

Hvad koster det at reducere CO2-mankoen?

Reduktionspotentialer og omkostninger i udvalgte sektorer

Cowi A/S

Miljøstyrelsen vil, når lejligheden gives, offentliggøre rapporter og indlæg vedrørende forsknings- og udviklingsprojekter inden for miljøsektoren, finansieret af Miljøstyrelsens undersøgelsesbevilling.

Det skal bemærkes, at en sådan offentliggørelse ikke nødvendigvis betyder, at det pågældende indlæg giver udtryk for Miljøstyrelsens synspunkter.

Offentliggørelsen betyder imidlertid, at Miljøstyrelsen finder, at indholdet udgør et væsentligt indlæg i debatten omkring den danske miljøpolitik.

Indholdsfortegnelse

1	Indledning	2
2	Overordnet analyseramme	4
3	CO₂ skyggeprisberegninger for udvalgte tiltag	7
3.1	Opsamling af metan fra deponeringsanlæg i Danmark	7
3.2	Opsamling af metan fra deponeringsanlæg i Rusland (Joint Implementation)	14
3.3	Reduktion af industrielle drivhusgasser	21
3.4	CO ₂ deponering	30
4	Screening af reduktionspotentiale for metan i spildevand	47
4.1	Nationale muligheder	48
4.2	Muligheder for joint implementation	48
5	Referencer	50
5.1	Referencer til beregninger	50

Bilagsfortegnelse

Bilag 1.1:	Oversigt over aktive danske affaldsdeponier (opgjort pr. 1.1.2002)
Bilag 1.2:	Oversigt over aktive danske affaldsdeponier og nedlukkede deponier med gasopsamling eller planlagt gasopsamling (opgjort pr. 26.11.2002)
Bilag 2	Følsomhedsanalyser for CENS og et minimums projekt

1 Indledning

Denne rapport indeholder resultaterne af projektet "Hvad koster det at reducere CO2 mankoen - reduktionspotentialer og omkostninger i udvalgte sektorer". Projektet er blevet finansieret af Miljøstyrelsen, og formålet har været at belyse reduktionspotentialernes omfang og de tilknyttede omkostninger for udvalgte CO2 reducerende tiltag, som ikke indgår i de nuværende fremskrivninger af CO2 mankoen. Udvælgelsen af tiltagene er blevet foretaget af Miljøstyrelsen, som også har forestået ledelsen af den tilknyttede styregruppe. Arbejdet er blevet udført af COWI A/S og styregruppens enkelte medlemmer har bistået med viden og rådgivning på de enkelte analyser.

De tiltag, der er omfattet af nærværende rapport, er:

- Opsamling af metan fra danske deponier
- Opsamling af metan fra deponier i Rusland (JI)
- Reduktion i brugen af industrielle drivhusgasser
- Akvifer deponering af CO2 i undergrunden
- Offshore CO2 deponering i oliefelter i Nordsøen

Derudover indeholder rapporten en overordnet vurdering af mulighederne i metan opsamling fra spildevandsrensning - i en dansk og i en JI sammenhæng.

Rapportens *kapitel 2* redegør først for den overordnede analyseramme, som har ligget til grund for de specifikke beregninger for de enkelte tiltag. I den forbindelse skal der gøres opmærksom på, at Finansministeriets vejledning er fuldt indarbejdet heri.

Kapitel 3 redegør dernæst for analyserne af de enkelte tiltag. For hvert tiltag redegøres der for såvel den operationelle problemformulering som for definitionen af basis scenario (det vil sige situationen uden tiltaget) og alternativ scenarioet. Dernæst følger selve effektvurderingen som både ser på omkostningerne og på reduktionspotentialerne. I tilgift redegøres der kort for de eksternaliteter. Afsluttende foretages der, for hvert tiltag, en samlet vurdering af reduktionspotentialer og den tilknyttede omkostning. Kapitel 3 behandler først opsamlingen af metan fra deponier; først som et nationalt virkemiddel og dernæst som en JI mulighed. Dernæst behandles de industrielle drivhusgasser og afsluttende ser kapitlet på deponeringsmulighederne, hvor først off-shore deponeringen er behandlet, efterfulgt af akviferløsningen.

Kapitel 4 foretager en vurdering af mulighederne ved metanopsamling i forbindelse med spildevandsrensning.

De specifikke beregningsresultater (omkostninger, reduktionspotentiale og enhedsomkostninger) samt opstilling af en samlet reduktionsomkostningskurve er afrapporteret i et separat regneark.

2 Overordnet analyseramme

Som udgangspunkt baserer projektet sig på de antagelser og principper, som blev anvendt af Energistyrelsen i projektet "Omkostninger ved CO₂-reduktion for udvalgte tiltag", 2001. Det implicerer bl.a. følgende:

- Der er tale om en samfundsøkonomisk analyse. Med dette menes en analyse af effekterne på hele det danske samfund, der indeholder budgetøkonomiske effekter, forbrugeroverskud og effekter uden en markedspris (eksternaliteter). Denne tilgang betyder, at der ikke eksplicit tages højde for fordelingsmæssige aspekter. Det bemærkes, at den samfundsøkonomiske tilgang adskiller sig fra en "*statskasse-tilgang*" hvor effekter for den danske statskasse analyseres eksplicit.
- Der anvendes en *partiel tilgang* til at analysere CO₂-skyggeprisen. Det betyder at en række effekter på andre sektorer og de afledte effekter heraf ikke medregnes.
- Den anvendte tilgang er en *cost-effectiveness analyse*. Hermed menes, at man vurderer omkostningerne ved at opnå en given gevinst (her CO₂-reduktion).
- Effekter vurderes over en forholdsvis lang *tidshorisont* og vejes sammen via diskontering af alle fremtidige effekter til én samlet nettonutidsværdi. Til dette anvendes en diskonteringsfaktor på 6 %¹.

Udover dette bør en række problemstillinger i relation til beregningerne og behandlingen heraf uddybes. Det drejer sig om følgende:

Fastsættelse af den faktiske CO₂-manko

Det er meget usikkert, hvor stor den faktiske CO₂-manko i det hele taget er. Med Danmarks accept af 1990-niveauet som basisår uden korrektion for el-importen dette år er det tilladte CO₂-udledningsniveau i 2008-2012 klart.

Der er imidlertid stor usikkerhed omkring fremskrivningerne af de fremtidige CO₂-udledninger. Det skyldes bl.a. at man ikke kender de fremtidige CO₂-reduktioner af allerede vedtagne og igangsatte initiativer på området.

¹ I overensstemmelse med Finansministeriets retningslinier

Herunder er det uklart, hvorvidt kvotesystemet for elproduktionens CO₂-udledninger vil fortsætte efter 2003.

Nærværende analyse baserer sig på Miljøstyrelsens notat "Status for det forventede drivhusgasudslip i 2008-12 - hvad er den forventede manko?", februar 2002. Her opgøres mankoen til **11,2 mio. tons** per år under antagelse af kvotesystemets videreførelse og **24 mio. tons** per år hvis kvotesystemet ikke videreføres. Videreførelse af kvotesystemet kan ses som et tiltag på linie med andre. Da der ikke forventes at være nogen korrelation mellem en sådan videreførelse og skyggepriserne på de analyserede tiltag, har det kun betydning for den totale beregning af mankoen samt de totale reduktionsomkostninger såfremt de analyserede tiltag skal lukke hele mankoen, men ikke for CO₂-skyggeprisen for de enkelte tiltag.

