektionstryk vil viskositeten af gassen stige. Dette vil muligvis muliggøre en højere udnyttelsesgrad, dog igen afhængigt af de specifikke reservoirforhold i den aktuelle struktur.

Som tidligere nævnt i afsnit 3.4.5, skal gastrykket holdes konstant indenfor en vis margin. Dette krav vil specielt blive reflekteret i dimensionering og design af kompressionsanlægget.

Gassen bør være fri for partikler af hensyn til risikoen for tilstopning af formationen.

3.6. Tidsplan.

Nedenstående tidsplan er udarbejdet på grundlag af oplysninger fra DGU²¹. Tidsplanen er komplementeret med aktiviteter, der har afgørende betydning for idriftsættelse af deponiet: Konstruktion af overfladeanlæg, miljø-godkendelse og andre myndighedsbehandlinger, opbygning af transmissionssystem samt forundersøgelser (for depoter i Sønderjylland, på Fyn og Sjælland). Milepæ-

Ie er påbegyndelse af borearbejde vedr. injektionsboringerne samt start af injektion.

OPGAVE	ÅR 1	ÅR 2	ÅR 3	ÅR 4	ÅR 5
Evaluering	---				
Miljøsagsbehandling	---				
Undersøgelsesboringer	---				
Analyse	---				
Seismisk undersøgelse		---			
Anlægsarbejder			---		
Injektionsboringer				---	
Påbegynd injektion					---

Figur 3.6. Tidsplan for idriftsættelse af CO₂-deponi ved injektion i dybtliggende akviferer (se også bilag A6).

Det er endvidere en forudsætning, at der udføres laboratorie- og pilotstudier som tidligere nævnt, før et egentligt deponeringsprogram iværksættes.

3.7. Omkostninger.

Overslag vedr. anlægsomkostninger dækker kun omkostninger for geologiske undersøgelser vedr. deponiforrelationen, borearbejde samt injektion. Udgifter til køb af jord og til erstatninger er eksempelvis ikke medregnet.

Post	Enhed	Pris	Total (DKK)
Undersøgelsesboringer	3 stk.	6.000.000	18.000.000
Seismik, incl. fortolkning og rapportering	27 km	US\$ 5.500	1.000.000
Kerneprøveanalyser pr. boring	3 stk.	167.000	500.000
Miljøansøgning til forundersøgelser	1 stk.	1.000.000	1.000.000
Afrapportering af geologiske feltundersøgelser	1 stk.	500.000	500.000
Injektionsboringer	12 stk.	6.000.000	72.000.000
Engineering over jord	1 stk.	60.000.000	60.000.000
Højtryksanlæg	1 stk.	200.000.000	200.000.000
Miljøansøgning til deponering	1 stk.	3.000.000	3.000.000
I ALT			356.000.000

Tabel 3.3. Anlægsbudget for akviferbaseret deponering af CO₂. CO₂-gas leveret ved 200 bar.

Årlige driftsudgifter, incl. årlig udbygning af højtryksanlæg samt en årlig ny boring, anslåes til 30 mio. kr. Med en kapitaliseringsfaktor på 10,4 giver dette en nuværdi for anlægget på:

	Total (mio. kr.)	Pr. år (mio. kr.)
Anlægspris	356	34,2
Drift ($30 \times 10,4$)	312	30,0
Transmission (35 km) jf. tabel 4.1	205	19,7
Drift af transmission incl. samlet energiforbrug jf. tabel 4.1	401	38,6
I alt	1274	122,5

Tabel 3.4. Økonomi for CO₂-akviferlager.

Deponering af 1,4 mio. t CO₂/år koster 122,5 mio. kr. og giver således en deponeringspris på ca. 90 kr./t.

Oplysninger for energiforbrug ved kompression og transmission er hentet fra rapportens afsnit 4.

Ovennævnte omkostningsoverslag er for etablering af et deponi i en af de mere velundersøgte strukturer. Såfremt en af de mindre undersøgte strukturer skal anvendes, vil der være yderligere omkostninger til forundersøgelser.

Et udvidet forundersøgelsesprogram vil ligeledes omfatte et boreprogram, seismik og laboratorieundersøgelser med analyse af porevæske og kerneprøver samt en samlet fortolkning af resultaterne. De fleste danske strukturer vil kræve et forundersøgelsesprogram.

En hollandsk undersøgelse²⁵⁾ giver følgende kostestimat vedr. akviferdeponier (12 borer):

	Total mio. kr.	Årlig drift mio. kr.
Akvifer beliggende over 1.000 m.u.t.	163	4,9
Akvifer beliggende under 1.000 m.u.t.	309	6,5

Tabel 3.5. Hollandsk estimat vedr. økonomi for CO₂-akviferlager.

Bemærkning til tabel 3.5: Årlig drift er incl. etablering af 1 ny boring pr. år samt de samlede omkostninger til energi. Dette tal virker meget lavt sat.

4. TRANSMISSIONSSYSTEM.

Transmissionssystemet skal transportere CO₂'en fra kraftværkets hegnet til deponeringsområdet.

Fra kraftværket leveres den rensede CO₂ i en rørledning med et tryk på 40 bar og en temperatur på 10-40°C. Den leverede gas er tør og ren, således at transmissionsledningen ikke skal drænes eller korrosionsbeskyttes indvendigt, se også afsnit 3.5.

Ved deponeringsstedet afleveres CO₂'en over jorden i et rør med et tryk på 180-230 bar.

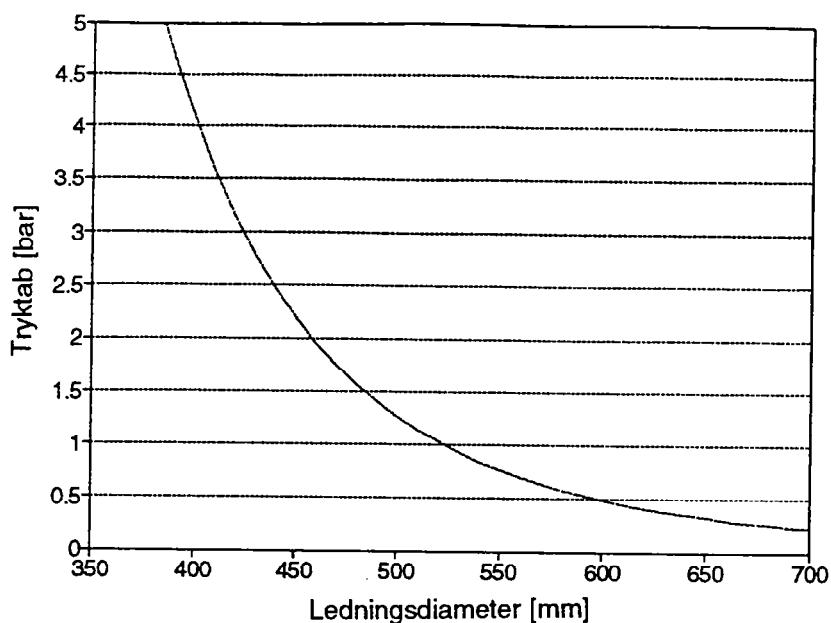
Der er ikke vurderet andre transmissionssystemer end en rørledning.

Der er ikke udført en risikovurdering for hverken transmissionsledning eller højtryksanlæg.

4.1. Rørledning.

Rørledningen forudsættes lagt direkte i jord uden betonkanal eller beskyttelsesrør. Ledningen lægges således, at den får en jorddækning på min. 1,8 m for at undgå skader på ledningen ved almindelig brug af jorden over ledningen. Udvendigt rustbeskyttes røret, således at der ikke forventes tærringer på røret i en 30-årig periode.

Tryktabet i 10 km transmissionsledning fremgår af figur 4.1:



Figur 4.1. Tryktab i 10 km transmissionsledning excl. enkelttab ved en mængde på 250 t CO₂/h.

Til beregning af tryktabet er der brugt følgende data:

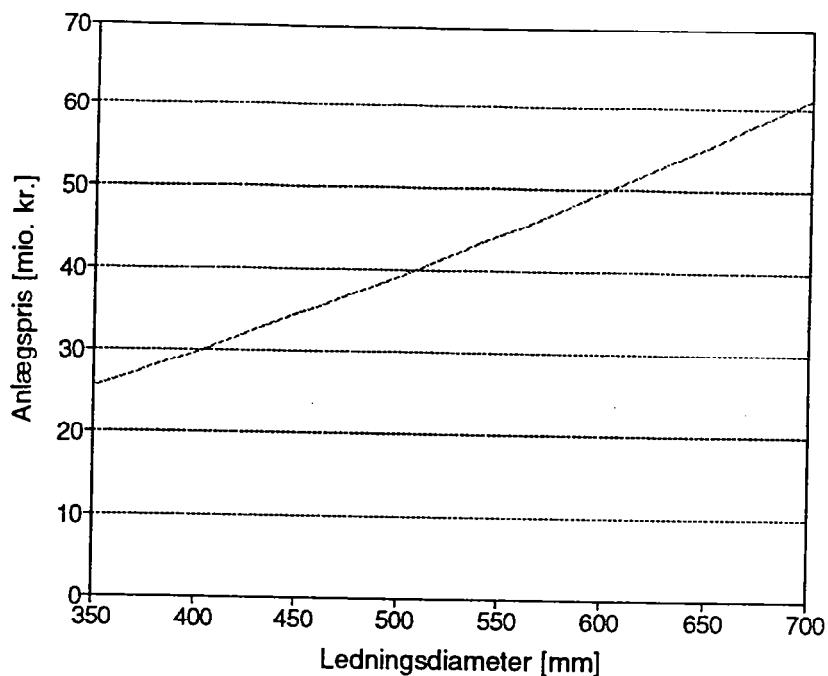
Massefylde	$\rho = 10 \text{ l/kg} = 10 \text{ m}^3/\text{t} = 0,01 \text{ m}^3/\text{kg}$.
Masseflow	$q = 250 \text{ t/h}$.
Dynamisk viskositet	$\mu = 1,5 \times 10^{-5} \text{ kg}/(\text{m} \times \text{s})$
Hastighed	$v = 1,5 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$.
Ruhed af rør	$k = 1 \text{ mm}$.

Anlægsprisen for en nedlagt CO₂-ledning excl. armaturer og erstatning til lodsejere ses af figur 4.2.

Det anbefales, at ledningen ikke drives med gashastigheder over 25 m/s, da det medfører risiko for erosion og giver store tryktab i forbindelse med bøjninger og armaturer. Det betyder med en kapacitet på 250 t/h, at ledninger med en diameter på under 190 mm ikke kan anvendes.

4.2. Kompressor.

Ledningen udlægges - hvis det er økonomisk muligt - således, at der ikke skal anvendes kompressorer mellem kraftværket og deponeringsstedet.



Figur 4.2. Anlægspris for 10 km CO₂-ledning.

Kompressorarbejdet til etablering af injektionstrykket er beregnet til 10 MW under forudsætning af:

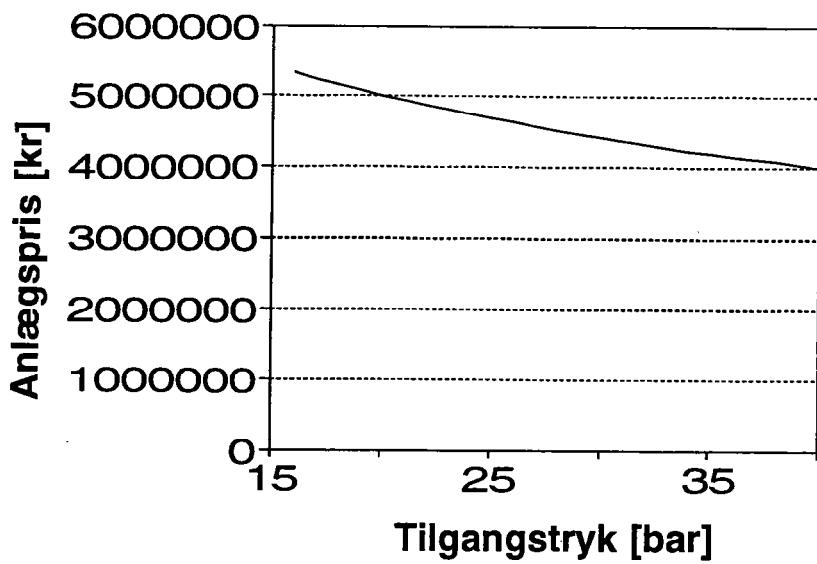
Systemvirkningsgrad	:	75%.
Tilgangstryk	:	40 bar.
Afgangstryk	:	200-250 bar.
CO ₂ -mængde	:	250 t/h.

Anlægget udføres med 3 × 50%-kompressorer (eller 2 × 100%) for at sikre mulighed for vedligehold under kontinuerlig drift.

Der er ikke indhentet tilbud på kompressorer, men anlægsprisen er anslået til 3 × 15 mio. kr. + bygning og kontrolanlæg, i alt ca. 60 mio. kr.

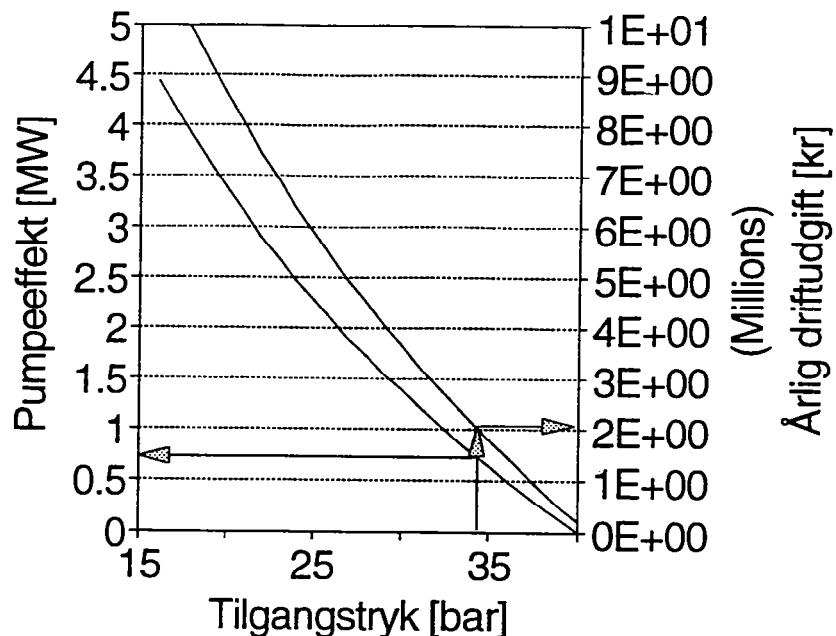
Kompressorer til anvendelse ude på ledningsstrækningen vurderes at have en anlægspris, som det fremgår af figur 4.3, når ydelsen er 250 t CO₂/time og med et afgangstryk på 40 bar.

Anlægsprisen er for en komplet station, men excl. energiforbrug og vedligehold.



Figur 4.3. Anlægspris for pumpestation.

På figur 4.4 kan energiforbruget til kompressoren aflæses. Hvis der regnes med en energipris på 450 kr./MWh, udregnet som et (lastvægtet) gennemsnit af de nuværende 3-leds-tariffer, og med vedligeholdelsesomkostninger på 5% af anlægsprisen for kompressoranlægget, fås de årlige driftsudgifter.



Figur 4.4. Energiforbrug og årlige driftsomkostninger til kompressoranlæg.

Antallet af pumpestationer og den trykforøgelse, der skal præsteres, er afhængig af den aktuelle ledningsføring.

4.3. System.

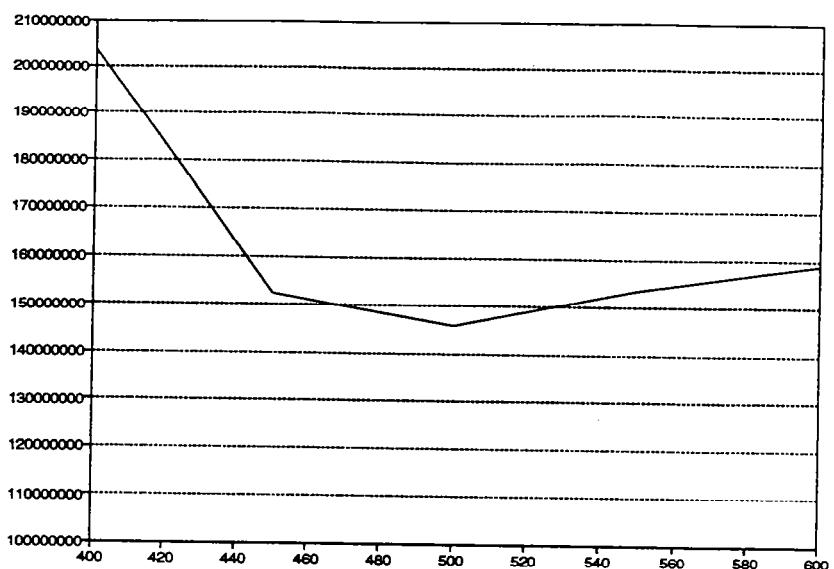
Det samlede transportsystem skal udlægges, således at de samlede omkostninger til transport bliver mindst mulige. I det følgende regnes der med:

Kapitaliseringsfaktor	:	10,4.
Energipris	:	450 kr./MWh.
Årlig fuldstundstimer	:	5500 timer.

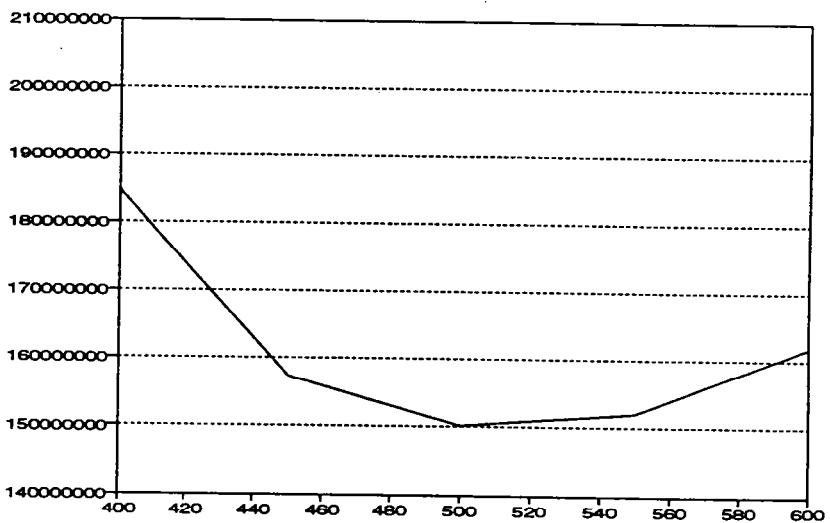
Tryktabet i det færdige transportsystem antages at være dobbelt så stort som i en lige ledning.