Kyotoaftalen formuleret i beregningerne

Kyotoaftalen indeholder forpligtigelser om at reducere CO₂-udledningerne i fra 2008 til og med 2012, dvs. i 5 år. Der er endnu ikke sat krav til reduktionen i årene herefter. Derfor er det uvist, hvad den samfundsøkonomiske værdi er af reduktioner, der falder uden for perioden specificeret i Kyotoaftalen.

Idet der må forventes at blive formuleret forpligtigelser efter år 2012 også, synes det mest fornuftigt også at medtage reduktioner efter år 2012 i skyggeprisberegningen. CO₂-reduktionspotentialet vil endvidere blive beregnet for Kyotoaftalens tidsramme (2008-2012) særskilt.

Opstilling af referencescenariet

Udgangspunktet, som tiltaget skal vurderes i forhold til, må afspejle situationen uden det givne tiltag men med antagelse af, at allerede igangsatte eller planlagte tiltag gennemføres efter planen. Disse tiltag er listet i Miljøstyrelsens statusnotat (Februar 2002), tabel 1 fratrullet tiltagene listet i tabel 2.

CO₂-udledningerne antages af svare til de i statusnotatet nævnte.

Endvidere vil det være afgørende, hvilke andre tiltag, der igangsættes. Her tænkes både på de af Energistyrelsen analyserede samt de andre tiltag, som vi analyserer inden for dette projekt. I opstillingen af scenarierne og beregningerne ser vi bort fra sammenhængen til andre initiativer, men laver dog en kvalitativ udredning for betydningen af sådanne links i konklusionen for hvert tiltag.

Behandling af nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningstab

Nettoafgiftsfaktoren skal afspejle tabet i form af skatte- og afgiftsindtægter for staten, når produktionsfaktorerne anvendes til offentlig produktion i stedet for privat. Det er således en faktor, der skal ganges på alle offentlige investeringer.

Den skal afspejle forholdet mellem produktionsfaktorerens værdi opgjort i henholdsvis markedspriser og markedspriser ekskl. varetilknyttede indirekte skatter.

Rationalet herfor findes i den offeromkostningsbetragtning, der anvendes i velfærdsøkonomiske analyser. Produktionsfaktorerne kunne alternativt være an-

vendt til produktion i den private sektor og samtidig have genereret et afgifts-provenu. En investering på 1 mio. kr. i henholdsvis offentlig og privat regi har altså forskellige velfærdsøkonomiske omkostninger for samfundet.

Nettoafgiftsfaktoren er på 1,17 (jf. Finansministeriets anbefalinger) og ganges altså på alle offentlige omkostninger. Hvis et projekt, der netto koster 100 DKK gennemføres af private koster det 117 DKK pga. afgiftsbetalingen. Hvis det alternativt gennemføres for offentlige midler betaler den offentlige sektor nettoprisen, dvs. 100 DKK, idet afgiftsbetalingen jo kommer retur til den offentlige sektor. Således har den offentlige udgift på 100 DKK en værdi svarende til 117 opgjort i markedspriser.

Skatteforvridningstabets opstår som følge af at offentlige investeringer skal finansieres gennem opkrævning af skatter og afgifter. Således stiger den samlede skattele i økonomien, hvilket medfører en skatteforvridningsomkostning ved opkrævning af det ekstra skatteprovenu. Skatteforvridningstabets beregnes normalt som 20 % af det ekstra beløb der må inddrages i form af skatter.

Behandling af skatteforvridningstabets i forbindelse med skatteomlægninger vil principielt blive behandlet som ændringer i offentlige investeringer. Dette er der imidlertid noget diskussion omkring blandt økonomer, og det er uvist, om dette er mere rigtigt end at udelade tabet. Det vurderes dog ikke at have den store betydning for vores beregninger.

Behandling af usikkerheder

Der laves usikkerhedsvurderinger på centrale usikre parametre. Usikkerhederne foretages som partielle følsomhedsanalyser af betydningen af usikre, kritiske parametre. Principielt bør de lave og høje skøn bør illustrere et realistisk skøn for parameterværdierne.

Behandling af ikke-medregnede effekter

En række effekter kan ikke kvantificeres/monetariseres og vil derfor ikke indgå i CO₂-skyggeprisen. Det er vigtigt at disse effekter præsenteres som en del af resultatet. Dette bør bestå af en kort kvalitativ beskrivelse af effekten samt en vurdering af dens betydning i forhold til skyggeprisen.

3 CO₂ skyggeprisberegninger for udvalgte tiltag

3.1 Opsamling af metan fra deponeringsanlæg i Danmark

3.1.1 Indledning

Metan indgår ligesom CO₂ i Kyotoprotokollen. Metan har en større drivhuseffekt end CO₂, idet drivhuseffekten fra 1 ton metan svarer til effekten fra ca. 20-25 tons CO₂. I beregningen anvendes forholdet 21 tons CO₂ pr. 1 ton metan som angivet i IPPC's "Global warming potentials".

Deponeringsanlæg, hvor der er deponeret organisk stof, bidrager til drivhuseffekten både via emission af CO₂ og metan. Mens CO₂-emissionen er ubetydelig har metanemissionen en vis størrelse.

Metan skønnes på verdensplan at bidrage med ca. 18 % af drivhusgasserne. Metan fra deponeringsanlæg udgør heraf 6-13 % svarende til ca. 1 %-2 % (vægtet) af de samlede drivhusgasser². Man skal dog være opmærksom på at disse bygger i det væsentligste på beregninger af potentialet for dannelse af metan i deponeringsanlæg og kun i mindre omfang på målinger af faktiske emissioner.

I henhold til affaldsbekendtgørelsen skal kommunalbestyrelsen fra den 1. januar 1997 anviser for brændingseget affald til forbrænding på anlæg med energiudnyttelse, hvilket har medført at der siden 1997 kun deponeres meget små mængder bionedbrydeligt affald på deponeringsanlæggene. Dermed er potentialet for reduktion af gasudslip (metan) fra deponeringsanlæggene faldende.

Metan på deponeringsanlæg kan opsamles og udnyttes som energi, hvorved den omdannes til CO₂ og vand. Alternativt kan gassen afbrændes uden energiudnyttelse (flaring). Endvidere er det muligt at oxidere metanen ved at lade gassen passere et biofilter. Denne metode er ikke analyseret.

² Kilde: Christensen, T.H. (2001): *Affaldsteknologi*.

3.1.2 Problemformulering

Grundlaget for disse beregninger er indsamling af data fra Danmarks 53 aktive deponeringsanlæg gennemført i forbindelse med et benchmarkingprojekt i 2001³. Med udgangspunkt i disse data opsamles gassen på 16 aktive danske deponeringsanlæg (her benævnt kategori A). Det skønnes at være driftsøkonomisk rentabelt at etablere opsamling på yderligere 6 aktive deponeringsanlæg (her benævnt kategori B)⁴. På de resterende 31 aktive deponeringsanlæg⁵ opsamles gassen ikke og det skønnes ikke driftsøkonomisk attraktivt at etablere gasopsamling på disse anlæg (her benævnt kategori C).

Liste over aktive deponeringsanlæg pr. 1.1.2002 er vedlagt som bilag 1.1.

Der er Danmark i alt ca. 26 anlæg til udnyttelse af deponigas heraf er de 10 på anlæg der er nedlukket. Det skal understreges, at i forbindelse med denne undersøgelse er kun aktive deponianlæg vurderet.

Tiltaget, der analyseres, er etablering af gasopsamling på danske deponeringsanlæg af kategori C. Det er således omkostninger og gevinster for samfundet ved etablering af gasopsamling på disse anlæg, der analyseres. Tiltaget antages finansieret af offentlige midler. (I Deponeringsbekendtgørelsen skal godkendelsesmyndigheden sikre at deponeringsenheder - hvor der er deponeret bionedbrydeligt affald - meddeles vilkår om håndtering af deponigassen (udnyttelse/affakling eller ved små mængder behandling i kompostbede). Det forudsættes i beregningen at vilkår vil gå på etablering af minimum flaring og da langt de fleste anlæg er i fælleskommunalt eje vil finansiering således komme fra offentlige midler).

I løbet af 2002 har yderligere 3 aktive deponeringsanlæg etableret gasopsamlingssystemer og 8 deponeringsanlæg er i gang med at etablere gasopsamling eller har planer om samme. På vedlagte bilag 1.2 er der en revideret opgørelse over aktive deponeringsanlæg pr. 26.11.2002. De foretagne beregninger har ikke medtaget disse nye anlæg, men er som nævnt baseret på oplysningerne fra 2001 indhentet fra benchmarkingprojektet.⁶

³ Miljøstyrelsen (2002): *Effektiviseringspotentialet på forbrændingsanlæg og deponeringsanlæg i Danmark*

⁴ Kilde: Energistyrelsen (1998): *Fremme af lossepladsgasudnyttelsen i Danmark*.

⁵ Deponeringsanlæggene omfatter ikke fyldpladser, specialdepoter og industrielle deponeringsanlæg.

⁶ Som følge heraf må det fremtidige potentiale vurderes som værende lidt mindre end det her beregnede. For så vidt angår enhedsomkostningerne pr. reduceret ton kan effekten på disse være af både opadgående og nedadgående karakter. Det afhænger helt af forholdene på de anlæg, der er medtaget i den nyeste opgørelse, men som ikke blev regnet som metanaktive, da beregningerne her i rapporten blev foretaget

3.1.3 Overordnet vurdering af kategori C deponeringsanlæg

Deponeringsanlæggene af kategori C er overordnet kortlagt og herefter opdelt på fire størrelsesgrupper på basis af den deponerede affaldsmængde. Dette er vist i Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Opdeling af kategori C deponeringsanlæg på størrelser⁷

Samlet deponeret mængde affald (tons)	Antal
0 - 300.000	11
300.000 - 600.000	7
600.000 - 1.000.000	7
1.000.000 -	6
Alle	31

Gaspotentialet på de fire grupper anlæg er beregnet på basis af forudsætningerne vist i Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Forudsætninger for beregning af gasmængder mv.

Forudsætning	Værdi
Organisk indhold i affaldet	25%
Gennemsnitlig alder af affaldet deponeret på deponeringsanlægget	15 år
Mulig gasopsamlingspotentiale	50%
Metanindhold i deponigassen	50%
Energiindhold i deponigassen	16.000 kJ/Nm ³
Driftstimer for anlæg til udnyttelse af deponigas	8.000 timer/år
El virkningsgrad af gasmotor/generator	33%

Disse forudsætninger giver anledning til et konservativt estimat for, hvor store gasmængder der kan indsamles i beregningsperioden. Gasmængderne ses i Tabel 3.1. Mængderne er i overensstemmelse med niveauet for gaspotentialer beregnet af Energistyrelsen⁸. I den konkrete implementering for den enkelte plads vil der kunne beregnes et væsentligt mere præcist estimat for gasmængden. Det er således muligt at gasmængden i praksis vil være større end mængderne beregnet i analysen.

⁷ Kilder:

- 1) Miljøstyrelsen (2002): *Effektiviseringspotentialet på forbrændingsanlæg og deponeringsanlæg i Danmark*
- 2) Energistyrelsen (1998): *Fremme af lossepladsgasudnyttelsen i Danmark.*
- 3) Information som COWI har eller har fået direkte fra deponeringsanlæggene.

⁸ Jf. Energistyrelsen (1998): *Fremme af lossepladsgasudnyttelsen i Danmark.*

Tabel 3.3 *Beregnet gasopsamlingspotentialer pr. anlæg i 2004*

Samlet deponeret mængde affald (tons)	CO ₂ -ækvivalenter (tons)
0 - 300.000	1,500
300.000 - 600.000	3,600
600.000 - 1.000.000	5,800
1.000.000 - eller større *	7,200

* Beregnet som et gennemsnit på 1.000.000 tons

For hver størrelse deponeringsanlæg er der foretaget en overordnet driftsøkonomisk analyse af, om det bedst kan svare sig at etablere opsamling med energiudnyttelse eller afbrænding af gassen. Generelt er afbrænding uden energiudnyttelse mest rentabel.

Afbrænding af gassen er sammenlignet med opsamling med energiudnyttelse brugt til elproduktion. Der ses bort fra varmeproduktion, idet varmen sjældent kan udnyttes til andet end opvarmning af små bygninger på anlægget. For alle anlægsstørrelser er resultatet, at afbrænding af gassen er det mest rentable.

Det skal understreges, at der ved en konkret implementering på et givet deponeringsanlæg vil det kunne vise sig mere driftsøkonomisk fordelagtigt at etablere opsamling med energiudnyttelse. På det generelle niveau som analysen opererer på, er dette imidlertid ikke tilfældet.

Endvidere kan det være økonomisk fordelagtigt at metan oxideres i toplag, via kompostbede el.lign. specielt for affaldsdeponier med lille fyldhøjde.

3.1.4 Opstilling af reference- og alternativscenarie

Referencesituationen defineres som situationen med opsamling af gas på kategori A og B anlæg. Dette svarer ifølge Miljøstyrelsen til den officielle frem skrivning af Danmarks drivhusgasser fra deponeringsanlæg⁹.

Den forventede opsamlede mængde metan i referencesituationen topper i 2003, hvorefter den aftager frem til 2012. Dette afspejler den faldende gasproduktion på deponeringsanlæggene, som skyldes reduktionen af andelen af organisk affald.

Den forventede faktiske metanemission i år 2008 er i referencesituationen 46.000 tons metan svarende til knap 1,0 mio. tons CO₂-ækvivalenter. Heraf kan vurderes at 50 % opsamles (jf. Tabel 3.4), idet metan erfaringsmæssigt vil slippe ud inden gasopsamling påbegyndes (fra nye etaper) samt udslip fra deponiet via brønde, ledninger, sprækker/utætheder i slutfærdig osv. samt fra de områder af deponiet hvor gasindvindingsystemet ingen effekt har.

⁹ Kilde: Energistyrelsen (April 2001): *Denmark's Greenhouse Gas Projection* for perioden frem til 2012.

Tabel 3.4 Emissioner af CO2 ækvivalenter i referencescenariet

Reference	Enhed	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Faktisk metanemission fra danske deponier	1000 tons metan	49,9	48,7	47,7	47,2	46	46,6	46,1	45,7	45,2	44,7
Faktisk CO2-emission fra danske deponier	1000 tons CO2	1.248	1.218	1.193	1.180	1.150	1.165	1.153	1.143	1.130	1.118
Opsamlet metanemission fra danske deponier	1000 tons metan	14,1	13,7	13,2	12,3	11,4	10,6	9,9	9,2	8,6	8
Opsamlet CO2-emission fra danske deponier	1000 tons CO2	353	343	330	308	285	265	248	230	215	200

Kilde: Energistyrelsen (April 2001): *Denmark's Greenhouse Gas Projection*.