For et system med en transportlængde på 30 km fås en økonomi som på figur 4.5, hvis der ikke etableres pumpestationer undervejs.

Som det ses af figuren, er den optimale ledningsdiameter ca. ø 500 mm og med en samlet omkostning på 147 mio kr. excl. injektionspumpe.



Figur 4.5. Økonomi for 30 km-system uden pumpestationer.



Figur 4.6. Økonomi for 30 km-system med en trykforøgerstation.

Det ses, at den optimale ledningsdiameter også er ø 500 mm og med en samlet omkostning på 150 mio. kr. excl. injektionspumpe.

Det kan således ikke afgøres, om der skal indsættes boosterpumpe i et system med en transportafstand på 30 km. Øges transportafstanden, eller skal ledningen lægges i et område, hvor det er nødvendigt med mange bøjninger, vil det være nødvendigt med boosterpumper.

4.4. MKS - Voldum.

Bygges der CO₂-rensning på MKS med en kapacitet på ca. 250 t pr. time, og vælges deponeringen i Voldum, kan transmissionsledninger f.eks. lægges i en tracé som vist på figur 4.7.



Figur 4.7. MKS-Voldum. Muligt transmissionstracé.

Den samlede anlægspris for en sådan transmissionsledning uden boosterpumper:

Ledning 2 × 10 km	: 80 Mkr. (jf. fig. 4.2.).
Injektionspumper 1 stk.	: <u>60 Mkr.</u>
I alt	: <u>140 Mkr.</u>

excl. projektering og udgifter til køb af jord og erstatninger.

De årlige driftsudgifter anslås til:

Energi til injektion: $10,6 \times 450 \times 5500$	= 26,2 Mkr.
Vedligehold : 5% $\times 140$ Mkr.	= <u>7,0</u> Mkr.
I alt	= <u>33,2</u> Mkr.

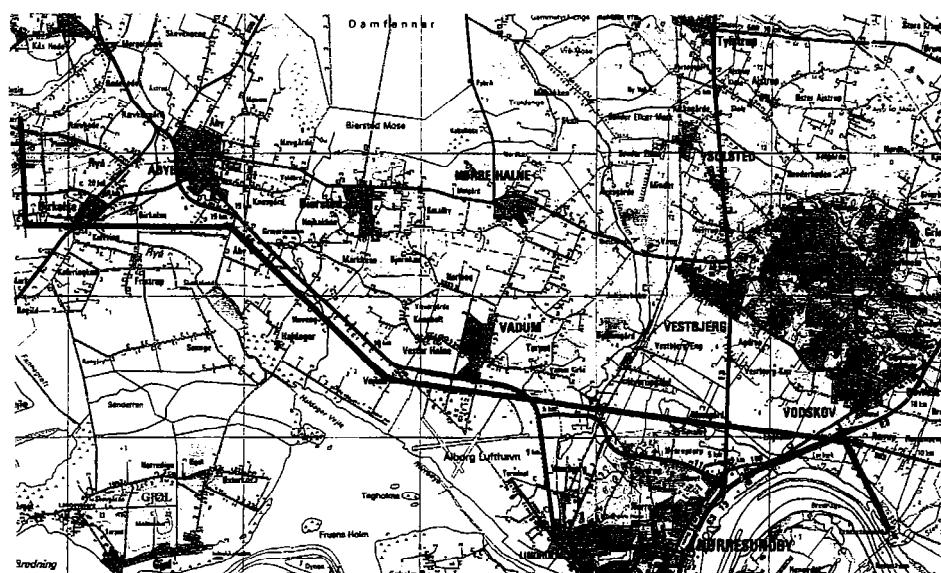
Dette giver en nuværdi på:

Anlægspris	: 140 Mkr.
Drift $33,2 \times 10,4$: <u>345</u> Mkr.
I alt	<u>485</u> Mkr.

som pris for et transmissionssystem excl. injektionsboringer og højtrykssystem mellem borer og injektionspumper.

4.5. NEFO - Vedsted.

En transmissionsledning mellem NEFO og Vedsted, se figur 4.8:



Figur 4.8. NEFO-Vedsted. Muligt transmissionstracé.

vil få en længde på ca. 35 km, hvilket giver en anlægspris på:

Ledning $3,5 \times 10$ km	: 140 Mkr. (jf. fig. 4.2).
Boosterpumper 1 stk.	: 5 Mkr. (jf. fig. 4.3).
Injektionspumper	: <u>60 Mkr.</u>
I alt	<u>205 Mkr.</u>

excl. projektering, udgifter til køb af jord og erstatninger.

De årlige udgifter til drift anslås som følger:

Energi til injektion	: 25,2 Mkr.
Energi til boosterpumpe	: 3,1 Mkr.
Vedligehold 5% \times 205	: <u>10,3 Mkr.</u>
I alt	<u>38,6 Mkr.</u>

hvilket svarer til, at de samlede omkostninger for transmissionssystemet kan opgøres til en nuværdi på:

Anlægspris	: 205 Mkr.
Vedligehold og drift ($38,6 \times 10,4$)	: <u>401 Mkr.</u>
I alt	<u>606 Mkr.</u>

som pris for transmissionssystemet mellem NEFO og Vedsted afsluttet med en injektionspumpebygning.

4.6. NEFO - Mors.

En transmissionsledning mellem NEFO og det salthørstige område omkring Mors vil få en længde på ca. 100 km. Dette giver en anlægspris på:

Ledning 10×10 km	: 400 Mkr. (jf. fig. 4.2).
Boosterpumper (2 stk á 5)	: 10 Mkr. (jf. fig. 4.3.).
Injektionspumper (1 stk.)	: <u>60 Mkr.</u>
I alt	<u>470 Mkr.</u>

Excl. projektering og udgifter til køb af jord og til erstatninger.

Årlige driftsudgifter anslås til:

Energi til injektion	: 26,5 Mkr.
Energi til boosting	: 6,2 Mkr.
Vedligehold 5 % af 470 Mkr.	: <u>23,5 Mkr.</u>
I alt	<u>56,2 Mkr.</u>

Dette giver en nuværdi for anlægget på:

Anlægspris	:	470 Mkr.
Drift 56,2 × 10,4	:	<u>585 Mkr.</u>
I alt	:	<u>1055 Mkr.</u>

som pris for et transmissionssystem. Heri er således ikke indregnet omkostninger til anlæg af kaverne(r) samt højtryksfordelingssystem.

- 4.7. Økonomisk oversigt.** Transmissionssystemet er defineret som startende ved kraftværkets hegn og sluttende med en injektionspumpebygning.

Prissætningen af de enkelte komponenter er sket ved brug af erfahringspriser for systemer til damp og ikke ved leverandør oplysninger. Det vil være muligt at forbedre overslagspriserne ved en nærmere dialog med div. leverandører af pumper og ventiler.

I tabel 4.1. er der en samlet oversigt over de parametre, der er brugt til prissætning af transmissionssystemerne:

	Akviferdeponi		Salthorstddeponi
Ledning	MKS - Voldum	NEFO - Vedsted	NEFO - Mors
Diameter	DN 500	DN 500	DN 500
Længde	20 km	35 km	100 km
Injektionstryk	200 bar	200 bar	200 bar
Årlig transmissionsmængde	1.375.000 t CO ₂	1.375.000 t CO ₂	1.375.000 t CO ₂
Kapitaliseringsfaktor	10,4	10,4	10,4
Energi pris	450 kr./MWh	450 kr./MWh	450 kr./MWh
Prisbasis	primo 1992	primo 1992	primo 1992
Anlægspris	140 Mkr.	205 Mkr.	470 Mkr.
Årlige drifts- og vedligeholdelsesudgifter incl. samlet energiforbrug	33,2 Mkr.	38,6 Mkr.	56,2 Mkr.
Samlede omk.	485 Mkr.	606 Mkr.	1055 Mkr.

Tabel 4.1. Oversigt over udgifter til CO₂-transmissions-system.

I priserne for transportsystemerne er højtrykssiden af injektionspumperne ikke inkluderet.

Drift og vedligehold til salthorstdponi forudsætter ligeledes 5500 driftstimer pr. år. Det må dog pointeres, at dette tal er vilkårligt valgt, såfremt salthorstdponiet skal fungere som bufferlager, idet driftstimer pt. ikke kan estimeres.

5. BIOMASSE.

Luftens CO₂ omdannes i fototrofe organismer under fotosyntesen til organisk stof og bindes dermed i biomasse. Bruttoformlen for fotosyntesen er skitseret herunder:



Fotosyntesen foregår i såvel planter som grønalger, hvor CO₂ og vand i første omgang omdannes til glucose og ilt. Glucosen kan derefter direkte bruges til opbygning af stivelse og cellulose, eller den kan omdannes til andre stofskifteprodukter, såsom proteiner, fedtstoffer og andre sekundære metabolitter.

Deponeringen i biomassen er tidsmæssigt begrænset, indtil biomassen nedbrydes biologisk eller afbrændes.

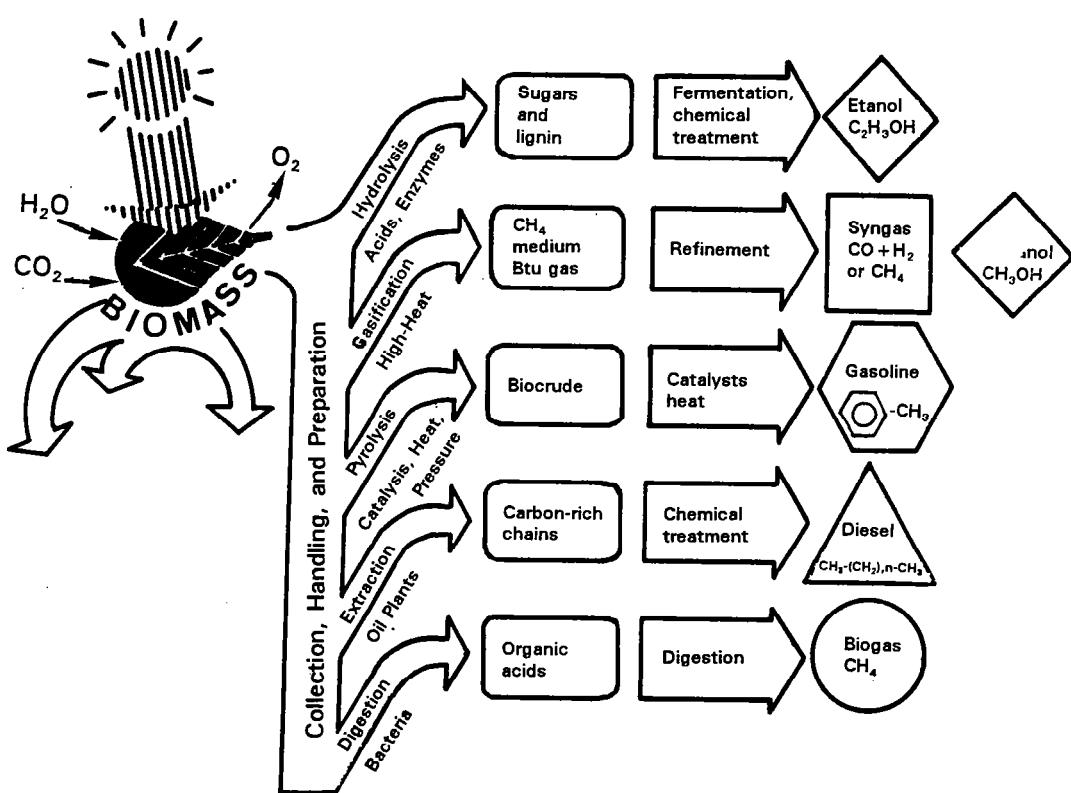
Der kan opnås en opmagasinering af CO₂ ved at forøge den samlede biomasse inden for et system. Systemet er i realiteten hele jorden, men afgrænses i denne sammenhæng til Danmark. Et system med konstant biomasse er et dynamisk system, hvor den enkelte organisme vil forgå og dekomponere til bl.a CO₂, men en tilsvarende mængde CO₂ vil optages ved opvoksning af nye planter.

Selv om den samlede biomasse inden for et system ikke forøges, kan der opnås en reduktion af forbruget af fossile brændsler og dermed også mindsket CO₂-emission ved at udnytte biomasse som energikilde. Udnyttelsen af biomasse som energikilde er CO₂-neutral, idet biomassen alligevel ved almindelig biologisk nedbrydning omdannes til CO₂, vand og salte. Betingelsen for, at biomassen er CO₂-neutral, er, at biomassen retableres ved genplantning.

5.1. Teknologier og anvendelser.

Biomasse kan transformeres til en række forskellige energibærerer: Varme, elektricitet samt flydende brændsler.

De fleste typer biomasse kan indfyres direkte i et kedelsystem til kraftvarmeproduktion. Det kan blive attraktivt at forædle de forskellige biomasseformer ved forgasning (biologisk eller kemisk) eller ved omdannelse til flydende brændsler (pyrolyse, fermentering).



Figur 5.1. Konvertering af biomasse til flydende/gasformigt brændsel²⁸⁾.

Teknikkerne til forgasning og produktion af flydende brændsler er endnu ikke udviklet til kommersielt brug.

Ved oparbejdningen af biobrændsel og udnyttelsen af den bundne kemiske energi vil der uvægerligt fremkomme et restprodukt (slagger, aske, slam) med et opkoncentreret indhold af uønskede stoffer. Disse uønskede stoffer, der kan have karakter af enten direkte miljøgifte, som f.eks.

²⁸⁾ Mot et. al (1992). Confining and Abating CO₂ from Fossil Fuel Burning - a Feasible Option?

tungmetaller eller stoffer, der omend de ikke i sig selv er giftige, vil forhindre eller vanskeliggøre en nyttiggørelse af restproduktet

De miljømæssige aspekter ved brug af affald og slam er endnu ikke klarlagt tilstrækkeligt. Affald og slam indeholder tungmetaller og organiske giftstoffer, der så vidt muligt ikke må emitteres til omgivelserne.

PLUSSER	MINUSSER
<ul style="list-style-type: none"> * Vedvarende energikilde * Drivhusneutral energikilde * Kendte teknologier * Miljømæssigt/økologisk mindre problematisk * Giver lokale arbejdspladser * Restprodukter kan umiddelbart disponeres * Produktion mindre kapitalintensiv * Udnyttelse af lokale råstoffer * Velegnet til udnyttelse i decentrale anlæg * Konverterbar til forskellige energibehov * Lovgivningsmæssig favorabel 	<ul style="list-style-type: none"> * Mangel på biomasse til nedmuldning. Herved forringes jordens kvalitet på længere sigt, idet humusindholdet falder * Konkurrence med fødevareproduktionen m.h.t. arealudnyttelse * Arealkrævende * Transportkrævende * Flytter arbejdspladser fra kul/olieproducer - ofte u-lande * Optimal arealudnyttelse vil kræve en del gødskning og kunstvanding * Ringere forsyningssikkerhed * Årstidsafhængig produktion * Kræver opstartstid. Der kan ikke umiddelbart skiftes brændselstype * Ringe energi/masseforhold * Landskabsmæssige forhold ved udlægning af store landområder til dyrkning af energiafgrøder

Tabel 5.1. Fordele og ulemper ved udnyttelse af biomasse til energiproduktion.

5.2. Arealudnyttelse

Mere end 90% af Danmarks areal på 43.000 km² er i dag åbne arealer med marker, skove, enge mv. med spredt beliggende gårde, huse og småbyer, jf. også tabel 5 i rapportens afsnit 7. De dyrkede arealer udgør 62% af arealet. De seneste års tendenser viser en årlig nedgang på 0,3 % i landbrugsarealet. Disse arealer overgår til byudvikling, vejanlæg, skovtilplantning og råstofudvikling.

De landbrugspolitiske og miljøpolitiske forhold er afgørende for mulighederne for omlægning af landbrugsarealer til energiafgrøder. Situationen i dag, med et intensivt, overskudsproducerende landbrug, peger i retning af mindre landbrugsarealer og et mindre intensivt landbrug. Der skulle således være et fremtidigt potentiale for omlægning til energiafgrøder. I denne forbindelse kan det nævnes, at der indenfor EF er planer om en omlægning af landbruget i en størrelsesorden, der vil

medføre en braklægning af de nuværende landbrugsarealer på ca. 15%.

5.3. Vurdering af forskellige vækster.

Et karakteristisk problem for stort set alle biomassematerialer er, at ressourcerne er spredte, materialerne er omfangsrike og har et relativt lille energiindhold.

Udbyttet af energiafgrøderne afhænger alt andet lige af arten. De mest attraktive arter er pil og elefantgræs. Disse giver begge et stort udbytte pr. hektar og retableres meget hurtigt. Olie fra rapsplanter til olie-produktion kan blive et alternativ til diesel-olier anvendt i køretøjer.

Ikke udnyttede biomasserester, såsom halm på marker, grene og kviste fra skovning, slam fra renseanlæg og organisk affald, er tilgængeligt brændsel. Potentialet i brændslet udnyttes endnu ikke fuldt ud til energiproduktion.

En vurdering af specifikke vækster vil ikke blive medtaget i dette regi, idet kraftværkerne allerede har påbegyndt en handlingsplan vedr. udnyttelse af biomasse, herunder specielt halm. Til orientering indeholder rapportens afsnit 7 enkelte data vedr. energiindhold for en række vækster. Der kan dog knyttes et par kommentarer til enkelte hovedgrupper:

Vedagtige energiafgrøder

Der er her reelt tale om 2 typer afgrøder. Dels en udvidelse af arealet i de traditionelle skove, som hovedsagligt består af bøg, fyr og gran, og dels en decideret udnyttelse af landbrugsland til dyrkning af hurtigtvoksende træarter - energiskov.

Med energiskov tænkes sædvanligvis på dyrkning af pil (slægten *Salix*) eller poppel (slægten *Populus*). Der er i Sverige, som anvender en del energiskov, hovedsageligt arbejdet med pil.

Elefantgræs

Elefantgræs (*miscanthus sinensis*) er en hurtigtvoksende, højtproducerende flerårig græsart. Elefantgræs findes ikke naturligt i Danmark, men det er dog muligt at dyrke den under danske forhold.

Der er dog stadig en del usikkerhed omkring anvendelse af elefantgræs som energiafgrøde i Danmark. Specielt hvad angår høstudbytte samt høstmetoder kræves stadig en del forsøg.

Alger

Foruden anvendelse af de traditionelle landbrugsafgrøder, arbejdes der ligeledes med anvendelse af alger som energiafgrøde. En potentiel fordel ved anvendelse af alger er, at det "dyrbare" areal øges ganske væsentligt, idet afgrøden høstes fra overfladevande - vandløb, sører og oceaner.

En anden væsentlig faktor i denne sammenhæng er, at alger er hurtigtvoksende og besidder en væsentlig mere effektiv fotosyntese sammenlignet med landafgrøder, dvs., at CO₂-optaget er større. Et enkelt estimat²⁸⁾ angiver, at CO₂-optaget i et bassin med et overfladeareal på 1 hektar og en dybde på 1 meter vil være 1.800 kg CO₂ pr. dag.

Med hensyn til udnyttelse af biomasse fra algeproduktion er der stadig væsentlige minusser. Heraf kan nævnes en mangel på relevant høstteknologi. Det vil være nødvendigt at tilføre mikronæringsstoffer, hvilket indebærer et forureningspotentiale, samt at algebiomasse produceret med de eksisterende teknologier er dyrt.

5.4. CO₂-reduktion ved tilplantning.

Med den antagelse, at der braklægges 15% af det danske landbrugsareal (4.000 km²), kan der opnåes følgende CO₂-reduktioner:

Ved tilplantning med energitræ som f.eks. pil eller poppel:

Poppelplantager som monokultur kan opdyrkes til stationære forhold over en periode på 10-12 år. Under danske forhold er det dog realistisk at regne med en omdriftsperiode på 30 år.²⁹⁾

En jævn tilplantning over en periode på 30 år vil svare til en stående vedmængde på ca. 150 t/ha, hvilket igen svarer til en CO₂-mængde på 110 tons/ha. Ved tilplantning af 4.000 km² vil der derfor opnåes en "CO₂-deponering" på ca. 0.4×10^8 tons, fordelt med 1,4-1,5 mio. tons pr. år.

Ved tilplantning med anden energiafgrøde som f.eks. elefantgræs:

I modsætning til energiskov dyrkes elefantgræs (*misanthus sinensis*) i en etårig høstcyklus, planterne er dog flerårige.³⁰⁾

En tilplantning med elefantgræs vil give en årlig tørstofproduktion på måske 18-20 t/ha svarende til en CO₂-deponering på mellem 25-27 t/ha/år, eller i alt ca. 10×10^6 tons CO₂.

Ved anvendelse af landbrugsarealet til dyrkning af energiafgrøder er der i øvrigt en række andre forhold, der spiller en rolle, såfremt CO₂-deponeringskapaciteten ønskes opgjort:

Som tidligere nævnt er en væsentlig forudsætning for at kunne betragte biomasse som CO₂-deponi, at mængden af biomassen konstant vedligeholdes.

De ovennævnte tal refererer til en relativt intensiv dyrkning med brug af vanding, kunstgødning etc. Dette medfører igen et øget energiforbrug og derved en øget CO₂-udledning.

²⁹⁾

Nielsen (1991): Poppel som energitræ i det åbne landskab.

³⁰⁾

Energistyrelsen (1990): Vurdering af biomasse til energiforsyning.

Som tidligere nævnt er energiressourcen spredt over et stort areal, hvilket vil medføre en øget CO₂-udledning fra transport af brænslet til kraftværk.

Der vil være en række æstetiske forhold, der skal tages hensyn til, såfremt en stor del af det danske landskab skal tilplantes med en enkelt afgrøde, specielt hvis denne afgrøde, som eksempelvis elefantgræs, er fremmed for det danske kulturlandskab.

5.5. Omkostninger.

Specifikke omkostninger forbundet med omlægning af energiproduktion til biomasse vil ikke blive detaljeret gennemgået i dette regi, der er allerede en række andre undersøgelser igang forbundet med kraftværkernes biomassehandlingsplan. På et overordnet niveau kan der dog gøres nedenstående bemærkninger.

Set fra en energiproducents side kan der for de enkelte biobrænsler beregnes en energipris ab værk ud fra brænslets pris, omkostninger ved en eventuel nødvendig forarbejdning af brændsel og omkostninger ved bortsakfelse af eventuelle restprodukter. En sådan virksomhedsøkonomisk beregning viser, om det er rentabelt for energiproducenten at benytte biobrænsler fremfor fossile brænsler. Idet energiproducenterne er underlagt Energi ministeriet's og Energistyrelsen's afgørelser, kan der dog ikke udbygges frit efter økonomiske vurderinger.

Det samfundsøkonomiske aspekt er omfattende og lader sig ikke opregne i detaljer i denne sammenhæng. F.eks. mister staten penge fra energiafgifter ved omlægning til biobrænsler, og anlægsudgifterne vil - at dømme efter erfaringerne med de decentrale kraftvarmeværker - blive større. Omvendt er biobrænslerne indenlandske og forbedrer dermed handelsbalancen. De er desuden CO₂-neutrale og reducerer nogle potentielle fremtidige udgifter til skader forårsaget af drivhus-effekten.

6. KONKLUSION.

Indledende studier omkring deponeringsmuligheder for CO₂ har vist, at det dels er teknisk muligt at deponere CO₂ i den danske undergrund, samt at der er kapacitet til at løse kraftværkernes deponeringsbehov i en længere periode.

6.1. Deponering.

Baseret på den eksisterende viden omkring teknik og potentielle vurderes den foretrukne geologiske deponeringsformation at være dybtliggende saltvandsakviferer. Udtømte olie-/gasfelter vurderes at være næstbedst. En overordnet sammenstilling af deponeringsmulighederne er anført i tabel 6.1. Hvert hovedaspekt omkring de forskellige deponeringsformer i tabellen er karakteriseret med mellem 0, 1 eller 2 point, hvor 0 er den dårligste karakter, og 2 er den bedste. Pointsummen er således et kvalitativt udtryk for deponeringsformens "godhed".

Hovedaspekt	Saltkaverne	Udtømte olie- og naturgasfelter	Dybtliggende salte grundvandsmagasiner	Dybt ocean	Biomasse
Teknologisk stade	Velkendt etableret teknologi. 2 point.	Kendt. Kræver dog yderligere F&U. 1 point.	Kendt. Kræver dog yderligere F&U. 1 point.	Ekstremt spekulativ. 0 point.	Velkendt. Forskning kan dog øge potentialet. 2 point.
Potentiel kapacitet	Ca. 0,4 mio t CO ₂ pr. kaverne. 1 point.	Ca. 530 mio. t CO ₂ i de danske Nordsøfelter. 2 point.	Ca. 660 mio. t CO ₂ i Jylland/Fyn. 2 point.	Stor. Estimat fra 10 ¹² til 10 ¹⁶ tons! 2 point.	Relativt lille. Ca. 100 t/ha, afhængigt af afgrøden. 1 point.
Tidsramme for etablering	Ca. 10 år fra i dag. 2 point.	Tidligst ca. 30 år fra i dag. 1 point.	Ca. 10 år fra i dag. 2 point.	Måske om 50 år, stærkt afhængigt af forskning på området. 0 point.	Straks. 2 point.
Deponeringsomkostninger incl. transmission	Estimeret 280 kr./t 1 point.	Sandsynligvis større end akviferdeponi og mindre end saltkavemedeponi. 2 point.	Estimeret 90 kr./t 2 point.	Ekstremt afhængige af transmissionsomkostningerne, der sandsynligvis vil blive enorme. 0 point.	1 point.
Miljøproblemer	Store problemer forbundet med bortskaffelse af salt under udskyldning. 0 point.	Relativt få. Et potentiel problem er udslip pga. utæt caprock. 2 point.	Relativt få forventes, men området er ikke velbeskrevet. 2 point.	Pt. ukendte. Det formodes, at der vil være ganske væsentlige miljøproblemer. 0 point.	Sandsynligvis få, afhængigt af brug af gødning og kunstvanding. 2 point.
Sikkerhed	Ikke velegnet til langtidsløsning. 0 point.	God. 2 point.	God. 2 point	Meget usikker på nuværende videniveau. 0 point.	God, forudsat konstant retablering. 1 point.
Point Σ	6	10	11	2	9

Tabel 6.1. Oversigt over forskellige CO₂-deponeringsmuligheder.

På nuværende tidspunkt er det dog vigtigt at pointere, at væsentlige spørgsmål omkring de involverede processer stadig er ubesvarede:

Akviferer og olie-/gasfelter:

Kemiske reaktioner vil muligvis immobilisere CO₂ i undergrunden. Eksistensen af sådanne reaktioner kan muligvis eliminere kravet om forekomst af geologiske fælder. Herved øges det potentielle deponeringsvolumen ganske væsentligt, og udvælgelsesprocedurer vil givetvis simplificeres.

Der mangler stadig megen basisviden omkring hvordan store mængder af CO₂ opfører sig i undergrunden. Før feltundersøgelser - selv i pilotskala - kan påbegyndes, bør der igangsættes laboratorieforsøg på eksisterende kerneprøver. Ligeledes bør eksisterende teknikker til reservoirevaluering modificeres, således at reservoirkarakterisering og -simulering kan foretages. Dette med henblik på formationsudvælgelse, men også til brug som driftsværktøj under en eventuel deponering.

Metodikken, hvorefter en akvifer kan karakteriseres mht. deponeringsegnethed, er ikke tilstrækkeligt udviklet. Kemiske processer vedr. opløsnings- og genudfældningsreaktioner i de forskellige formationstyper ved injektion af store volumener CO₂ er stadig ubeskrevet. Oppumpt saltvand kan ligeledes udgøre et problem i forbindelse med drift af en saltvandsakvifer.

Udtømte olie-/gasfelter kan optage væsentlig mindre mængder CO₂ end de teoretiske estimater baseret på viden omkring mængden af de udvundne kulbrinter.

Dette kan skyldes adskillige faktorer såsom usammenhæng i formationen, udfældning af tungtopløselige produkter under indvindingen, formationskollaps eller kompression efter fjernelse af porevæsken samt tilstedeværelsen af EOR-væsker (vand/CO₂/detercenter).

Salthorste:

Salthorste anses ikke for at være egnede langtidslagre. Dette begrundes i 2 forhold. For det første er potentialet i salthorste i Danmark relativt ringe, og for det andet vil salthorste ikke udgøre langtidslagre i en geologisk tidsramme, da de til stadighed migrerer mod landoverfladen. Kaverneanlæg i salthorste kan dog muligvis spille en væsentlig rolle som bufferlagre i forbindelse med drift af akviferlagre.

Biomasse:

Biomasse er et potentielt CO₂-reservoir. Denne problemstilling er dog væsentligt forskellig for de øvrige i rapporten nævnte deponeringsmuligheder, idet der kræves en anden form for vedligehold.

Løsningen er imidlertid tiltalende, idet der miljømæssigt er relativt få problemer. Største ulempe ved dette område er, at metoden kræver store arealer. En vurdering af potentiale samt netto deponeringskapacitet hører ikke hjemme i dette regi. Det er dog væsentligt at pointere, at produktion af biobrændsler i sig selv kan være energikrævende, samt at det ved vurdering af potentialet ligeledes er af interesse at analysere cyklussen i denne dynamiske proces.

Dybt vand:

På nuværende tidspunkt ses mulighederne for reduktion af CO₂-udslip ved injektion på dybt vand at være et meget usikkert forslag. Der er stadig så væsentlige spørgsmål, der skal besvares på essentielle områder som transmission, stabilitet og miljøkonsekvenser, før dette forslag har blot en minimal grad af sandsynlighed. Det kan dog ikke afvises, at forskning på området vil ændre denne vurdering, men under alle omstændigheder er der tale om meget lange udsigter. For danske forhold har denne mulighed endvidere den ulempe, at tilstrækkelige vanddybder (> 500 m) ikke umiddelbart er tilgængelige.

6.2. Transmission.

Transmissionssystemet skal transportere CO₂'en fra kraftværkets hegn til deponeringsområdet.

Fra kraftværket leveres den rensede CO₂ i en rørledning med et tryk på 40 bar og en temperatur på 10-40°C. Den leverede gas skal være tør og ren, således at transmissionsledningen ikke skal drænes eller korrosionsbeskyttes indvendigt.

Ved deponeringsstedet afleveres CO₂'en over jorden i et rør med et tryk på 180-230 bar.

Der er ikke vurderet andre transmissionssystemer end en rørledning.

En vurdering af driftsudgifter og anlægsomkostninger viser, at der optimalt kan anvendes rør med en indre diameter på 500 mm. For en sådan rørledning vil der være behov for at etablere boosterstationer for hver 30 km.

Energiforbrug til at overvinde tryktab i transmissionssystem og boringer samt til at opnå et deponeringstryk på ca. 200 bar er skønnet til ca. 10 MW med en transporteret mængde på 250 tons CO₂ pr. time.

Der er opstillet transmissionsscenerier for MKS og NEFO:

MKS: 20 km til deponi i Voldum:
Samlede omkostninger 485 mio. kr.

NEFO: 35 km til deponi i Vedsted:
Samlede omkostninger 606 mio. kr.

NEFO: 100 km til salthorst på Mors:
Samlede omkostninger 1.055 mio. kr.

Disse scenarier er incl. en komprimering til formationstryk 200 bar.

Anlægsspris for 30 km ledning incl. 1 boosterstation er 206 mio. kr., slutttryk her er 40 bar, hvor de ovenstående scenarier komprimerer til 200 bar.

6.3. Videre arbejde.

De i nærværende rapport estimerede niveauer for deponeeringspotentiale og omkostningsniveau er i sagens natur meget grove skøn, og der er stadig en væsentlig del uafklarede problemer vedr. teknik, tidsskala og økonomi omkring de beskrevne deponeringsmuligheder.

En videreførelse af det indledende projekt vil kunne belyse en række af disse spørgsmål, specielt hvad angår mulighederne for at injicere CO₂ i den danske undergrund.

Fase 1. Grundlæggende udredningsarbejde.

- F&U vedr. karakterisering og evaluering af kemiske problemer forbundet med reservoirbaseret deponering.
- Risikovurdering og konsekvensanalyse omkring mulighed for udslip af CO₂ under transport, midlertid opbevaring samt endelig deponering. Der bør behandles problemstillinger for såvel sivende lækkager som pludselige trykaflastninger.
- Opstilling af enkle statistiske modeller omkring gasinjektion, således at der kan opnås en bedre vurdering af sweep-procenten.

Fase 2. Feltundersøgelser.

- Udarbejdelse af evalueringsmetodik samt program for feltarbejde og på basis heraf vælge et targetområde for feltarbejde.
- Udføre en "state-of-the-art" seismisk undersøgelse.
- Udføre en eller to borer i tilknytning til den seismiske undersøgelse.
- Udføre "well-tests" vedr. fysiske og kemiske data.
- Opbygge en komplet geostatistisk model for fælden.
- Opbygge en reservoirmodel for fælden samt simulere forskellige injektionsstrategier.

- Udføre kemisk analysearbejde.

Fase 3. Engineeringkoncept.

- Gennemgribende teknisk-økonomisk evaluering af opbygning af et deponeringssystem. Opstilling af overslag over de forventede anlægs- og driftsomkostninger for de opstillede deponeringsstrategier.
- Skitseprojekt vedr. layout og opbygning af transmissionssystem(er).
- Skitseprojekt vedr. layout og opbygning af kaverndeponi.
- Skitseprojekt vedr. layout og opbygning af "Nordsødeponi".
- Skitseprojekt vedr. layout og opbygning af akviferdeponi.

Fase 4. Statusreddegørelse.

Faserne 1, 2 og 3 kan i en vis grad udføres med en del overlap. Efter de 3 indledende faser skal alle 3 evalueres samlet.

Ud fra den samlede evaluering skal der således opstilles en konceptmodel for udvælgelse af deponeringspladser ud fra såvel tekniske som økonomiske hensyn.

Som konklusion på fase 4 udpeges en velegnet plads til demo-forsøg.

Fase 5. Demo-projekt.

Fase 6. Idriftsættelse DEPOT-1.

Fase 7. Forundersøgelser vedr. fremtidige depoter.

Det ovenfor skitserede forløb forudsætter en konstant revurdering af potentielle og anvendelighed af underjordisk deponering af CO₂ undervejs i projektforløbet. Det forudsættes ligeledes, at der sker en løbende vurdering af deponeringsbehov set i lyset af den fremtidige tekniske og samfundsmæssige udvikling.

	TIDSFORBRUG ÅR						TOTALBUDGET
	1	2	3	4	5	6	
FASE I	---	---	---				Ca. 12 mio. kr.
FASE II			---	---			Ca. 15 mio. kr.
FASE III					---		Ca. 2 mio. kr.
FASE IV						---	Ca 1 mio kr.

Figur 6.1. Estimat vedr. tidsforbrug og budget for evt. videre arbejde.

7. DATAGRUNDLAG.

7.1. Generelle forudsætninger.

Af hensyn til sammenligninger, vurdering af deponeringsbehov, prisberegninger etc. er det valgt at lade alle beregninger udføre refererende til et basisår. Herefter kan det fremtidige behov vurderes ved fremskrivning i diverse scenarier. Som basisår er året **1990** valgt.

Vurdering af det nødvendige deponeringsvolumen er gennemført for hele landet og ikke for blot ELSAM's andel.

7.2. CO₂-emission.

El-sektorens CO₂-emission for enheder større end 50 MW_{el} i basisåret 1990:

ELKRAFT:

Kul	8.13×10^6 tons CO ₂
Olie	0.33×10^6 tons CO ₂

ELSAM:

Kul	13.48×10^6 tons CO ₂
Olie	0.23×10^6 tons CO ₂

I ALT	22.2×10^6 tons CO ₂
-------	---

Tallene er fremkommet, idet brændselsforbruget for enheder > 50 MW_{el} i tabellerne 7.1 og 7.2 er omregnet til CO₂-emission ved hjælp af konverteringsfaktorerne angivet i tabel 7.4.