Alternativscenariet defineres som forløbet med afbrænding af gas på samtlige deponeringsanlæg af kategori A, B og C.

3.1.5 Effektvurdering

Omkostninger for den offentlige sektor

Omkostningerne forbundet med etablering af anlæg til afbrænding af deponigassen dækker investeringsomkostninger samt løbende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger af anlægget.

Investeringsomkostningerne for anlæg til afbrænding af gassen dækker:

- Forundersøgelser
- Indvindingsboringer
- Gasledninger
- Kondensatbrønde
- MPR-station inkl. container og fundament
- Analyseudstyr + monitoringskontrollsystem
- Gaspumpe/kompressor
- Fakkelt
- Indkøring, undervisning, udarbejdelse af manual mv.
- Design, tilsyn og administration samt uforudsete udgifter

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne dækker specielt udgifter til personale, etablering af nye boringer samt vedligeholdelse/hovedreparation af MPR-station og gaspumpe/kompressor. Disse omkostninger antages konstante over tid, selvom sådanne omkostninger typisk er lavest i starten af driftsperioden.

Omkostningerne er estimeret separat for deponeringsanlæggene i hver af de fire størrelses kategorier og er vist i Tabel 3.5.

Tabel 3.5 *Investerings-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (mio. kr.)*

Samlet deponeret mængde affald i tons	Type anlæg	Investering	Drift og vedligehold, årligt
0 - 300.000	Afbrænding	1,3	0,125
300.000 - 600.000	Afbrænding	1,9	0,160
600.000 - 1.000.000	Afbrænding	2,35	0,190
1.000.000 -	Afbrænding	2,65	0,210

Kilde: Egne beregninger.

Det antages i beregningerne, at der primo 2003 etableres forundersøgelser, således at etablering af anlæggene kan ske i løbet af 2003. Anlæggene antages klar til drift i 2004. Tidshorisonten for beregningen er 2003-2030.

De offentlige omkostningsprofil er på baggrund af ovenstående data og antagelser estimeret og ses i tabellen nedenfor.

Tabel 3.6 *Samlede omkostninger for det offentlige*

Omkostninger	År	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Investeringsomkostninger, i alt	1000 kr	59.950									
Deponier < 300.000 tons affald	1000 kr	14.300									
Deponier 300.000-600.000 tons affald	1000 kr	13.300									
Deponier 600.000-1.000.000 tons affald	1000 kr	16.450									
Deponier >1.000.000 tons affald	1000 kr	15.900									
Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, i alt	1000 kr		5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085
Deponier < 300.000 tons affald	1000 kr		1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375	1.375
Deponier 300.000-600.000 tons affald	1000 kr		1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
Deponier 600.000-1.000.000 tons affald	1000 kr		1.330	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330
Deponier >1.000.000 tons affald	1000 kr		1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260	1.260
Investerings- og driftsomkostninger i alt (faktorpriser)	1000 kr	59.950	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085

Note: Der vises kun resultater fra en del af perioden.

Andre effekter

Afbrænding af deponigassen giver anledning til emission af bl.a. HCl og NO_x. Til gengæld viser undersøgelser, at afbrænding af gassen reducerer emissionen af VOC¹⁰. Der er imidlertid tale om meget små mængder, og disse emissioner er derfor ikke inddraget i analysen.

Deponigas er eksplosionsfarlig i bestemte koncentrationer på grund af metanindholdet (5-15 % blanding med atmosfærisk luft). Eksplosionsfaren er størst, hvor deponigassen trænger ind i lukkede rum som kældre og kloakker gennem sprækker i beton og ved rørgennemføringer. Ved aktiv indvinding og afbrænding af deponigassen kan denne risiko formindskes, idet ukontrolleret udsivning dermed reduceres. Det er imidlertid vurderet, at risikoen generelt på danske deponier er minimal og den yderligere reduktionen er meget lille. Den er derfor ikke inddraget i analysen.

¹⁰ Kilde: European Commission DG Environment (2000): *A Study on the Economic Valuation of Environmental Externalities from Landfill Disposal and Incineration of Waste*.

CO₂-effekt

Tiltagets samlede CO₂-effekt er beregnet og ses i Tabel 3.7. CO₂-effekten er størst i starten af perioden, fordi den forventede mængde gas fra deponeringsanlæggene er faldende over tid.

Tabel 3.7 Estimeret reduktion af udledning af metan og tilhørende CO₂-ækvivalenter

Reduktion		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Metanemission fra danske deponier, i alt	1000 tons metan	0	6	6	6	6	5	5	4	4	4
CO ₂ -emission fra danske deponier, i alt	1000 tons CO ₂	0	119	119	119	116	108	99	91	84	77
Deponier < 300.000 tons affald	1000 tons CO ₂	0	15	15	15	15	14	13	12	11	10
Deponier 300.000-600.000 tons affald	1000 tons CO ₂	0	23	23	23	22	20	18	17	16	14
Deponier 600.000-1.000.000 tons affald	1000 tons CO ₂	0	38	38	38	38	36	33	30	28	25
Deponier >1.000.000 tons affald	1000 tons CO ₂	0	43	43	43	41	38	35	32	30	27

Note: Der vises kun resultater fra en del af perioden.

Det fremgår, at tiltaget dækker et potentiale på 125.000 tons CO₂-ækvivalenter i 2004 faldende til 74.000 tons CO₂-ækvivalenter i 2012. Gennemsnitspotentialet pr. anlæg er således 4.000 tons i 2004 faldende til 2.400 tons i 2012.

De samlede mængder svarer til ca. 9 % af de samlede emissioner fra danske deponeringsanlæg, jf. Tabel 3.4. Dette skyldes bl.a. at maksimalt 50 % af metanemissionerne kan opsamles. Endvidere skyldes forskellen formentlig, at emissioner fra lukkede deponeringsanlæg er medtaget i tallene i Tabel 3.4, idet emissionerne er beregnet på basis af de samlede deponerede mængder i alle år fra 1971. En del af dette affald vil være placeret på lukkede pladser. Endelig kan der være forskel på forudsætningerne for beregningen af metanmængderne.

3.1.6 Samlet vurdering: Reduktionspotentiale og CO₂-skyggepris

For at opnå den samlede samfundsøkonomiske effektvurdering skal de estimerede omkostninger omregnes til markedspriser og tillægges et skatteforvriddningstab. Dette er gjort på basis af Finansministeriets retningslinier, som angiver en nettoafgiftsfaktor på 1,17 og en skatteforvriddningsfaktor på 1,2.

Den samlede samfundsøkonomiske effektvurdering ses i Tabel 3.8.