Rapportens beregninger vedr. el-sektorens årlige deponeringsbehov forudsætter herefter en CO₂-emission på 20×10^6 tons CO₂ pr. år.

Til sammenligning var den totale årlige CO₂-udledning fra afbrænding af antropogene brændsler i Danmark:

Kul	22.41×10^6 tons CO ₂
Olie	25.34×10^6 tons CO ₂
Gas	3.17×10^6 tons CO ₂

I ALT	50.92×10^6 tons CO ₂
-------	--

Tallene er fremkommet på grundlag af bruttoenergiforbruget som angivet i tabel 7.3, konverteret til CO₂-emission ved hjælp af omregningsfaktorer jf. tabel 7.4.

Værk	Kontinuert fuldlast MW	Brændselsforbrug TJ/år.		Brændselsforbrug Ton/år.	
		Kul	Olie	Kul	Olie
ASV 1	140	2791,03	119,07	110469	2940
ASV 2	125	0,00	0,00	0	0
ASV 3	270	8892,04	234,80	350713	5797
ASV 4	270	9253,03	263,58	365097	6508
ASV 5	695	20182,49	415,45	799983	10241
AVV 1	250	5829,03	269,82	218616	6646
KYV 11-13	3x65	567,34	244,39	23560	6037
KYV 22	260	0,00	71,1	0	1757
KYV 28	0	0,00	264,07	0	6526
KYV 41, 51-52	150	0,00	27,64	0	647
AMV 1	128	3463,74	204,68	134505	5023
AMV 2	128	2555,04	479,89	99043	11777
AMV 3	128	11536,03	581,97	446725	14283
HCV 1-4	121+335 ¹⁾	1751,32	410,91	74232	10026
HCV 5	70	19,27	4,82	819	116
HCV 7	80+273 ¹⁾	4924,79	137,98	207980	3369
HCV 9	12	0,00	0,32	0	9
SMV 1-4	101+290 ¹⁾	0,00	0,00	0	0
SMV 5	35	0,00	0,00	0	0
MAV 11	75	2110,85	42,65	83753	1041
MAV 31	70	0,00	20,34	0	478
STV 1	143	3129,34	319,33	125654	7877
STV 2	270	8586,66	440,73	346619	10867
OKR 1-4	27	271,12	2,41	11543	59
OKR 5	26	0,00	33,4	0	820
DIESEL 1-4	20	0,00	7,42	0	180
Decentrale	17	524,94	0,00	24568	0
I ALT 1990		86388,06	4765,54	3423879	117200

Tabel 7.1. Brændselsforbrug i ELKRAFT-området, 1990
Ref. /31/.

Bemærkninger: *) Kontinuert fuldlast + varmelevering (MJ/S) for modtryksanlæg.

Værk	Kontinuert fuldlast MW	Brændselsforbrug TJ/år.		Brændselsforbrug. Ton/år.	
		Kul	Olie	Kul	Olie
FVO T1-3	111	308	141	12578	3395
FVO B2	195	8838	236	360683	5824
FVO B3	269	13550	336	552356	8290
MKA T8/T10	160	233	0	9102	6
MKS B1	152	0	0	0	0
MKS B2	262	0	252	0	6182
MKS B3	350	16357	130	633066	3204
MKS B4	350	16449	116	656174	2835
MKS G1	12	0	2	0	
RK T1	45	2593	0	108129	0
NEV B1	130	1218	101	49330	2365
NEV B2	295	4505	135	182415	3347
NEV G1	25	0	9	0	
NKA T1/T7 ¹⁾	181	1108	6	42428	148
NKA B1	269	10714	501	409955	12479
SVS B1	100	4197	42	163215	1044
SVS B2	269	11087	155	429880	3831
SHE EV2	144	1823	19	74205	530
SHE EV3	300	16384	50	658211	1333
PREAG EV3	300	17871	61	665114	1347
VKE T5	57	55	0	2197	0
VKE B1	125	3982	243	156372	5812
VKE B2	244	9654	620	378528	15019
VKH M1 ¹⁾	89	3539	199	140520	4917
Decentrale		1574			
I ALT 1990		146041	3355	5684458	81908

**Tabel 7.2. Brændselsforbrug i ELSAM-området, 1990.
Ref. /31/.**

Bemærkninger: *) For modtryksanlæggene er der også en modsvarende varmelevering.

	Kul ¹⁾ TJ	Olie ²⁾ TJ	Gas ³⁾ TJ	Andet ⁴⁾ TJ	Gas, el, fjernvarme TJ
1. Produktion	-	255960	115970	43580	-
2. Import	266260	349245	770	-	43223
3. Eksport	2650	223283	53040	-	17790
4. Bunkring	-	39900	-	-	-
5. Lagerændringer	-4320	10778	-840	-	-13
6. Bruttoenergifor-brug. (1+2-3-4+5)	259310	352800	62860	43580	25480
7. Konvertering	-238870	-47860	10100	-26340	190080
8. Egetforbrug ved konvertering	-	1310	23030	-	5590
9. Ikke energimæssige formål	-	12720	-	-	-
10. Ledningstab.	-	-	120	-	27140
11. Endeligt Energiforbrug) (6+7-8-9-10) Fordeling:	20440	290910	49810	17240	182830
Industri	15420	27820	23490	4610	33506
Transport	-	170190	460	-	788
Landbrug m.m.	3360	23190	2750	1680	7295
Husholdning m.m.	1660	69710	23110	10950	141241

*Tabel 7.3. Energibalancen for Danmark, 1990. Kilde:
Danmarks Statistik, /32/.*

- Bemærkninger: 1) Stenkul, brunkul, koks, petroleums-koks.
 2) Råolie og halvfabrikata, motorbenzin, flybenzin, jetbenzin, petroleum, jetpetroleum, gas- og dieselolie, fuelolie samt bitumen, smøreolie, terpentin mm.
 3) Naturgas, flaskegas (LPG), raffinaderigas og LVN (nafta).
 4) Brænde, affald, halm samt ved-varende energikilder.

Kul Ton CO ₂ /TJ	Olie Ton CO ₂ /TJ	Gas Ton CO ₂ /TJ	Litteraturreference
	74	57	33. Fenger & Laut, 1989.
87.6	63.8	50.2	34. Clark, 1982. pp 338.
95			35. Brandt, 1981
95	70	55	Gennemsnit anvendt i denne rapport.

Tabel 7.4. Faktorer anvendt ved beregning af CO₂-emission for et specifikt brændsel.

Bemærkninger: Tabellens sidste række indeholder de værdier, der er anvendt ved denne raports beregninger. Disse værdier er skønnede gennemsnit baseret på de i tabellen oplyste litteraturværdier.

Til sammenligning indeholder biobrændsler, som f.eks. halm, ca. 82 tons CO₂/TJ.

Arealanvendelse	Dyrket areal 1000 ha	År	Høstudbytte (1990) hkg/ha Skovhugst (1990) 100 m ³
Korn	1567	1990	60.8 (kerne) 36.8 (bjærget halm)
Bælgsæd	114	1990	40.0
Rodfrugt	208	1990	568
Industrifrø	272	1990	
Frø til udsæd	52	1990	
Græs og grøntfoder i omdrift	326	1990	
Gartneriprodukter	28	1990	
Øvrige arealer (herunder hel- brak)	4	1990	
Græsarealer udenfor omdrift	217	1990	
Enge, strandmarker, marsk o.lign.	246	1982	
Hegn, grøfter, grave, mark- veje o.lign.	113	1982	
Skove og plantager	501	1982	Nåletræ 13957 Løvtræ 7061
Heder, klitter, moser	198	1982	
Søer og vandløb	64	1982	
Byer (over 200 indbyggere)	189	1982	
Sommerhusområder	42	1982	
Trafikarealer udenfor byerne	83	1982	
Bebygelse i landzonen	121	1982	

Tabel 7.5. Danmarks arealudnyttelse.

Bemærkninger: Danmarks totalareal er pr. 1. januar 1990 opgjort til 43,093 km². Dette afviger en smule fra totalen i tabellen, hvor specielt tallene fra 1982 er skønnede og dermed behæftet med en vis usikkerhed. Ref. /32/.

	Brænd-værdi GJ/t TS	Nyttepro- duktion (Tørstof) t/ha/år	Vand- indhold %
Marin plankton	20,5		
Alger	18,8		
Landplanter (Snit)	17,8		
Piletræer	18,4	12	50
Halm	17-19	4-5	16
Våde afgrøderester roe-, kartoffeltop og efterafgrøder	14,4	(0,5)	85
Haveaffald	17,6		50
Overskudstræ fra skove	19,3	4-11	55
Løv	18,0	5-10	45
Overskudstræ fra industri	19,0		50
Overskudstræ udenfor skove	19,0		50
Organisk husholdningsaffald, tørt	16,9		15
Organisk industriaffald, tørt	18,0		15
Organisk husholdningsaffald, vådt	15,6		60
Organisk industriaffald, vådt	13,9		89
Husdyrgødning	16,1		90
Spildevandsslam	17,0		95
Vandløbsgrøde	16,2		90
Korn	18-19	4-5	16
Rapsfrø	30,5	2-5	9
Fabriksroer	17,5	(10)	79
Fabrikskartofler	17,5	(10)	76
Elefantgræs	18-20	20-30	35
Eucalyptus	-	21	-

Tabel 7.6. Brændværdi af biobrændsler.

NB: Piletræer/elefantgræs. Tal er baseret på, at afgrøden er dyrket med henblik på energiproduktion uden vanding og gødning.

8. REFERENCER.

1. H. Øbro: Underground Gas Storage in Denmark - an Overwiev. Fra M. R. Tek (ed.) Underground Storage of Natural Gas, 31-44. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1989.
2. J. H. Petersen: The Natural Gas Storage in Denmark, LI. Torup Gas Cavern Storage. Paper presented at the Solution Mining Research Institute autumn meeting, Amsterdam, September 1986.
3. A. C. van der Haarst and A. J. F. M. Nieuwland: Disposal of Carbon Dioxide in Natural Gas Reservoirs. Proceedings from the Symposium on Climate and Energy. Utrecht, September 1989.
4. Lene Haastrup: CO₂-deponering. Energistyrelsen. J. nr. 46220-0022. November 1990.
5. L. P. Dake: Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier, Amsterdam 1978.
6. R. S. Park: Description of a North Sea Enhanced Oil Recovery Project. Proceedings from a Workshop on Recovery and Use of Waste CO₂ in Enhanced Oil Recovery. Denver, March 1987.
7. T. H. Shepard: Potential Need for Man-made CO₂ for Enhanced Oil Recovery. Proceedings from a Workshop on Recovery and Use of Waste CO₂ in Enhanced Oil Recovery. Denver, March 1987.
8. S. Tanaka, T. Hakuta and H. Haino: Possible Contribution of Carbon Dioxide Flooding to Global Environmental Issues. Proceedings of the First International Conference on Carbon Dioxide Removal. Amsterdam, March 1992.
9. P. L. Bonder: Applications of Carbon Dioxide in Enhanced Oil Recovery. Energy Conservation Mgmt. vol. 33 (5-8), 579-586, 1992.
10. Lene Haastrup: CO₂ Injektion. Energistyrelsen, august 1990.

11. K. Grasshoff, M. Erhardt and K. Kremling. Methods of Sea Water Analysis. Verlag Chemie GmbH, Weinheim 1983.
12. World Energi Resources 1985-2020. Executive Summaries World Energy Conference 1978. IPC Science and Technology, New York.
13. T. R. S. Wilson: The Deep Ocean Disposal of Carbon Dioxide. Proceedings of the First International Conference on Carbon Dioxide Removal. Amsterdam, March 1992.
14. W. Seifritz: On the Disposal of Carbon Dioxide. Advances in Hydrogen Energy, 8, 281-299, 1990.
15. M. Steinberg, H. C. Cheng and F. Horn: A Systems Study for the Removal, Recovery and Disposal of Carbon Dioxide from Fossil Fuel Power Plants in the U.S. US DOE, 1985.
16. M. Steinberg: Technologies for the Recovery and Disposal of Carbon Dioxide. Presented at the American Chemical Society meeting on the Carbon Dioxide Issue. New York, August 1981.
17. N. T. Nakashiki, O. H. Shumi and K. Shitashima: Sequestering of CO₂ in the Deep Ocean: Fall Velocity and Dissolution Rate of Solid CO₂ in the Ocean. CRIEPI Report EV91003, ABIKO Research Laboratory, Central Res. Inst. of Electrical Power Industry, Abiko-City Chiba, Japan, 1991.
18. Deponering af højaktivt affald fra danske kernekraftværker. Salthorstundersøgelser. Bind II: Geologi, figurer. ELSAM & ELKRAFT, juni 1981.
19. S. Angus, B. Armstrong and K. M. de Rueck (eds.): International Thermodynamic Tables of the Fluid State, Carbon Dioxide. IUPAC Chemical Data Series no. 7. Pergamon Press, 1976.

20. H.-G. Haddenhorst: Storage of Natural Gas in Salt Caverns. Fra M. R. Tek (ed.) Underground Storage of Natural Gas, 177-193. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, 1989.
21. F. L. Jacobsen, Danmarks Geologiske Undersøgelse. Notat vedr. akvifer deponering af CO₂ i Danmarks undergrund. Personlig kommunikation, september 1992. Vedlagt nærværende rapport som bilag B.
22. M. R. Tek: Underground Storage of Natural Gas. Gulf Publishing Co., Houston, 1989.
23. I. F. Morelon, B. Doligez, D. R. Guerillot, D. Rahon and Y. Touffait: An Application of a 3D Geostatistical Imaging to Reservoir Fluid Flow Simulations. Paper presented at the sixth SPE Petroleum Computer Conference. Dallas, Texas, june 17-20, 1991.
24. M. J. Van der Burgt, J. Cantle and V. K. Boutkan: Carbon Dioxide Disposal from Coal-Based IGCC's in Depleted Gas Fields.
25. L. G. H. Van der Meer, J. Griffioen and C. R. Gell: Investigations Regarding the Storage of Carbon Dioxide in Aquifers in the Netherlands. TNO-report no. OS 92-24-A, TNO Institute of Applied Geosciences, Delft, 1992.
26. H. Koide, Y. Tazaki, Y. Noguchi, S. Nakayama, M. Iijima, K. Ito and Y. Shindo: Subterranean Containment and Long-term Storage of Carbon Dioxide in Unused Aquifers and in Depleted Natural Gas Reservoirs. Energy Convers. Mgmt. Vol. 33 (5-8), 603-610, 1992.
27. B. Van Engelenburg and K. Blok: Prospects for the Disposal of Carbon Dioxide in Aquifers. Dept. of Sci. Tech. and Society of the Univ. of Utrecht, Utrecht, 1991.

- reference no. 91-250. TNO Institute of Environmental and Energy Technology, Apeldoorn, 1992.
29. Keld Hauge Nielsen: Poppel som energitræ i det åbne landskab. Skovteknisk Institut, 1991.
 30. Vurdering af biomasse til energiforsyning. Energistyrelsen, 1990.
 31. ELSAM/ELKRAFT's indberetning til Miljøstyrelsen for perioden 1987-1990 i henhold til lov nr. 215 af den 5. april 1989 om begrænsning af udledning af svovldioxid og kvælstofoxider fra kraftværker.
 32. Danmarks Statistik. Statistisk årbog 1992.
 33. Jes Fenger og Peter Laut: Drivhuseffekten. Fiskers forlag, København 1989.
 34. W.C. Clark (ed.): Carbon Dioxide Review 1982. Oxford University Press, Oxford, 1982.
 35. F. Brandt: Brennstoffe und Verbrennungsrechnung. FDBR-Fachbuchreihe Band 1. Vulkan-Verlag GmbH, Essen, 1981.

9. ORDLISTE.

Akvifer	:	Grundvandsmagasin.
Anhydrit	:	Mineral. Molekylformel CaSO ₄ .
Anisotrop	:	Det forhold, at visse fysiske egenskaber er forskellige afhængigt af den rumlige orientering.
Antropogen	:	Menneskeskabt.
API	:	Måleenhed for specifik densitet, dvs. en væskes densitet i forhold til vands densitet. API-skalaen anvendes typisk i olieindustrien.
Cap-rock	:	(Geoteknisk). Dækbjergart.
CFC-gasser	:	Chlorflourocarboner - en række kemiske forbindelser indeholdende chlor og flour.
Clathrat	:	Kemisk forbindelse. Et clathrat er et fast stof, hvor ét molekyle er fysisk tilbageholdt i krystalstrukturen af en anden kemisk forbindelse.
CO ₂	:	Kuldioxid eller kultveilte. En af mange drivhusgasser naturligt forekommende i atmosfæren i en koncentration på ca. 340 ppm.
CO ₂ -flooding	:	EOR-teknik med injektion af CO ₂ .
cp	:	Mål for viskositet. 1 cp (centipoise) = 0,001 $\frac{\text{kg} \cdot \text{m}}{\text{s}}$
Densitet	:	Massefylde.
DGU	:	Danmarks Geologiske Undersøgelse.

Dispersion	:	(Strømningsmekanisk). Spredning.
Dolomit	:	Karbonatholdigt mineral samt stenarter opbygget deraf. Molekylformel CaMg (CO ₃) ₂ .
DUC	:	Dansk Undergrunds Konsortium.
EOR	:	Enhanced Oil Recovery. Teknikker til at forøge udbyttet af kulbrinter fra oliefelter.
F&U	:	Forskning og udvikling.
Fermentering	:	Forgæring.
Fingering	:	(Reservoirteknisk). Inhomogen spredning af injiceret fluid i porøst medie.
Fluid	:	Væske eller superkritisk gas/væske.
Fototrof	:	Fotosyntetiserende organisme.
Geostatistisk	:	En statistisk fagdisciplin, der anvendes til analyse af rumligt fordelte variable.
Glucose	:	Druesukker.
Gravity instability	:	(Reservoirteknisk). Beskriver 2 ikke-blandbare væskers relationer under ikke-stationære forhold.
ha	:	Hektar (10.000 m ²).
Hydrat	:	Kemisk forbindelse, hvori vandmolekyler indgår i en fast struktur med andre molekyler.

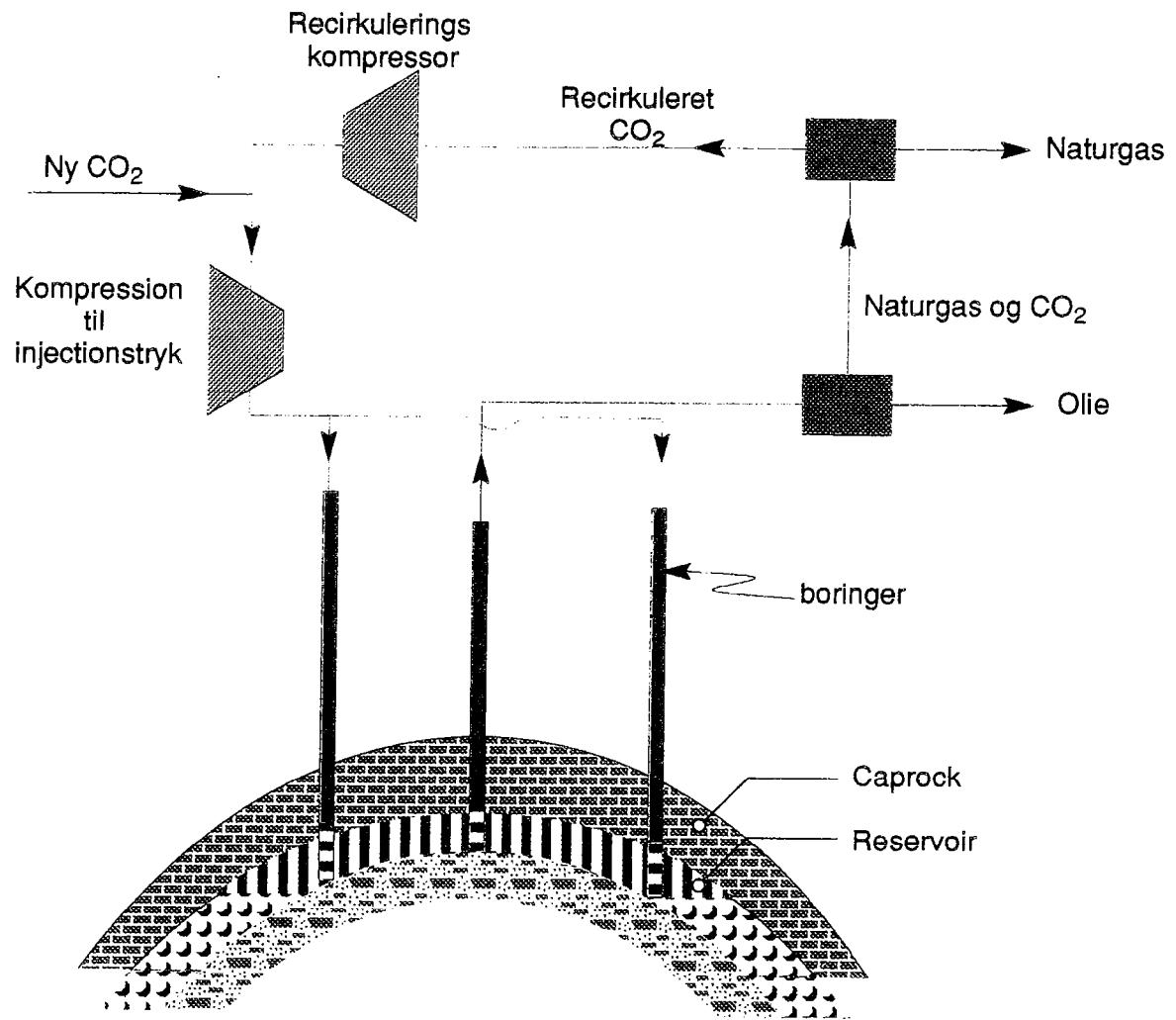
Hydrogeologi	:	Den gren af geologien, der beskæftiger sig med vandet under jordoverfladen, dets strømning og fordeling i de forskellige jordlag.
Hydrokarboner	:	Kulbrinter.
Hydrologi	:	(Geologisk). Se også hydrogeologi. Hydrologen omfatter endvidere også cyclusprocesserne med regnfald, fordampning etc.
IEA	:	International Energy Agency.
Isotrop	:	Det modsatte af anisotrop, dvs. fysiske egenskaber uafhængige af den rumlige orientering.
Jura-perioden	:	(Geologisk) ca. 110-150 mio. år før vor tid.
Klippemekanisk	:	Fagdisciplin indenfor mekanikken specielt vedr. klipper og andre geologiske materialer.
Konglomerat	:	(Geologisk). Fast bjergart sammensat af sten og grus sammenkittet af finere partikler.
Lithologi	:	(Geologisk). Læren om klipper. Makroskopisk skala modsat petrologien, der også anvender mikroskopering som værktøj.
LNG	:	Liquid natural gas.
LPG	:	Liquid Propane Gas.
M.u.t.	:	Meter under terræn.
Metabolit	:	Stofskifteprodukt.

Mineralogi	:	(Geologisk). Læren om mineralers dannelse, forekomst, egenskaber, sammensætning og klasifikation.
Mægtighed	:	(Geologisk) tykkelse.
N ₂	:	Kvælstof.
NJV	:	Nordjyllandsværket.
Nm ³	:	Normalkubikmeter ved T = 273 K og P = 1013 mbar.
Permeabilitet	:	Konstant, der beskriver et porøst medies karakteristik mht. egnethed for fluid strømning.
Petrologi	:	(Geologisk). Geologisk fagafsnit, der behandler læren om de klippe materialer, der danner jordens "skorpe", litosfæren.
ppm	:	Parts per million.
PVT	:	Tryk-volumen-temperatur.
Reservoir	:	Et geologisk lag, som indeholder eller har potentiiale til at indeholde en fluid.
Saltdiapir	:	En saltstruktur, hvor kernen af en salt-antiklin gennembryder overliggende geologiske lag.
Salthorst	:	Område, hvor jordlag er presset op pga. bevægelser i undergrunden saltmasser. Betegnelsen anvendes dog oftere om den søjleformede saltmasse, der har givet ophav til horstdannelsen i de overliggende bjergarter.

Saltpude	:	Saltdiapir med svagt gennembrud.
Superkritisk	:	Stof i en fysisk tilstandsform, hvor det hverken kan karakteriseres som gas eller væske (kaldes ofte et fluid).
Surfactant	:	Overfladeaktivt stof.
Sweep-percent	:	Reservoirteknisk udtryk for udnyttelsesgrad relateret til kulbrindeproucerende formationer.
Tektonik	:	(Geologisk). Studiet af jordskorvens struktur og deformation.
Trias-perioden	:	(Geologisk) ca. 50-200 mio. år før vor tid.
Tønde	:	Rummål ofte anvendt i olieindustrien. 1 tønde er ca. 159 l.
Viskøs	:	Tungtflydende.
Water-drive	:	Vandinjektion. EOR-teknik.

Bilag A:

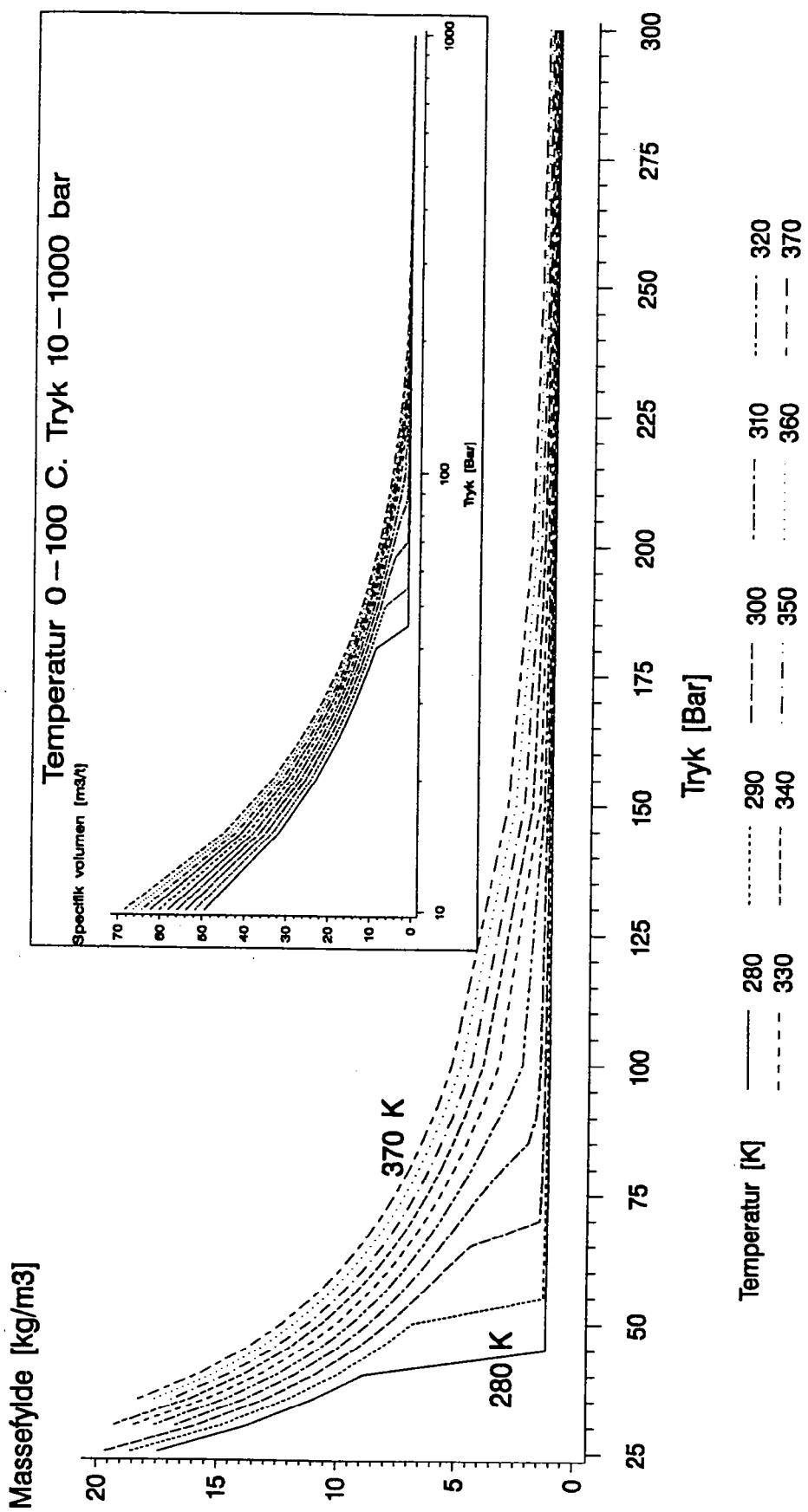
Flowsheets og diagrammer.



Signaturforklaring

- | | | | |
|--|---------------------|--|---------------------------|
| | Kulbrinte forekomst | | Caprock |
| | Reservoirformation | | Underliggende formationer |

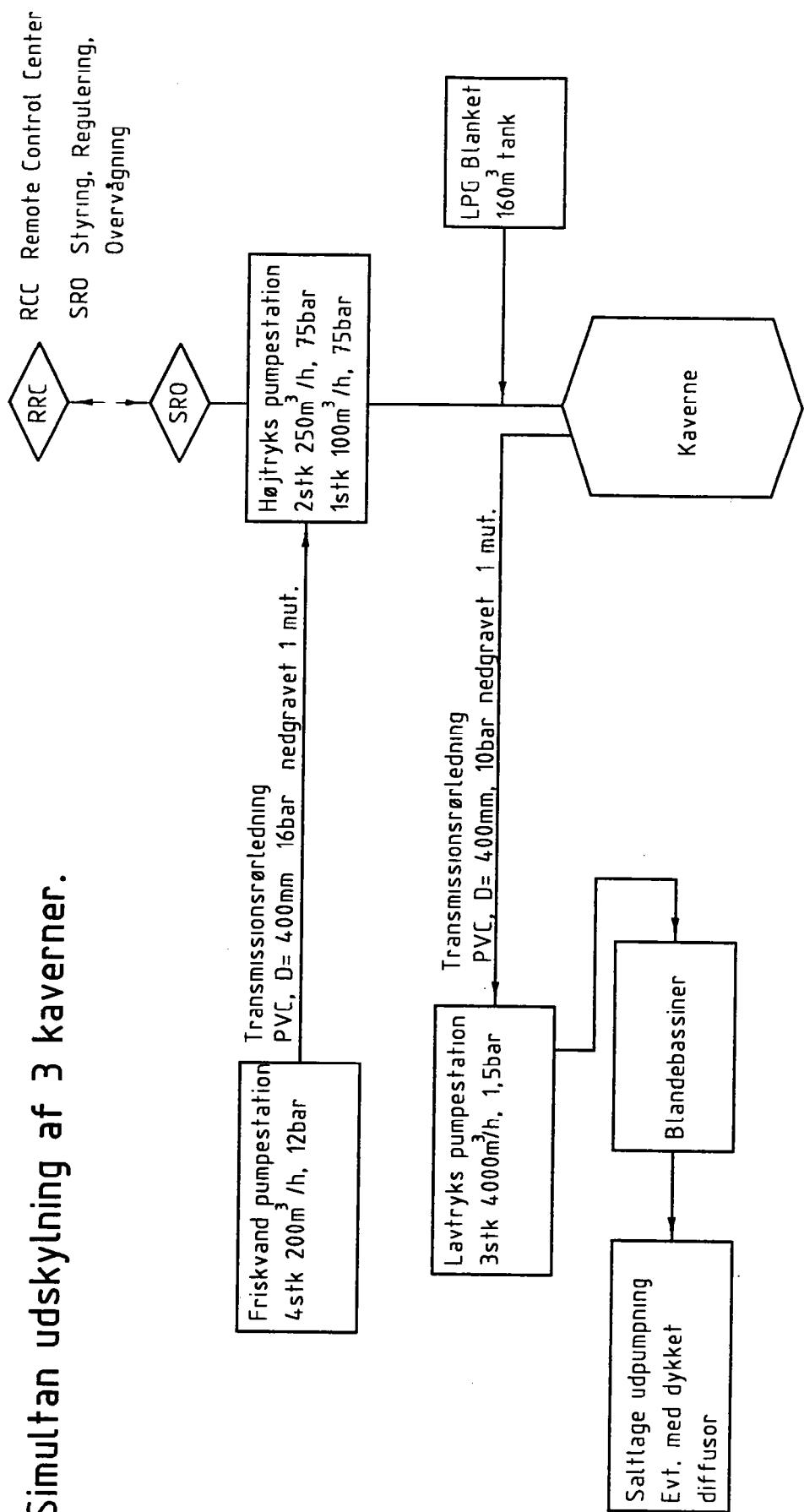
		ELSAMPROJEKT A/S POWER STATION ENGINEERING tegn. _____ målestok. godk. _____ set. _____	Skitse af en mulig konfiguration af et CO ₂ -injektions- system (EOR).	EP 381.1
Index	dato			Bilag A1
udgave	godk.			
legningen udsendes til	set			



Data fra IUPAC International Thermodynamic Tables of the Fluid State : CO₂

index	dato	godk.	tegningen udgave	tegningen udeændres til	ELSAMPROJEKT A/S POWER STATION ENGINEERING	PVT-relationer for ren CO ₂ . Temperaturområde 0-100C. Trykområde 25-300 Bar.	EP 381.1
					tegn. godk. set	målestok	Bilag A2

Simultan udskylling af 3 kaverne.



index	dato	godk.	tegningen
udgave			udsendes til



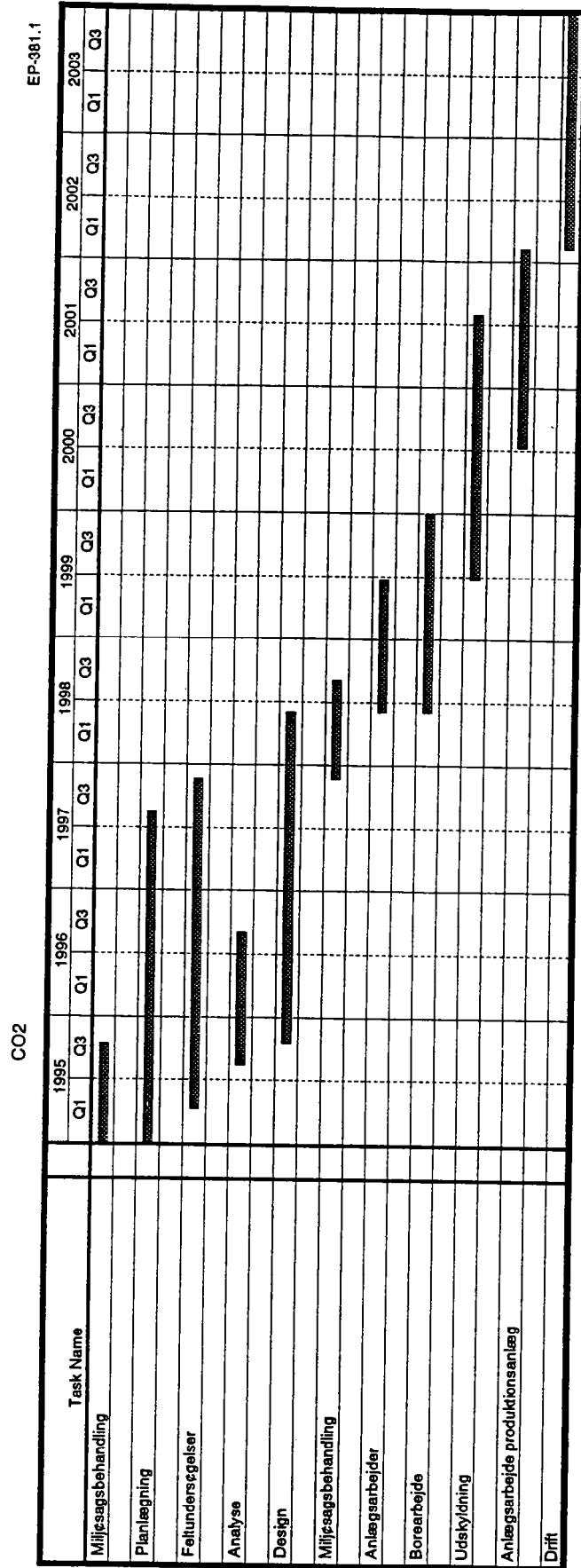
ELSAMPROJEKT A/S
POWER STATION ENGINEERING

tegn.			målestok
godk.			
set			

Udlægning af udskylningsanlæg:
Gaslager ved Lille Torup,
Viborg, efter J.H.Petersen (1986).