Tabel 3.8 Samlet samfundsøkonomisk effektvurdering

Metanopsamling på danske deponeringsanlæg		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CO ₂ reduktion	Ton	0	119.219	119.219	119.219	115.720	107.601	98.992	91.073	83.787	77.084
Omkostning for private, markedspriser	1000 DKK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Omkostning for offentlige sektor, faktorpriser	1000 DKK	59.950	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085	5.085
Omkostning for offentlige sektor, markedspriser	1000 DKK	70.142	5.949	5.949	5.949	5.949	5.949	5.949	5.949	5.949	5.949
Skatteforvriddningsfaktor	1000 DKK	11.990	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017
Samlet omkostning	1000 DKK	82.132	6.966	6.966	6.966	6.966	6.966	6.966	6.966	6.966	6.966

Note: Der vises kun resultater fra en del af perioden.

Både omkostninger og CO₂-reduktioner er tilbagediskonteret over hele perioden med en diskonteringsfaktor på 6%. På dette grundlag fås en CO₂-skyggepris på 175 kr. pr. ton.

Der anslås at være en usikkerhed på opsamlingspotentialet på ca. ± 20 pct. Dette implicerer, at den gennemsnitlige skyggeprisen varierer mellem 146 DKK/ton og 219 DKK/ton.

Det samlede reduktionspotential for tiltaget i perioden 2008-2012 er **108.000 tons CO₂-ækvivalenter i 2008** faldende til **77.000 CO₂-ækvivalenter i 2012**. Reduktionspotentialet anses for at være et konservativt estimat for det reelle potential.

Med en diskonteringsfaktor på 3 % fås en CO₂-skyggepris på 169 kr. pr. ton. Skyggeprisen er således ikke særlig følsom over for diskonteringsfaktoren.

3.2 Opsamling af metan fra deponeringsanlæg i Rusland (Joint Implementation)

3.2.1 Indledning

I forhandlingerne om Kyoto-protokollen er der opnået enighed om, at en del af forpligtelserne under den første budgetperiode 2008-2012 kan opfyldes ved anvendelse af de såkaldte fleksible mekanismer.

De fleksible mekanismer giver mulighed for, at Danmark bliver krediteret for emissionsreduktioner, som er opnået i andre lande. En af de fleksible mekanismer er Joint Implementation (JI), som er projektbaseret gennemførelse af emissionsreduktioner i andre lande med reduktionsforpligtelser. Formålet med JI-mekanismen er at opnå billigere drivhusgasreduktioner for det betalende land.

Formålet med analysen i dette afsnit er at fastsætte omkostningerne forbundet med at gennemføre JI-projekter inden for metanopsamling på deponeringsanlæg i Rusland.

Modsat i Danmark deponeres bionedbrydeligt affald stadig i Rusland. Andelen af bionedbrydeligt affald på deponeringsanlæggene er derfor væsentlig større end i Danmark. Samtidig deponeres en langt større andel af den samlede mængde affald, og der er derfor samlet set et større gaspotential på russiske pladser.

Strukturen af deponeringsanlæggene i Rusland er imidlertid anderledes end i Danmark. En region har som oftest et stort antal meget små pladser, som hver især modtager en lille mængde affald. Dertil kommer et mindre antal mellemstore pladser og en enkelt eller få helt store pladser.

3.2.2 Problemformulering

Tiltaget, der analyseres, er etablering af gasopsamling med energiudnyttelse på de største deponeringsanlæg i de tre russiske regioner Novgorod, Pskov og Leningrad Oblast. Det antages, at energien udnyttes til produktion af el, hvorimod det på basis af erfaringer fra Litauen ikke anses for at være rentabelt at udnytte varmen.

Der er foretaget en overordnet vurdering af potentialet for at reducere metanudslippet fra disse deponeringsanlæg. Idet det ikke har været inden for projektets rammer at foretage en større dataindsamling, og der kun har været sparsomme data til umiddelbar rådighed, er der tale om en meget overordnet vurdering.

Tiltagets samfundsøkonomiske omkostninger og gevinster skal kvantificeres. Imidlertid omfatter den samfundsøkonomiske analyse som udgangspunkt alene de fordele og ulemper, som tilfalder indbyggerne i Danmark. Virkninger i andre lande medtages således ikke¹¹. Det betyder, at den konkrete udformning af JI-tiltaget er afgørende for, hvilke omkostninger og gevinster der skal inkluderes i analysen.

Som udgangspunkt må det antages, at den konkrete udformning af JI-tiltaget er basis for forhandling mellem det betalende land og modtager, idet udformningen kan tænkes foretaget på en række forskellige måder.

En model for udformningen af tiltaget er, at den danske stat betaler, hvad det koster netto over planlægningsperioden at etablere og drive anlægget mod at få godskrevet CO₂-reduktionen. Dette er en antagelse, da man også kunne forestille sig, at Danmark kun fik en del af reduktionen tilskrevet, eller at et dansk firma også skulle drive anlægget i fremtiden.

En anden model er, at den danske stat - mod at få godskrevet CO₂-reduktionen - betaler, hvad det koster at etablere anlægget, hvorefter anlægget overdrages til russerne, som herefter både praktisk og økonomisk selv står for at drive det.

Den første model er valgt her, idet de løbende driftsindtægter ikke kan dække de løbende driftsomkostninger på alle de analyserede anlæg. Her er salgsprisen for det producerede el afgørende for anlæggenes økonomi.

3.2.3 Overordnet kortlægning af pladserne

De største deponeringsanlæg i de tre regioner er overordnet kortlagt, hvilket ses i Tabel 3.9.

¹¹ Jf. Finansministeriet (1999): *Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger* s. 37.

Tabel 3.9 *Oversigt over de største deponeringsanlæg i de tre regioner¹²*

Deponeringsanlæg	Oblast	Deponeret mængde i 2004 (ton)
Novgorod losseplads	Novgorod	56.000
Pskov losseplads	Pskov	46.600
Velikie Luke losseplads	Pskov	27.000
Yushny losseplads	Leningrad	390.000
Severnaya Samarka losseplads	Leningrad	70.000
OOO Poligon TBO losseplads	Leningrad	22.500
Gatchina losseplads	Leningrad	40.000

Oplandet som det enkelte deponi servicere kendes ikke i detaljer, men det samlede potentiale for områderne er 6,3 millioner indbyggere i Leningrad Oblast (heraf 4,6 millioner i St. Petersborg), 0,5 millioner i Novgorod Oblast og 0,45 millioner i Pskov Oblast.

I forhold til de danske deponeringsanlæg er der tale om anlæg der generelt er større end danske anlæg specielt med hensyn til mængden af bionedbrydeligt materiale. Specielt Yushny deponeringsanlæg er meget stort.

Gaspotentialet på deponeringsanlæggene er beregnet på basis af de samme forudsætninger som for de danske deponeringsanlæg med undtagelse af forudsætningerne vist i Tabel 3.10. Slam fra renseanlæg deponeres i stor udstrækning på russiske deponeringsanlæg, men slammængden er ikke medtaget i beregningerne, idet forholdene hvorunder slammet deponeres er ukendte.

Tabel 3.10 *Forudsætninger for beregning af gasmængder mv. på russiske deponeringsanlæg*

Forudsætning	Værdi
Organisk indhold i affaldet	50%
Gennemsnitlig alder af affaldet deponeret på deponeringsanlægget *)	10 år

*) Kun for pladserne Velikie Luke, OOO Poligon TBO og Gatchina losseplads, for de øvrige pladser kendes opstartstidspunktet.

Disse forudsætninger giver anledning til et estimat for, hvor stor gasmængde der kan indsamles. Gasmængderne ses i Tabel 3.11.