EP 381.1

Bilag A3



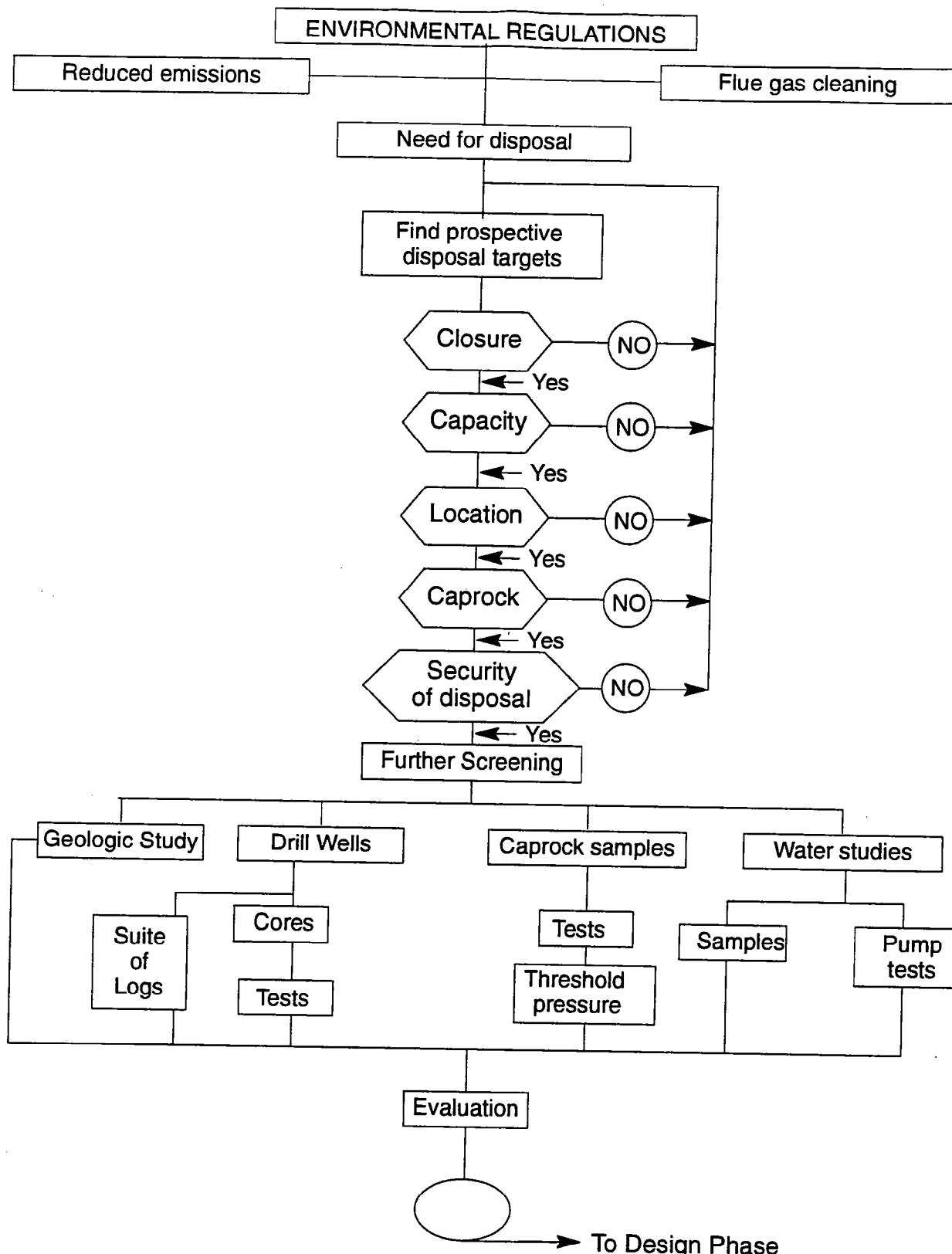
index	dato	godk.	tegningen
	udgave		udsendes til



Tidsplan for etablering af
saltkavernedeponi.

EP 381.1

Bilag A4



index	dato udgave	godk.	tegningens udsendes til	



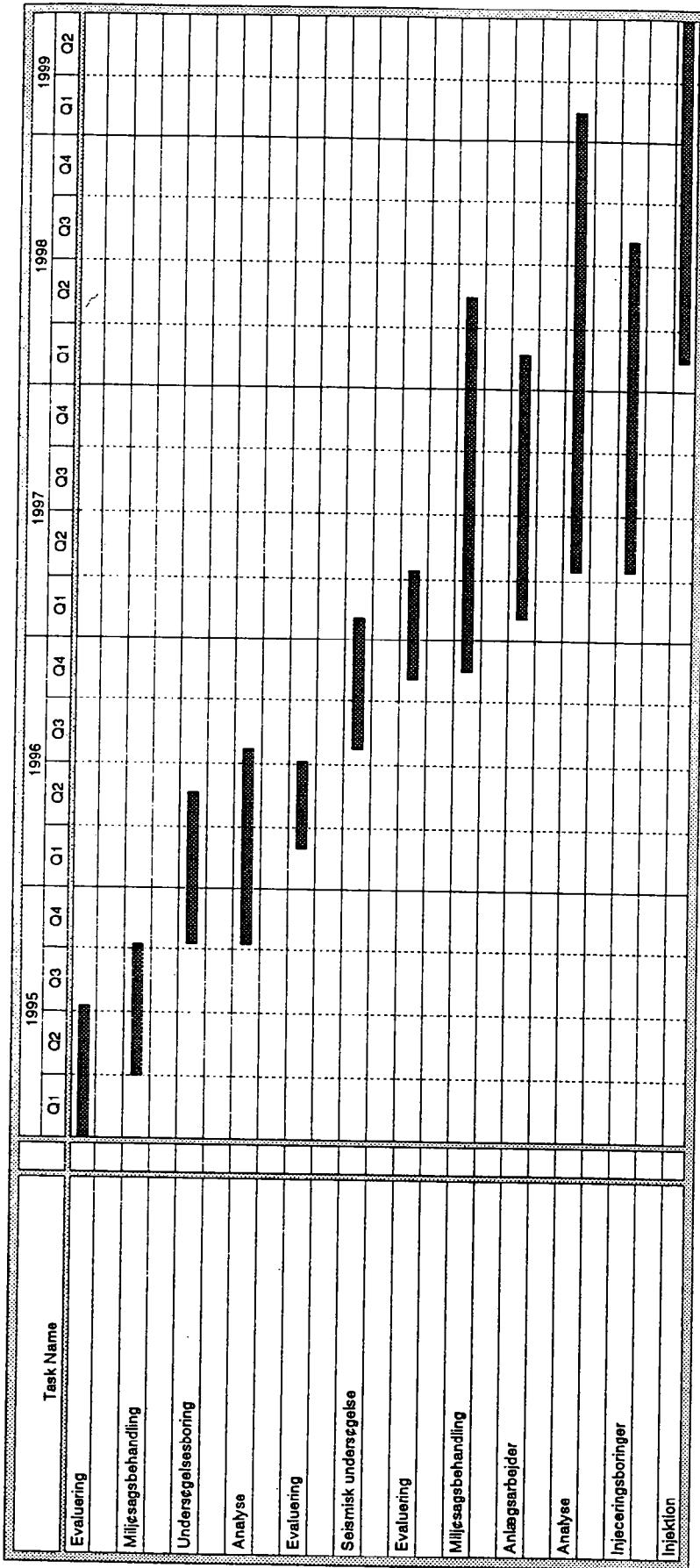
ELSAMPROJEKT A/S
POWER STATION ENGINEERING

tegn.		målestok
godk.		
set		

Principskitse:
Evaluering af akviferdeponi.

EP 381.1

Bilag A5



index	dato udgave	godk.	tegningen udsendes til																		



ELSAMPROJEKT A/S
POWER STATION ENGINEERING

Tidsplan for etablering af
akviferdeponi.

EP 381.1

Bilag A6

Bilag B:

**F.L. Jacobsen; DGU:
CO₂-deponering i akvifer i
I/S ELSAMs område.**

CO₂-deponering i akvifer i I/S ELSAM's område

af

Fritz Lyngsie Jacobsen

DANMARKS GEOLOGISKE UNDERSØGELSE

OKTOBER 1992

INDHOLDSFORTEGNELSE

	side
Indledning	3
Lokaliteter	3
Konflikter med andre interesser	7
Potentiale	8
Krav til CO ₂ -levering	9
Tidsplan	11
Omkostninger	12
Fig 1 - 4	14

INDLEDNING

Rapporten er et forstudie, der på grundlag af de ældre og flere gange tolkede geologiske data, giver et billede af de potentielle muligheder, der er for akvifer lagring af CO₂ i det fynsk jyske område i relation til de eksisterende ELSAM kraftværker. De betragtede akvifer muligheder er evalueret ud fra klassiske og ideelle forhold, for på den måde at give et sammenlignings grundlag for de umiddelbart forekommende deponerings muligheder. Data grundlaget er for spinkelt til at gøre det på anden måde. I rapporten er der givet et skøn med tidsplaner og omkostninger for den geologiske del af et sådant projekt. I denne økonomiske oversigt er der ikke medtaget en geostatistisk modelberegnning, da data materialet indtil videre er mangelfuld. Først efter adskillige boringer vil det være muligt at anvende dette værktøj og kvantificere CO₂-akviferen.

Lokaliteter

To forskellige forhold skal tages i betragtning ved en systematisk beskrivelse af lokaliteterne. Det ene forhold er givet af den valgte placering af de eksisterende kraftværker og det andet forhold af den givne geologiske opbygning af Danmark. Sidstnævnte vil blive gennemgået, og derefter vil de enkelte eksisterende kraftværkers muligheder for at anvende teknologien med deponering af CO₂ i en akvifer blive belyst ud fra denne viden.

Danmarks geologi er bestemt af, at det er en del af det skandinaviske randområde af det nordvest europæiske bassin, som kan underdeles i følgende områder:

Den skandinaviske randzone, den nordjyske saltprovins, Ringkøbing-Fyn højderiggen og randområdet af det nordtyske bassin. Denne geologiske struktur fremgår af fig. 1.

Et geologisk område er ikke alene et areal men en lagserie, hvis opbygning er et billede af den udvikling, det har gennemløbet, afspejlet af de forskellige bjergarter, der indgår i denne lagserie. Den del af dets historie, vi har brug for at betragte og vurdere, begyndte for 230 millioner år siden, da den differentierede indslynning begyndte samtidig med, at udfældningen af Zechsteinsaltene fandt sted. På fig. 2 er angivet de sedimentære aflejringer efter Zechsteinsaltene i de geologiske systemer trias, jura og kridt. Set ud fra ønsket om at etablere et akvifer anlæg er det sandsten og sandede, siltede aflejringer, der har interesse og i den sammenhæng jo grovere bjergart des bedre. Med de ældste formationer nævnt først er det disse aflejringer: Bunter sandsten, Skagerak formationen, Tønder formationen, Gassum formationen, Haldager sand, Frederikshavn formationen og de nedre dele af Vedsted formationen.

På grundlag af denne sammenstilling, der er baseret på DGU's geotermiske rapport, kan de enkelte områder nu klassificeres, og

der begynder at tegne sig et billede af de potentielle muligheder indenfor hvert delområde af Danmark.

- Den skandinaviske randzone, som findes i Nordjylland, består overvejende af grove d.v.s. sandede bjergarter med de mest sandede mod nord og med aftagende lagtykkelse mod nord. Denne del af Danmark har overvejende været et kystnært område igennem tiderne. Kridt-aflejringerne udtyndes også mod nord og de tertiære aflejringer mangler. Af de yngste aflejringer findes kun kvartære istidsaflejringer.
- Den nordjyske saltprovins er præget af at være et bassin med en kraftig indsynkning og en senere kraftig diapirisme d.v.s. opskydning af salt igennem de overliggende sedimentære lag. Det betyder, at de ældste sandstenslag findes på så stort dyb, at de er uinteressante som depot for CO₂, da de har mistet deres porøsitet. Generelt er en saltdiapirprovins præget af den kraftige strukturelle påvirkning, hvilket igen betyder, at det kan være vanskeligt at finde egnede deponeeringssteder.
- Ringkøbing-Fyn højderyggen er en grundfjeldshorst, som igennem lange tider har ligget som en ø på samme måde, som vi kender Bornholm i dag. Dybden til horsten er ca. 900 m hvor den ligger højest, men generelt i dybder mellem 1000 og 1500 m. Kendskabet til bjergarterne på og omkring højderyggen er sparsomt, og der kan kun gives en kvalitativ beskrivelse ingen kvantitativ. Højderyggen er sandsynligvis overlejret af konglomerat, grus og sandsten af ukendt og varierende tykkelse og som kiler ud ind mod højderyggen. Disse bjergarter overlejres formentlig af den lerede Vedsted formation og denne igen af kalk og kridt samt tertiær og istidsaflejringer. Det giver et geologisk billede af, at Ringkøbing-Fyn højderyggen fra begyndelsen af kridtsystemet fulgte den generelle indsynkning af det danske bassin.
- Den sidste del af Danmark, vi betragter, er randområdet mod det nordtyske bassin. Dette område er godt kendt om end ikke i samme grad som det nordjyske, men dog så det er muligt at evaluere. Lige over Zechstein saltaflejringerne findes Bunter sandstenen, som har gode reservoairegenskaber, Gassum formationen, Tønder formationen og en sandsten i den nedre del af Vedsted formationen, alle varierende både i udstrækning og tykkelse. Hele det sønderjyske område er overlejret af kalk, kridt, tertiær og istidsaflejringer.

På grundlag af disse data og sammenholdt med placering af de enkelte kraftværker, er det muligt at give et skøn af, hvor man skal søge efter potentielle deponeeringsmuligheder. Kravene må være en stor struktur med sand med høj porøsitet samt stor udstrækning både horisontalt og vertikalt.

Nedenfor gives en beskrivelse af mulighederne i relation til de enkelte kraftværkers placering. Det skal med det samme fastslås, at der er tale om en kvalificeret udtalelse baseret på tilgæ-

gelige kort og rapporter men stadig med karakter af at være et skøn.

- Aalborg, NEV og Nordkraft Aalborg.
Vedsted strukturen, ca. 20 km vest for Aalborg, er en god åben struktur ca. $4 \times 8 \text{ km}^2$ (SV-NØ x NV-SØ). 2 gode sandaflejringer indgår i denne struktur, og begge er anboret 2 gange i Vedsted-1 og Haldager-1. På skemaet nedenfor er angivet formationstykkelse og i parantes net sand tykkelse, d.v.s. tykkelsen af det egentlige deponeringsegnede sand.

Boring	Vedsted-1		Haldager-1	
Formation	Dybder	Tykkelse	Dybder	Tykkelse
Frederikshavn	838-1073	235 (19)	782-1025	243 (21)
Haldager sand	1146-1221	75 (55)	1122-1277	155 (88)

- Vestkraft Herning.
To mindre strukturer - Nøvling strukturen ca. 9 km NV for Herning og unavngiven struktur ca. 8 km SSV for Herning. Begge er mindre end eller lig med $2 \times 2 \text{ km}^2$. Begge er forkastningsbegrænset, så angivelse af effektivt volumen vil være usikkert. Reservoirsandstenen vil være Frederikshavn formationen, som er anboret i boring Nøvling-1 i dybden 1395-1494 m, tykkelse 99 m.

- Randersværket.
Gassum strukturen beliggende 12 km NNV for Randers er en stor åben struktur og større end $8 \times 12 \text{ km}^2$ (\varnothing -V udstrækning). Reservoirbjergarten er Frederikshavn formationen, anboret i dybde 1073-1174, tykkelse 101 m (net sand 24 m).
- Midtkraft Studstrupværk, Aarhus.
Voldum strukturen beliggende 10 km N for kraftværket er en stor åben struktur ca. $10 \times 10 \text{ km}^2$. Reservoirbjergarter er Frederikshavn formationen, der er anboret i dybde 1308-1374 m, tykkelse 66 m (net sand 32 m).
- Vestkraft Esbjerg.
Ingen strukturer. Ca. 1500 m til top Zechstein bjergarter og ingen indikationer på, at der er et brugbart reservoir.
- Skærbækværket.
Ingen strukturer. Ca. 2000 m til top Zechstein bjergarter og ingen indikationer på, at der er et brugbart reservoir. Bunter sandstenen kan eventuelt træffes men i så fald på dybden 1800 m.
- Fynsværket.
Ingen strukturer. Hele Ringkøbing-Fyn højderyggen kan dog betragtes som een struktur, men uden mulighed for at angive effektiv størrelse. Denne sidste betragtningsform giver mulighed for at anse Gassum formationen, der er anboret i Ullerslev-1 i dybden 839-938 m, tykkelse 99 m (net sand 55 m)

som et potentielt reservoir. Hele dette koncept kræver dog supplerende dataindsamling, før det kan evalueres.

- Enstedværket, Aabenraa.

På grund af en kraftig forkastningstektonik i det sønderjyske område er det vanskeligt at angive gode strukturer. En sandsynlig struktur af hensigtsmæssig størrelse findes NV for Aabenraa i 5-6 km's afstand ved Røde Kro. De mulige reservoir sandsten vil være Bunter sandstenen eller Tønder formationens bjergarter. Sidstnævnte er komplex sandet, siltet og leret formation, hvor der også findes kalksten og anhydrit. Data er sammenstillet i et skema med de tilsvarende oplysninger fra Aabenraa-1 boringen, der er boret WSW for Aabenraa i en afstand på 5 km. Net sand er angivet i parentes.

Boring	Røde Kro-1		Aabenraa-1	
Formation	Dybder	Tykkelse	Dybder	Tykkelse
Tønder	1074-1188	114 (25)	1097-1224	127
Bunter sandsten	1530-1666	136 (19)	1380-1459	79 (1)

Forholdene i dette område af Sønderjylland er komplekse, og der bør foretages en yderligere tolkning, før der kan gives mere præcise angivelser om eventuelle deponeringsegne pladser for CO₂-gasser.