¹² Kilder:

- 1) DEPA/DANCEE (2000): *Novgorod, Background Analysis for the Environmental Financing Strategy*, EAP Task Force.
- 2) DEPA/DANCEE (2000): *Background Analysis for the Municipal Water and Wastewater Financing Strategy*, Pskov, Russia, EAP Task Force.
- 3) For Novgorod Landfill er der indsamlet detaljerede oplysninger i forbindelse med COWI's projekt med dette affaldsdeponi. (*Solid Waste Management Improvements in Novgorod, Russia*).
- 4) For Leningrad Oblast stammer oplysninger fra en "fact finding" mission, som COWI gennemførte i 2001 samt oplysninger indhentet via COWIs kontor i Rusland (notat fra Margarita Kochneva, COWI-Russia).

Tabel 3.11 *Beregnet gasopsamlingspotentiale pr. anlæg i 2004*

Deponeringsanlæg	CO ₂ -ækvivalenter (tons)
Novgorod losseplads	19.000
Pskov losseplads	22.000
Velikie Luke losseplads	12.000
Yushny losseplads	200.000
Severnaya Samarka losseplads	45.000
OOO Poligon TBO losseplads	10.000
Gatchina losseplads	18.000

Sammenlignet med de danske anlæg har de russiske anlæg store årlige potentialer for gasopsamling og dermed CO₂-reduktion. Potentialerne skyldes både anlæggenes betydelige mængder, men også at der er deponeret væsentlige mængder organisk affald. Det skal bemærkes, at mængderne er forbundet med betydelig usikkerhed grundet de sparsomme data.

Opstilling af reference- og alternativscenarie

Referencesituationen defineres som forløbet uden etablering af gasopsamling ved hjælp af danske midler på de udvalgte deponeringsanlæg. I denne situation vil gassen enten ikke blive opsamlet, eller gassen vil blive opsamlet ved hjælp af midler fra andre JI-partnere eller russerne selv, hvorfor den ikke vil kunne indgå i det danske CO₂-regnskab.

Alternativscenariet defineres som forløbet med etablering af gasopsamling ved hjælp af danske midler på de udvalgte deponeringsanlæg. Tiltaget antages finansieret af offentlige midler. Det antages, at anlæggene bygges i 2003 på basis af forundersøgelser foranstaltet i løbet af 2002-2003. Det antages således, at anlæggene kan tages i brug i 2004. Grunden til, at anlæggene antages opført så tidligt, er, at tiltaget må antages at være attraktivt som JI-projekt, og at der derfor vil være interesse for tiltaget fra andre lande, hvilket vil tilskynde hurtig implementering.

3.2.4 Effektvurdering

Omkostninger for staten

Omkostningerne forbundet med etablering af anlæggene til opsamling og energidnyttelse af deponigassen dækker som nævnt investeringsomkostninger for anlægget samt driftsomkostninger fratrukket indtægter fra elproduktion.

Investeringsomkostningerne dækker omkostningskategorierne nævnt i afsnit 3.1.5 samt følgende omkostningskategorier:

- Gasmotor og generator inkl. container og fundament
- Varmeveksler (køling)

- Tilslutning til elnetværk og evt. transformere

Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne dækker udgifter til etablering af nye borer og vedligeholdelse/hovedrenovering af gasmotor, gaspumpe/kompressor mv.

Disse omkostningerne er estimeret separat for hvert af deponeringsanlæggene og er vist i Tabel 3.12 sammen med den estimerede elproduktion.

Tabel 3.12 *Investeringsomkostninger (mio. kr.)*

Deponerings-anlæg	Type anlæg	Investering	Drift og vedligehold, årligt	Elproduktion (GJ), 2004
Novgorod losseplads	Energiudnyttelse	12,2	1,24	1.163
Pskov losseplads	Energiudnyttelse	11,75	1,20	1.351
Velikie Luke losseplads	Energiudnyttelse	9,3	0,95	746
Yushny losseplads	Energiudnyttelse	60,0	6,0	12.158
Severnaya Samarka losseplads	Energiudnyttelse	15,0	1,53	2.729
OOO Poligon TBO losseplads	Energiudnyttelse	8,0	0,82	621
Gatchina losseplads	Energiudnyttelse	9,9	1,01	1.105

Kilde: Egne beregninger.

Det offentlige omkostningsprofil er på baggrund af ovenstående data og antagelser estimeret og ses i tabellen nedenfor. Prisen på el er i beregninger antaget at være 0,2 kr. pr. kWh. Tidshorisonten for beregningen er 2003-2030.

Tabel 3.13 Samlede omkostninger for det offentlige

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Omkostninger											
Investeringsomkostninger, i alt	1000 kr	126.150									
Novgorod landfill	1000 kr	12.200									
Pskov landfill	1000 kr	11.750									
Velikie Luke landfill (Pskov)	1000 kr	9.300									
Yushny Landfill	1000 kr	60.000									
Severnaya Samarka Landfill	1000 kr	15.000									
OOO Poligon TBO Landfill	1000 kr	8.000									
Gatchina Landfill	1000 kr	9.900									
Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, i alt	1000 kr	0	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750
Novgorod landfill	1000 kr		1.240	1.240	1.240	1.240	1.240	1.240	1.240	1.240	1.240
Pskov landfill	1000 kr		1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200
Velikie Luke landfill (Pskov)	1000 kr		950	950	950	950	950	950	950	950	950
Yushny Landfill	1000 kr		6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Severnaya Samarka Landfill	1000 kr		1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530	1.530
OOO Poligon TBO Landfill	1000 kr		820	820	820	820	820	820	820	820	820
Gatchina Landfill	1000 kr		1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
Investerings- og driftsomkostninger i alt (faktorpriser)	1000 kr	126.150	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750	12.750
Benefits											
Indtægt fra elproduktion, i alt	1000 kr	0	14.309	14.851	15.217	15.390	15.561	15.696	15.810	15.835	15.816
Novgorod landfill			837	915	987	1.055	1.121	1.181	1.237	1.293	1.320
Pskov landfill			973	1.016	1.055	1.095	1.135	1.173	1.207	1.214	1.214
Velikie Luke landfill (Pskov)			537	564	589	615	643	669	693	724	739
Yushny Landfill			8.754	9.062	9.240	9.240	9.240	9.240	9.240	9.240	9.240
Severnaya Samarka Landfill			1.965	1.989	2.011	2.031	2.050	2.059	2.059	2.059	2.059
OOO Poligon TBO Landfill			447	470	490	509	527	528	528	528	528
Gatchina Landfill			795	835	845	845	845	845	845	777	715
Benefits i alt	1000 kr	0	14.309	14.851	15.217	15.390	15.561	15.696	15.810	15.835	15.816
Nettoomkostninger	1000 kr	126.150	-1.559	-2.101	-2.467	-2.640	-2.811	-2.946	-3.060	-3.085	-3.066

Note: Der vises kun resultater fra en del af perioden.

Andre effekter

Der medtages som nævnt ikke andre effekter af tiltaget.

CO₂ effekt

Tiltagets samlede CO₂-effekt er beregnet og ses i Tabel 3.14. CO₂-effekten stiger frem til et par år efter 2012. Herefter falder potentialet på de analyserede pladser, idet de antages at være fyldt op.

Tabel 3.14 Estimeret reduktion af udledning af metan og tilhørende CO₂-ækvivalenter

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Reduktion											
Metanemission fra russiske deponier, i alt	1000 tons metan	0	16	16	17	17	17	17	17	17	17
CO ₂ -emission fra deponierne, i alt	1000 tons CO ₂	0	327	339	348	352	355	359	361	362	361
Novgorod landfill	1000 tons CO ₂	0	19	21	23	24	26	27	28	30	30
Pskov landfill	1000 tons CO ₂	0	22	23	24	25	26	27	28	28	28
Velikie Luke landfill (Pskov)	1000 tons CO ₂	0	12	13	13	14	15	15	16	17	17
Yushny Landfill	1000 tons CO ₂	0	200	207	211	211	211	211	211	211	211
Severnaya Samarka Landfill	1000 tons CO ₂	0	45	45	46	46	47	47	47	47	47
OOO Poligon TBO Landfill	1000 tons CO ₂	0	10	11	11	12	12	12	12	12	12
Gatchina Landfill	1000 tons CO ₂	0	18	19	19	19	19	19	19	18	16

Note: Der vises kun resultater fra en del af perioden.

Det fremgår, at tiltaget dækker et potentiale på 327.000 tons CO₂-ækvivalenter i 2004 stigende til 361.000 tons CO₂-ækvivalenter i 2012. Gennemsnitspotentialet pr. anlæg er således 47.000 tons i 2004 stigende til 52.000 tons i 2012.

Det skal igen understreges, at potentialet er forbundet med betydelig usikkerhed grundet de sparsomme data.

3.2.5 Samlet vurdering: Reduktionspotentiale og CO₂-skyggepris

Den samlede samfundsøkonomiske effektivvurdering ses i Tabel 3.9. Omkostningen omfatter tillæg i form af nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningstab i overensstemmelse med Finansministeriets retningslinier.

Tabel 3.15 Samlet samfundsøkonomisk effektivvurdering

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
CO2 reduktion	Ton	0	326.845	339.233	347.582	351.543	355.445	358.519	361.125	361.709	361.265
Omkostning for private, markedspriser	1000 DKK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Omkostning for offentlige sektor, faktorpriser	1000 DKK	126.150	-1.559	-2.101	-2.467	-2.640	-2.811	-2.946	-3.060	-3.085	-3.066
Omkostning for offentlige sektor, markedspriser	1000 DKK	147.596	-1.824	-2.458	-2.886	-3.089	-3.289	-3.446	-3.580	-3.610	-3.587
Skatteforvridningsfaktor	1000 DKK	25.230	-312	-420	-493	-528	-562	-589	-612	-617	-613
Samlet omkostning	1000 DKK	172.826	-2.136	-2.879	-3.379	-3.617	-3.851	-4.035	-4.192	-4.227	-4.200

Note: Der vises kun resultater fra en del af perioden.

Både omkostninger og CO₂-reduktioner er tilbagediskonteret over hele perioden med en diskonteringsfaktor på 6 %. På dette grundlag fås en **CO₂-skyggepris på 41 kr. pr. ton.**

Med en diskonteringsfaktor på 3 % fås en CO₂-skyggepris på 34 kr. pr. ton. Skyggeprisen er således ikke særlig følsom over for diskonteringsfaktoren.

Det samlede reduktionspotentiale for tiltaget i perioden 2008-2012 er 355.000 **tons CO₂-ækvivalenter i 2008** stigende til 361.000 **CO₂-ækvivalenter i 2012.**

Usikkerheden på beregningen af reduktionspotentialet for de medtagne deponier er stor (ekskl. for Novgorod) og en detaljeret gennemgang af de enkelte deponier er nødvendig, for at det samlede reduktionspotentiale endeligt kan fastlægges. Det skønnes, at potentialet kan variere med op til ± 50 %, hvilket får skyggeprisen til at variere mellem 28 og 83 DKK/ton. Selvom der således er betydelig usikkerhed på potentialet af det enkelte anlæg må det dog forventes, at usikkerheden på et gennemsnitligt anlæg er mindre.

Mange forhold kan påvirke reduktionspotentialets størrelse. Potentialet kan være lavere end forudsat i beregningerne, hvis følgende - ikke urealistiske forhold - er gældende:

- Dårligt drænende deponier. Ved høj vandstand (perkolat) i deponiet er dels gasproduktionen lavere dels besværliggøres gasindvindingen p.a. mindre effektiv indvindingsdybde.
- Deponier med generel lav fyldhøjde. Fyldhøjder under 8-10 m vil begrænse indvindingsgraden.

Potentialet kan være højere end forudsat i beregningerne, hvis følgende forhold er gældende:

- Små deponier lukker i de kommende år og affaldsmængderne på de store deponier øges derved (er til dels indregnet for Pskov og Novgorod).

- Slam fra spildevandsrenseanlæg deponeres sammen med affaldet. I givet fald kan gasmængden være betydeligt højere end forudsat i beregningerne.

3.3 Reduktion af industrielle drivhusgasser

3.3.1 Indledning

Industrielle drivhusgasser indgår i Kyoto-protokollen på lige fod med CO₂. De omfatter HFC'er, PFC'er og SF₆ og har den egenskab, at deres drivhuseffekt er langt større end for CO₂.

Industrielle drivhusgasser i Danmark anvendes i en række produkter og processer og der er primært tale om et forbrug af HFC'er. Forbruget af PFC'er er helt marginalt og forbruget af SF₆ anvendes kun til specialformål i elsektoren samt enkelte andre anvendelsesområder. For HFC'ernes vedkommende er det overvejende HFC-134a og HFC-404a som anvendes. De øvrige HFC'er anvendes kun i mindre omfang på airconditionanlæg og til specielle køleopgaver. De væsentligste anvendelsesområder for drivhusgasser er følgende:

- Som kølemiddel i køleskabe (HFC-134a)
- Som kølemiddel i køleanlæg i detailhandel og airconditionanlæg (HFC-134a og HFC-404a)
- Som kølemiddel i aircondition anlæg i biler og A/C og køleanlæg i lastbiler (HFC-134a og HFC-404a)
- Som opskumningsmiddel ved opskumning af blødt og hårdt PUR skum (HFC-134a)
- Som gas i afbrydere på højspændingsanlæg (SF₆)

Siden marts 2001 har forbruget af industrielle drivhusgasser været pålagt afgifter. Afgiftsbeløbet varierer alt afhængig af hvor potent den pågældende drivhusgas er, og er i størrelsesordenen 130 DKK/kg for HFC 134a og 326 DKK/kg for HFC 404a, hvilket svarer til henholdsvis 188 % og 186 % af råvarepriserne¹³.

Afgiften må forventes på lidt længere sigt af have en reducerende virkning på forbruget. Det er der taget hensyn til i fremskrivningsscenarierne for udviklingen i forbruget ved at der regnes med en årlig reduktion på 5 % pr år i perioden 2002-2004, dvs. 25 % reduktionseffekt i alt som følge af afgiften. Afgiften i sig selv forventes ikke at føre til nogen yderligere reduktion i forbruget.

I beregningerne er der anvendt de seneste offentliggjorte tal om forbrug og emissioner, 2000.

¹³ Salgspriser fra råvareleverandører

Yderligere har Miljøministeren udstedt en bekendtgørelse, der fastsætter skæringsdatoer for udfasning af forbruget indenfor specificerede anvendelsesområder og derved også forbyder forbrug/import og salg af en række produkter indeholdende af industrielle drivhusgasser. Bekendtgørelsen blev udstedt juli 2002 /Miljøministeriets bekendtgørelse nr. 552 af 2. juli 2002 om udfasning af visse industrielle drivhusgasser./.