Sammenfattende om lokaliteterne for akvifer deponeringspladser i relation til de eksisterende ELSAM kraftværker kan gives denne korte karakteristik.

- NEV og Nordkraft Aalborg: Gode muligheder, men supplerende undersøgelser.
- Vestkraft Herning: Usikre muligheder.
- Randersværket: Gode muligheder, men supplerende undersøgelser.
- Midtkraft Studstrupværket: Muligheder, men supplerende undersøgelser.
- Vestkraft Esbjerg: Ingen muligheder.
- Skærbækværket: Ingen muligheder.
- Fynsværket: Spekulative muligheder, større undersøgelse.
- Enstedværket, Aabenraa: Muligheder, men supplerende undersøgelse.

I den ovenstående karakterisering er der taget hensyn til værkernes nuværende størrelse, samt til størrelsen af de potentielle deponeringspladser for CO₂-gasser.

Konflikter med andre interesser.

I de områder og strukturer, der er nævnt i forrige afsnit, er der for tiden ingen aktiviteter eller planer, der kan influere på en kommende undersøgelse eller i brugtagelse til deponering af CO₂-gasser. Men denne type reservoir udnyttes andre steder og skitseres nedenfor.

Udnyttelse som akvifer lager for metangas. Denne Udnyttelse er den som falder først i øjnene, idet den er baggrunden for tankerne om deponering af CO₂-gas. Stenlille strukturen på Sjælland er planlagt og under afprøvning som akvifer. Tønder strukturen er delvis undersøgt som potentiel akvifer i 1600 til 1850 m's dybde for metan-gas. Ingen andre strukturer i Danmark er undersøgt eller planlagt undersøgt, DGU bekendt.

Deponering af kemisk luftformigt eller flydende affald har ikke været undersøgt og har ikke været diskuteret i Danmark, som værende en realistisk måde at bortskaffe denne form for affald.

Der er anden form for udnyttelse, som ikke kan praktiseres sammen med deponering af CO₂. Indvinding af geotermisk energi vil ikke være forenelig med deponering af CO₂-gas under alle forhold. Men med en koncept fra ELSAM på dybder fra 1000 til 1200 m, hvor formationsvandet vil have temperaturer mellem 40 og 50°C, er i den lave ende af temperatur intervallet, der er interessant ved geotermisk energi produktion. Endvidere må det forventes, at den geotermiske produktion primært vil finde sted på randområder af geologiske strukturer, eller hvor disse mangler for at undgå for store trykdifference mellem produktionsboring og injektionsboring med henholdsvis det varme og det kolde vand.

Et andet problemkompleks der bør vurderes, selv om det er lille, er muligheden for at støde på mineralvand med et indhold af værdifulde råstoffer. Det har i 1970'erne været overvejet at indvinde brom fra K-Mg-bitterns i det vestlige Sønderjylland. Planerne er skrinlagt, og skulle tilsvarende planer dukke op igen, vil både produktion af bittern og en deponering af residual brinen og deponering af CO₂ kunne finde sted samtidig.

Ved en vurdering af konfliktmuligheder må man også erindre sig, at de strukturer, der vælges som gode deponeringssteder, samtidig er de bedste fælder for gas og olie på dette sted. Dette er en potentiel mulighed i Sønderjylland, en lille mulighed i saltdome provinsen men en neglisibel i den skandinaviske randzone og på Ringkøbing-Fyn højeryggen. I det vestlige Sønderjylland er der fundet adskillige spor af kulbrinter i de dybere dele af boringerne men endnu ingen kommercielle forekomster på højere niveau.

Skulle det ske, at ELSAM i forbindelse med efterforskningen efter et godt deponie for CO₂ finder kulbrinte, må man forvente, det skal evalueres, evt. produceres og derefter vil det tømte felt kunne bruges som depot bagefter. Selv om hele konceptet af den grund ændres, vil det være på den positive side, at der bliver et økonomisk overskud i tilfælde af et fund af rimelig størrelse.

Alt i alt må konklusionen være, at kun anlæg af metan-gas lager vil være til direkte hindring for et CO₂-deponeringslager, et mindre gas- eller oliefund vil give forsinkelse evt. opgivelse, medens udnyttelse af formationsvand enten til geotermisk eller mineral indvinding skønnes at have mulighed for at eksistere sammen med et deponeringsanlæg.

Potentiale

Mængden af CO₂, der kan injiceres i en given bjergart f.eks. en sandsten, er bestemt af dennes porositet, dybde og temperatur som de væsentligste faktorer. Porositeten, der er det brugbare volumen i bjergarten, er angivet i procent af bjergartsvolumenet. Den aftager normalt med dybden, dels på grund af den stigende kompaktion forårsaget af det stigende tryk, men også på grund af den diagenetiske ændring, der sker med mineraler. Forholdene i de 3 formationer, Bunter sandsten, Haldager sand og Frederikshavn er vist på fig. 3, der er sammenstillet efter den geotermiske rapport.

Porositetsbestemmelser er foretaget, som det også fremgår af diagrammerne, på tre forskellige måder. Bestemmelse ved hjælp af SP-log, som navnlig er målt i de ældreboringer. I de yngre boringer er der navnlig benyttet densitets-log (gamma-gamma-log) og porositets-log (neutron-log). Disse log giver gode værdier og vil danne basis for en evaluering.

De mest værdifulde porositetsoplysninger får man fra pluganalyserne. Disse plugs kan samtidigt undersøges mikroskopisk, for at få en præcis bjergartsbestemmelse samtidig med den egentlige porositetsbestemmelse. Desuden vil det være muligt at kalibrere loggene, som er målt i borehullet. Den ideelle bjergart er enskornet med afrundede korn og få diagenetiske ændringer. En sådan bjergart er sjælden. Normalt vil der altid være en dårlig sortering af kornene og indgå mindre mængder ler, der alt i alt vil påvirke porositeten i negativ retning. Dette er blandt andet en del af baggrunden for at angive en net sand værdi.

Som et eksempel på reservoir-kapaciteten er der efterfølgende givet et eksempel på et hypotetisk CO₂-depot, hvor størrelse er sammenlignelig med CO₂-produktionen fra kraftværkerne, og af den grund kan anvendes som en standard reference ved at betragte CO₂-produktionen i relation til depot størrelse.

Eks: 10 millioner t CO₂ deponeres i en 100 m tyk sandsten med en porositet på 30% og med en gennemsnitsdybde på 1100 m samt en temperatur på 40°C. Det antagne formationstryk er 18,5 MPa. Et sådant depot vil have en udstrækning tæt på 1 km².

Med dette eksempel som model er det muligt at give et skøn over de forskellige kraftværkers deponeringsmuligheder ud fra den antagelse, at der er gode forhold i de angivne strukturer.

- Aalborg, NEV og Nordkraft Aalborg.
Vedstedstrukturen ca. 28 km², Frederikshavn formationen ca. 235 m tyk (net sand 20 m) og en gennemsnitsdybde på 1000 m samt en årlig CO₂-produktion på henholdsvis 0,561 og 1,159 millioner tons. Depotet vil teoretisk kunne være i drift i ca. 30 år ved denne deponeringshastighed. Benytter man derimod Haldager sandet på større dyb og regner med net sand på 60 m og en gennemsnitsdybde på 1200 m vil depotet kunne fungere i 100 år.
- Vestkraft Herning.
En struktur på ca. 3 km². Frederikshavn formationen trykkelse ca. 100 m (net sand 10 m) dybde ca. 900 m. Vestkraft Herning producerer 0,350 millioner tons CO₂ om året. Depotet antages at kunne være i drift i 6 år under disse forudsætninger, men der skal forventeligt gennemføres et større opkläringsarbejde.
- Randersværket.
Gassumstrukturen på 80 km², Frederikshavn formationen 100 m tyk (net sand 24 m) og anboret i 1073 til 1174 m's dybde. Randersværket produceres 0,246 millioner tons CO₂ om året. Depotet vil teoretisk være brugbart i 750 år ved de nuværende driftsbetingelser.
- Midtkraft Studstrup.
Voldum strukturen på ca. 75 km², Frederikshavn formationen 66 m tyk (net sand 32 m) og anboret i 1308 til 1374 m's dybde. Midtkraft Studstrup producerer 3,152 millioner CO₂ årligt. Depotet vil svare til 80 års drift.

Med den meget usikre viden med hensyn til deponeringsmuligheder på Ringkøbing-Fyn højderyggen og i Sønderjylland vil det ikke være muligt med den nuværende viden, at give et sandsynligt skøn. De største muligheder antages der at være ved Fynsværket og ved Enstedværket, hvilket der er redegjort for i afsnit 3.1.

Krav til CO₂-leveringen

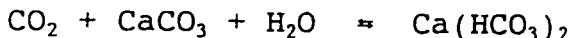
De geologiske faktorer, der har indflydelse på kravene til leveringen af CO₂, er bestemt af bjergarternes kornstørrelse, deres mineralsammensætning og hydrokemi d.v.s. kemien i formationsvandet. En helt ren CO₂-gas vil ligesom en helt ren metangas ikke ændre på bjergartsforholdene under injektion i en bjergart med god porositet og permeabilitet. Den vil fortrænge formationsvandet og replacere dette i bjergarten. Kun i det tilfælde, hvor der er partikler i den injicerede gas, vil både porositet og permeabilitet blive ændret, idet hulrummet mellem de enkelte korn i bjergarten vil blive gradvist lukket, og bjergarten bliver gradvist tættere, og der er skabt en kunstig barriere.

En påvirkning, der ændrer bjergarternes mineralsammensætning, er afhængig af de tilstedevarende mineraler men også af gassens sammensætning. En metangas er kun svagt kemisk aktiv, medens en CO₂-gas med mindre mængder sporstof af SO₂, SO₃, HCl, HF, N₂, O₂ og H₂O som gas er en sur gas med mulighed for at reagere med bjergarten.

Et modent sediment, en ren sandsten vil overvejende bestå af afrundede til sub-afrundede kvartskorn og vil stort set ikke reagere med en CO₂-gas som nævnt ovenfor. Men de fleste sedimenter er ofte af en mindre modenhedsgrad og indeholder foruden kvarts; feldspatter, glimmer mineraler, mørke mineraler og ler samt karbonater. Disse mineraler er mindre stabile og kan ændres således, at der dannes lokale cementeringer, der hindrer gassens fremtrængen. Det er dog DGU's overbevisning, at disse ændringer kun vil være lokale og ikke vil hindre en deponering af CO₂. Det er meget væsentligt, at der er vand til stede for, at de kemiske reaktioner finder sted. Da det kun er tilfældet i fronten af injektionsområdet, vil det være her, reaktionerne finder sted og bliver afbrudt, når den luftformige fase indtager hulrummet.

Formationsvandet, der er til stede i depotsandstenen, vil i dybderne mellem 1000 og 1300 m have en saltholdighed på 10-12%, overvejende Na- og Cl-indhold og med en temperatur på 40-45°C. Formationsvandet i kontakt med CO₂-gassen vil blive ændret afhængigt af hvor meget gas, der opløses. Stigende tryk vil forårsage stigende opløselighed af gas, medens stigende temperatur og saltholdighed vil forårsage faldende opløselighed af gas.

Hele fronten af den intruderende gas og det vigende formationsvand vil fungere som en sur front, og ud fra det er det muligt, at identificere nogle af de problemer der opstår. Kalksten vil formentlig blive opløst.



Kalkstenen kan forventes at genudfælde med faldende CO₂-tryk, men egentlig cementering vil ikke finde sted i driftsperioden men nok i geologisk tid.

SO₂ og SO₃ i gassen vil bindes til Ba, Sr og Ca i den nævnte rækkefølge og danne mineralerne tungspat BaSO₄, cølestin SrSO₄ og anhydrit CaSO₄. HF vil danne CaF₂ og HCl vil gå i opløsning i formationsvandet.

I bjergarten vil der som nævnt uover den stort set inaktive kvarts være feldspat, glimmere, mørke mineraler, ler, rustlignende mineraler m.v. Det er en væsentlig betingelse for reaktioner med disse mineraler, at gassen er opløst eller våd. Så snart gassen er tør, stopper reaktionerne. Det væsentligste nye mineral, der dannes, vil sandsynligvis være ankerit (Ca, Mg, Fe, Mn) CO₃, et blandingsmineral afhængig af de tilstedevarende joner. Reaktionshastigheden vil generelt være lav, således at ændringen af bjergartsopbygningen også vil foregå i et ringe tempo. Ingen er vi i den situation, at en gas med de angivne

urenheder ikke vil nedbryde bjergarten i driftsperioden men muligvis i geologisk tid.

Sammenfattende kan det angives: Gassen skal have et så ringe indhold af partikler som muligt, ligeså med vanddamp, men små mængder fremmed gasser overvejende SO₂ forventes ikke at skade formationen.

Foruden den rent kemiske påvirkning kommer den geotekniske belastning forårsaget af injektionen. I den sammenhæng må man for at bevare så gode porøsitets- og permeabilitetsrelationer i bjergarten injicere gassen med et så konstant tryk som muligt.

Tidsplan

Ingen af de nævnte strukturer er i dag evalueret så de umiddelbart kan tages i anvendelse til deponering af CO₂-gasser. De nord- og midtjydske strukturer er kendt kvalitativt, men mangler en absolut kvantitativ evaluering. Dette kræver en varierende mængde ny seismik, men også en borekampagne med et godt afstemt logning og kernetagningsprogram. Disse sidste for at få en god definering af reservoir og af cap rock, dvs. de lerlag der skal fungere som dække for CO₂-gassen. De skal samtidig være udført sådan, at der kan foretages en evaluering af de potentielle muligheder gassen har for at diffundere gennem cap rock'en i relation til tid før der sker en udsivning til atmosfæren.

De data, der er tilgængelige i dag, er af en sådan kvalitet, at de kun kan være retningsgivende, men til gengæld er de tilstrækkelige til med god sandsynlighed at godtgøre, at der kan anlægges et depot i Gassum, Vedsted og Voldum strukturerne samt, at mulighederne er negative ved Esbjerg og Skærbæk. Ved Herning og Røde Kro strukturerne er den eksisterende viden usikker men med håb for en mulig løsning. Ved Fynsværket, Ullerslev er der mangel på viden, men konceptet skønnes at være lovende.

Af praktiske grunde vil det være hensigtsmæssigt at skitsere en udviklingsplan for en af de tre strukturer: Gassum, Vedsted og Voldum. På alle er 1 boring og evalueret seismik tilgængelige som data grundlag så strukturerne i hovedtræk er fastlagt. Med disse strukturer, som model, er det muligt at skitsere en tidsplan for en evaluering af et anlæg.

Følgende opgaver skal løses i forbindelse med evalueringen af et deponeringsfelt for CO₂. Her vil der kun blive taget hensyn til boring og underjordiske injektionsrør.

2 eller 3 eksplorationsboringer anses for nødvendige og tilstrækkelige. Der udføres et relativt udførligt logningsprogram samt et intensivt kernetagningsprogram for at få en kvantitativ beskrivelse af reservoaret og af den primære cap rock og delvis af den sekundære.

Samtidig med og i forlængelse af boreprogrammet udføres et kerneanalyseprogram som sammenholdes med den petrofysiske analyse og den eksisterende seismiske tolkning. På dette sæt basisdata

foretages en evaluering, der danner grundlag for en egentlig udviklingsplan for et endeligt depot. Er denne evaluering positiv sættes de følgende arbejder i gang.

Der må regnes med en mindre supplerende seismisk undersøgelse a 20-25 km pr struktur; lidt mere ved Vedsted og muligvis lidt mindre ved Gassum og Voldum strukturerne. På grundlag af denne undersøgelse, de tidlige borer og deres resultater i form af analyser udformes et projekt for depotet. Antallet af borer, injektionsrørdiametre m.v. er afhængige af porositet og permeabilitet i bjergarten, der er valgt som reservoir, samt af den mængde CO₂-gas, der ønskes injiceret.

	1. år	2. år	3. år	4. år
Boringer	2	1?	3	3
Seismik				
Analyser				
Evaluering				
Injektion				

Der er ikke taget hensyn til eventuelle observationsboringer og deres placering da deres antal afhænger af cap rocken's tæthed. Endvidere må man forvente et tidsinterval skudt ind mellem 1 og 1 1/2 år for at samordne denne del af projektet med det totale projekt.

Omkostninger

Den omkostningstunge geodel af projektet er knyttet til borearbejdet. Dette først og fremmest fordi datagrundlaget er dårligt. Gassum-1, Haldager-1 og Vedsted-1 er alle ældre borer hvor kernematerialet er ubrugeligt til analyse og i Voldum-1 er der ikke kernet i den pågældende dybde. De to første borer, der skal bores som evalueringssboringer vil kræve et omfattende kerneprogram, både af deponeringsbjergarten men også af cap rock. Samtidig vil det være nødvendigt, at udføre et petrofysisk logningsprogram, der danner basis for de programmer, der er tilstrækkelige for de fremtidige injektionsboringer såfremt man ønsker at fuldføre projektet.

I dag er det noget varierende for dagsprisen på en borrig afhængig af udbudet på den størrelse, man ønsker.

En mindre rig, der vil være velegnet til en opgave som denne vil antagelig have en kostpris på 4,5 til 6 millioner kr pr boring inklusive mobilisering gennemsnitlige mudderomkostninger foringsrør, cementering m.v. Der er her taget hensyn til, at

boringerne udføres i bundter, som skitseret i planen i forrige afsnit.

Prisen for seismisk skydning med tolkning ligger med en pris på omkring US \$ 5000-5500 dvs. ca 28000-32000 kr/km med den nuværende kurs. En supplerende seismisk undersøgelse vil kunne udføres for under 3/4 millioner kr.

Analyserne omfatter først og fremmest diverse kerneanalyser både af reservoircbergarter og af cap rock sidstnævnte som egentlige tæthedsanalyser. Det skønnes, at et kerneanalyseprogram omfattende de skitserede 2 evalueringsboringer og de 12 injektionsboringer vil koste 3/4 million kroner, med omtrentlig halvdelen af udgifterne på de 2 evalueringsboringer og resten på injektionsboringerne.

Der må desuden regnes ca 1/2 million kroner i diverse rapporter i forbindelse med evaluering af dette delprojekt i forbindelse med projektet omfattende de overjordiske anlæg, der leverer injektionsgassen.

Fig. 1 - 4

STRUCTURAL ELEMENTS OF DENMARK

PRE UPPER PERMIAN

MODIFIED AFTER BAARTMAN 1976

10 0 50 Km

CLAUS ANDERSEN
GEOLOGICAL SURVEY OF DENMARK
1980

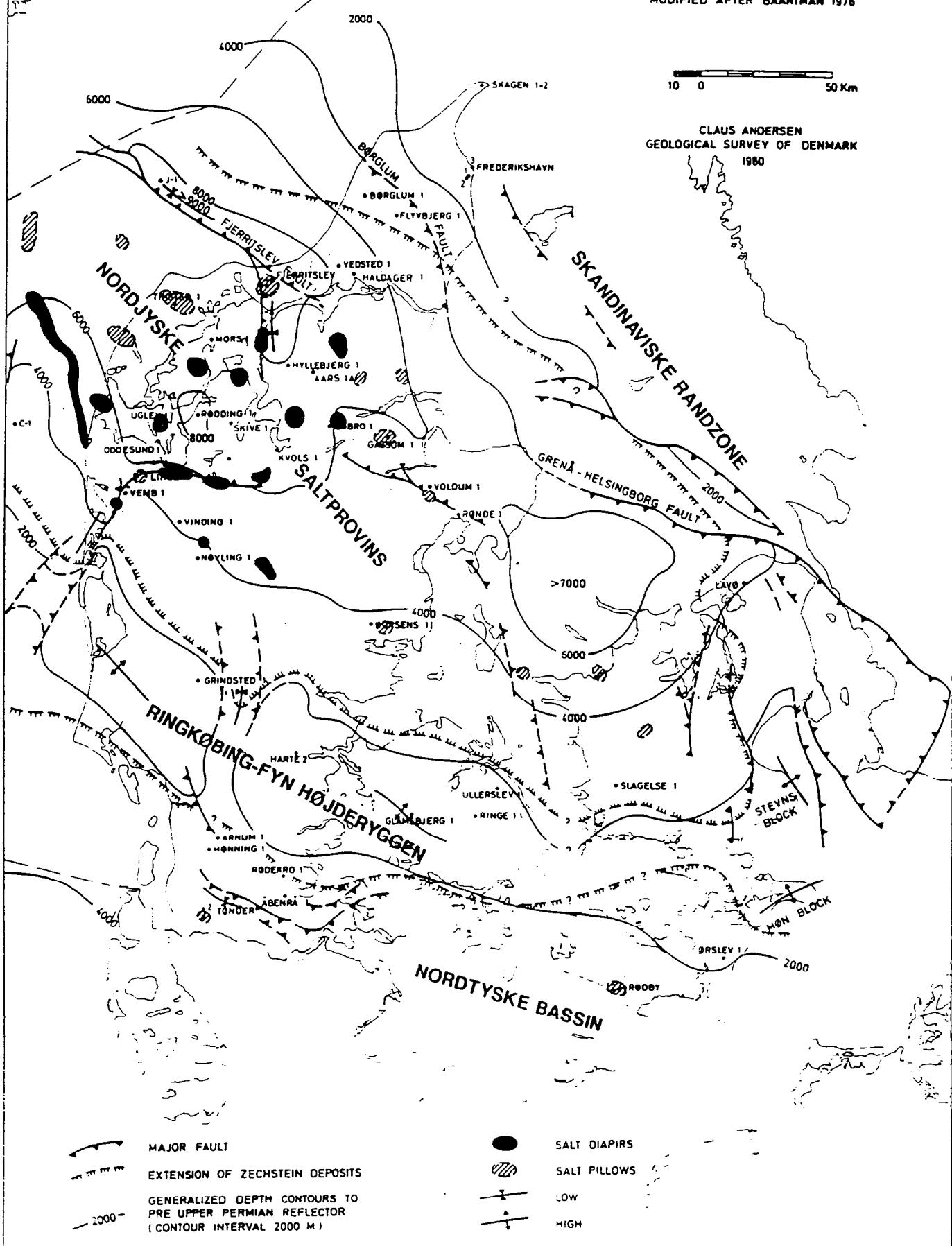


Fig. 1. Hovedstrukturelementerne samt dybde i meter til lagene under øvre perm.

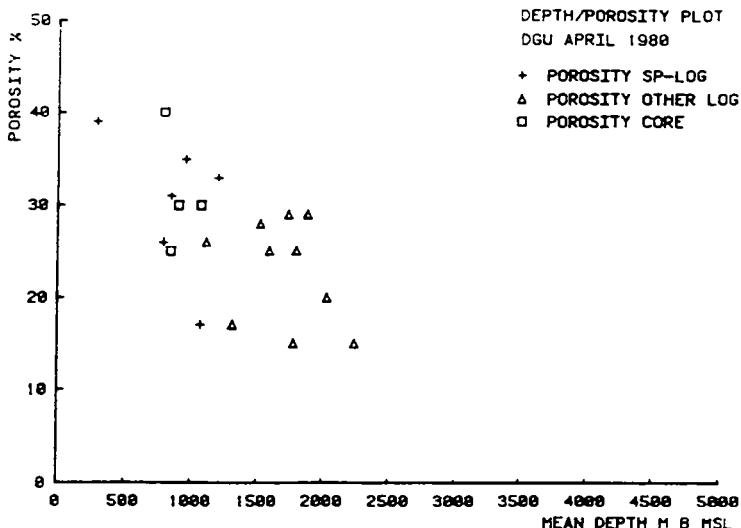
SYSTEM	SERIE	ETAGE	FORMATION	MEMBER
KRIOT	Nedre	Albien	Ø.kridt kalksten	
		Aptien	Rødby Formation	
		Barremien	Vedsted Formation	
		Hauterivien		
		Valanginien		
	Øvre	Berriasien		
		Portlandien	Bream Formation	Frederikshavn Member
		Kimmeridgien		Børglum Member
		Oxfordien		
		Callovien	Haldager Formation	Flyvbjerg Member
JURA	Mellem	Bathonien		Haldager Sand
		Bajocien		
		Aalenien		Member F-IV
		Toarcien		Member F-III
		Ø. pliensbachien		Member F-II
	Nedre	N. pliensbachien		
		Ø. sinemurien		b Member F-I
		N.sin.-hettangien		a
		Rhaetien	Gassum Formation	Member G ₀ -G ₄
		Norien	Vinding Form.	
TRIAS	Øvre	Carnien		Member Ø ₃
		Ladinien	Oddesund Formation	Ø ₂ Evaporit
		Anisien		Ø ₁ Evaporit
		Olenikien		Member Ø ₁
		Jakutien	Tønder Form.	
	Mellem	Brahmanien	Falster Form.	
			Ørslev Form.	
			Bunter Sandsten Formation	
			Bunter Lersten Formation	

Fig. 2.

Stratigrafisk skema for trias, jura og kridt - bjergarterne i Danmark. De sandede aflejringer er markeret med en tyk dobbeltstreg.

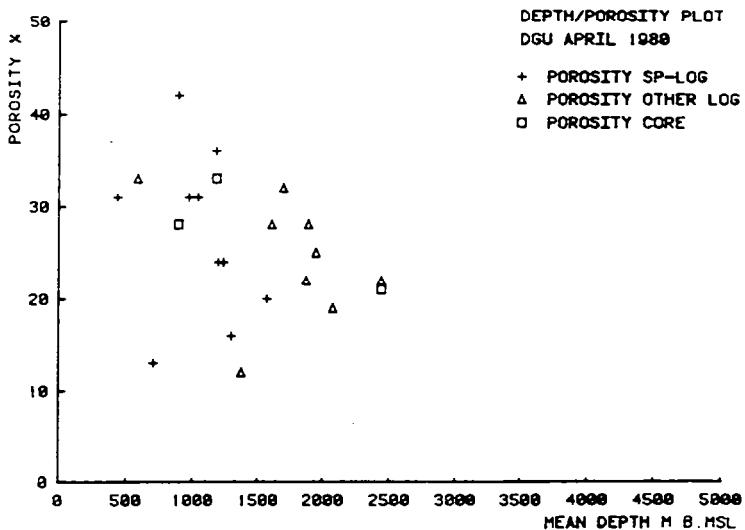
FREDERIKSHAVN MEMBER

DEPTH/POROSITY PLOT
DGU APRIL 1980
+ POROSITY SP-LOG
△ POROSITY OTHER LOG
□ POROSITY CORE



HALDAGER SAND

DEPTH/POROSITY PLOT
DGU APRIL 1980
+ POROSITY SP-LOG
△ POROSITY OTHER LOG
□ POROSITY CORE



GASSUM FORMATION

DEPTH/POROSITY PLOT
DGU APRIL 1980
+ POROSITY SP-LOG
△ POROSITY OTHER LOG
□ POROSITY CORE

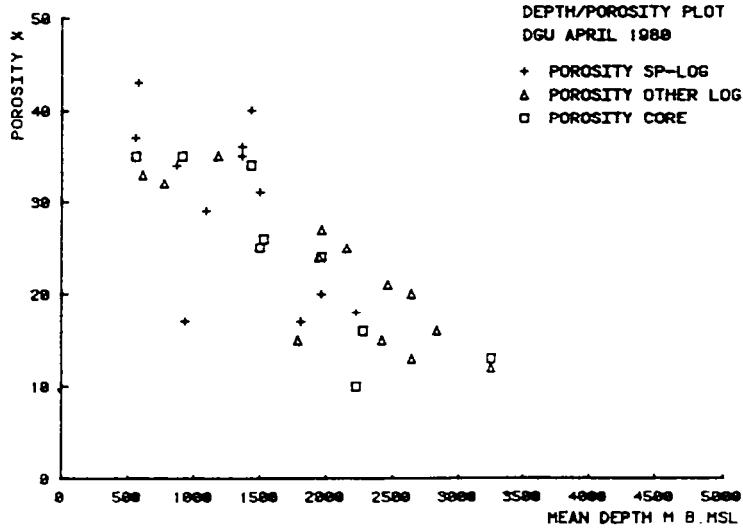
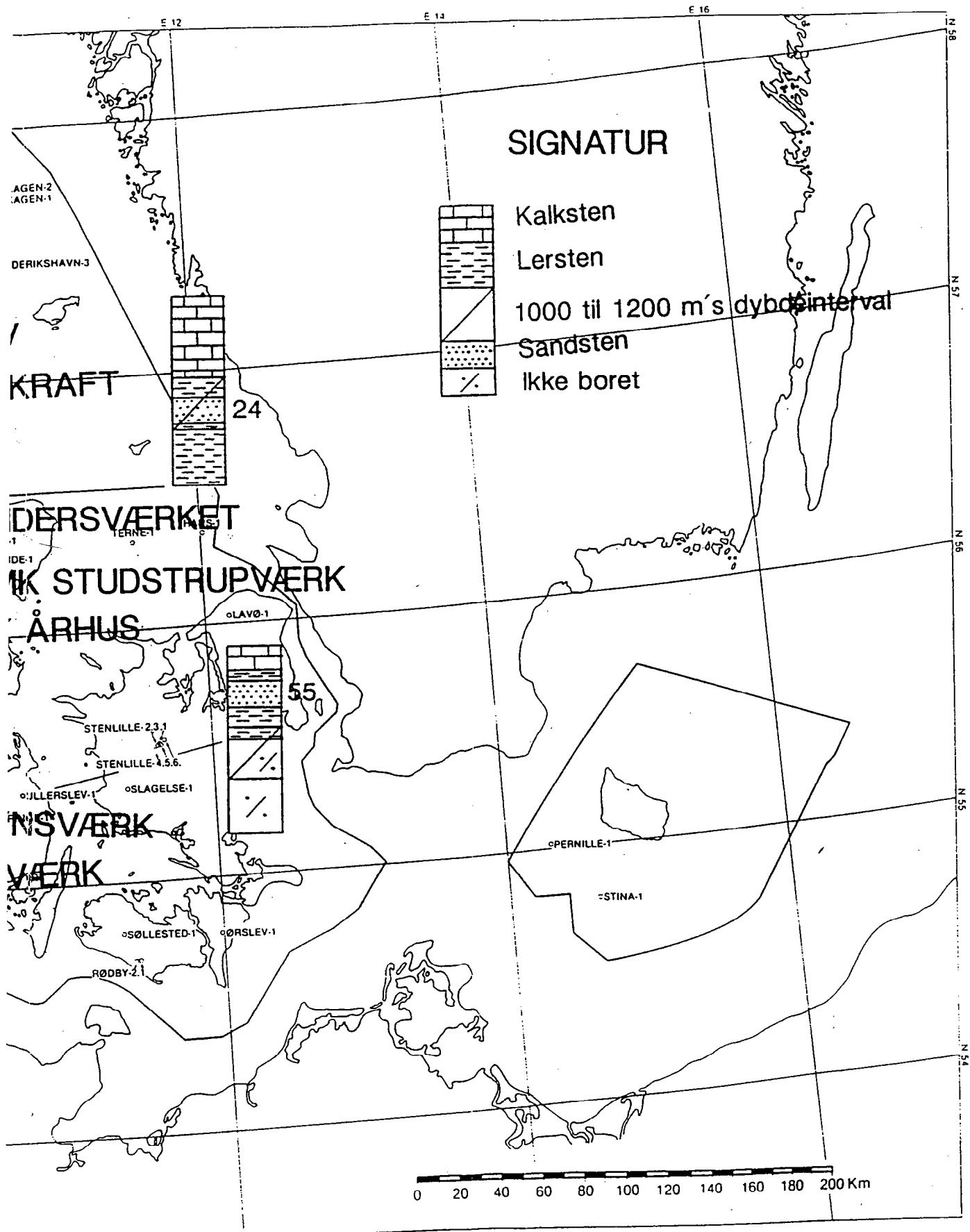


Fig. 3.

Porøsitets % versus dybde under havniveau for de 3 betydende nordjyske sandformationer.



Well location map, Denmark

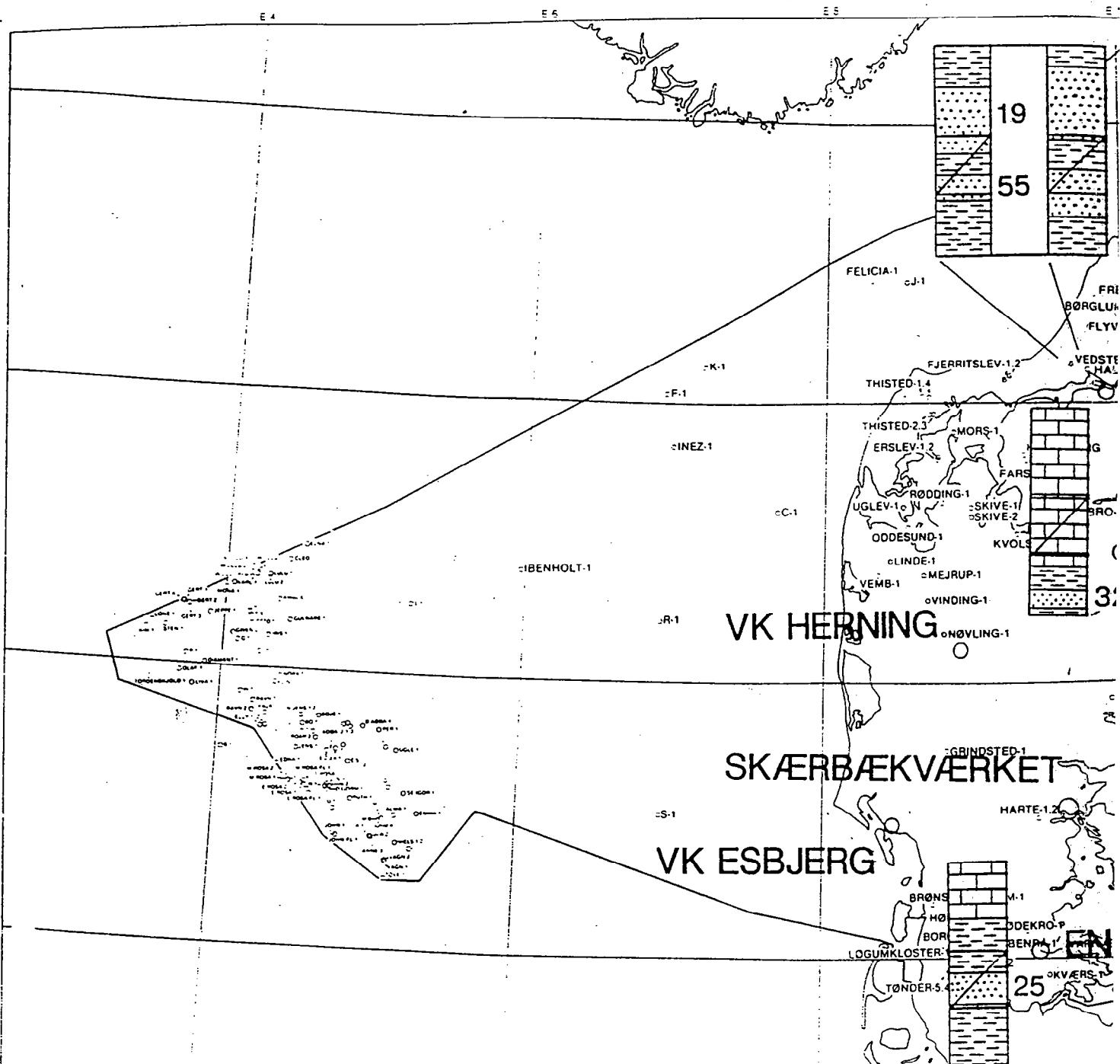


Fig. 4. Sammenstilling af aktuelle boreprofiler i relation til ELSAM kraftværker. Boreprofilerne er alle 700 til 1400 m's dybde med en Z-markering af intervallet 1000 til 1200 m og med en net sand angivelse ved de overvejende sandede aflejring. Nøvling-1 er ikke medtaget fordi boredata og struktur ikke er sammenlignelige. MK Århus, VK Esbjerg og Skærbækværket har ingen brugbare geologiske data i relation til kraftværkerne.