3.3.2 Problemformulering

Tiltaget, der analyseres for området ”industrielle drivhusgasser”, er implementeringen af bekendtgørelsen om udfasning af industrielle drivhusgasser.

Bekendtgørelsen omfatter forbud af brug af industrielle drivhusgasser på en række områder. Inden for en række af disse er substitutionen allerede gennemført og der er derfor ikke noget yderligere reduktionspotentiale inden for disse. Det drejer sig om følgende:

- Fugeskum
- Fjernvarmerør
- Spraydåser
- Bildæk
- Alle produkter med PFC'er

Endvidere er en række produkter undtaget i bekendtgørelsen. Det drejer sig om brug af drivhusgasser i:

- Højspændingsanlæg
- Køleanlæg med HFC indhold på mellem 0.15 og 10 kg
- Vaccinekølere
- Mobile køleanlæg
- Aircondition i biler
- Medicinske spraydåser
- Laboratorieudstyr
- Automatik (termostater, ventiler m.v.)

Desuden er servicering af eksisterende udstyr undtaget fra bekendtgørelsen, dvs at der i fremskrivningen af forbrugsudviklingen skal påregnes et fortsat forbrug af HFC'er til løbende påfyldning af eksisterende anlæg.

Disse substitutioner og undtagelser er medregnet i opgørelsen af det fremtidige forbrug af industrielle drivhusgasser.

De områder, hvor substitutioner endnu ikke er gennemført, og hvor der er et væsentligt reduktionspotentiale tilstede er følgende anvendelser:

- Som kølemiddel i køleanlæg i detailhandel og stationære airconditionanlæg (forbud pr 1.1.2007). Dog er refyldning på eksisterende anlæg efter 2007 muligt.

- Som blæsemiddel til opskumning af PUR-skum (forbud pr. 1.1.2006)

Det er således omkostninger og gevinster ved udfasningen inden for disse to områder, der analyseres.

Der eksisterer muligheder for at substituere HFC'erne med andre gasser – både hvor de anvendes som kølemiddel til køleformål og som blæsemiddel til opskumning.

I forhold til køleområdet kan HFC-baserede kølesystemer generelt substitueres med enten propan/butan, CO2 eller ammoniak. Det kræver dog en grundlæggende ændring af kølesystemet. Indenfor det berørte område – køleanlæg i detailhandel – vil det være CO2/propan-anlæg som ser ud til at være fremtiden, hvorfor de øvrige kølesystemer ikke er omfattet af analysen. Den berørte branche som skal forestå substitutionen er den danske detailhandel, herunder primært dagligvareforretninger. I analysen er beregningerne begrænset til stofferne HFC-134a og HFC-404a, som er lang de mest udbredte kølemidler i denne type anlæg. Der er dog også andre HFC'er som anvendes, f.eks. HFC-401a, HFC-402a, HFC-408a, HFC-409a, HFC-410a og HFC-507c. Disse HFC'er er alle kølemiddelblandinger, som anvendes til mere specielle formål i køleanlæg eller airconditionanlæg.

I forhold til opskumning af PUR-skum kan HFC ligeledes substitueres med CO2 som blæsemiddel, forudsat at produktionsudstyret ændres til et CO2-system. Opskumning af PUR-skum foretages i flere forskellige industrier afhængig af formål og produkt. De primære brancher er producenter af blødt skum, f.eks. til møbler etc., producenter af køleskabe og fryser, hvor PUR-skum anvendes som isoleringsskum i kølemøblerne og producenter af andre produkter, hvor isoleringsskum kan anvendes, f.eks. i varmtvandsbeholdere, præisolerede rør og lignende.

Parallelt med at der er vedtaget en bekendtgørelse om udfasning af HFC'er, sker der en udvikling indenfor udfasning af de ozonlagnedbrydende stoffer, som betyder at der må forventes en *stigning* i forbruget af HFC'er da de er substitutionsstoffer for flere af de ozonlagnedbrydende stoffer.

Fra år 2002 forudsættes det at forbruget af HFC-404a i kommercielle anlæg vil stige idet HCFC-22 (ozonlagnedbrydende) ikke længere er tilladt i nye kommercielle køleanlæg. Det årlige forbrug af HCFC-22 har siden 1995 varieret mellem 534 tons og 748 tons pr år udelukkende til køl. Denne mængde vil i den kommende tid bl.a. blive konverteret til HFC-kølemidler. I fremskrivningen er det derfor forudsat at forbruget af HFC-404a til kommercielle køleanlæg vil stige i perioden 2002-2006 som følge af udfasning af HCFC-22. Stigningen er mellem 50 og 200 tons pr. år frem til 2006, hvorefter konverteringen i kølemarkedet er stabiliseret. Denne antagelse er bedste skøn.

I referencesituationen (basisline) er forbruget af HFC-404a stigende fra perioden 2002 frem til 2006, hvor det er 680 tons pr. år. Det dækker et skøn på 530 tons som følge af substitution fra HCFC-22 og 150 tons som følge af forbruget i referenceåret (2000).

Efter 2006 er forbruget af HFC-404a og HFC-134a på kommercielle køleanlæg *alene* det forbrug som bruges til refyldning af de eksisterende køleanlæg på over 10 kg. Det er fortsat tilladt jf. bekendtgørelsen.

Forbruget til refyldning er lig med lækageraten som er 17 % pr år fra stock året før. Det skal i parentes bemærkes at denne lækagerate revurderes til ca. 10 % i de kommende års emissionsberegninger, men 17 % er fastholdt i denne beregning da denne revurdering endnu ikke er officiel.

Endvidere er der et lille forbrug af HFC-134a og HFC-404a til køleanlæg under 10 kg. Dette forbrug er beregnet som en andel af den samlede fyldning i kommercielle køleanlæg i DK.

I beregningen skal der indregnes en naturlig afvikling af de HFC-baserede køleanlæg efter nye anlæg ikke længere kan installeres efter 2006. Det forudsættes derfor:

- at fra 2007 er 15 % af HFC-anlæggene erstattet med alternativer, i 2008 er 20 % af anlæggene erstattet med alternativer osv. Beregningsteknisk foretages der en 5 % reduktion i stock pr år frem til 2015. Der er fastholdt et konservativt skøn for udviklingen i perioden frem til 2007, hvor forbruget af HFC-kølemiddel antages at være identisk med referencescenariet.

- at fra 2015 frem til 2022 hvor levetiden for det sidst installerede HFC-anlæg ophører af drift, regnes der med at 90 % af alle kommercielle køleanlæg er baseret på alternativer.

Den lange tidshorisont er nødvendig i beregningen, da effekter af reduceret forbrug ofte forekommer langt senere end i det år, hvor forbruget var aktuelt.

I beregningen er der taget højde for evt. import/eksport af stoffer i produkter, f.eks. spraydåser eller køleskabe. Denne korrektion er baseret på tidligere undersøgelser, hvor DK-statistikks udenrigshandel har været inddraget.

3.3.3 Opstilling af reference- og alternativscenarie

Referencesituationen defineres som det aktuelle forbrug af de pågældende drivhusgasser uden vedtagelse af bekendtgørelsen, men hvor der regnet med en effekt af den indførte afgift i år 2001. Effekten af afgiften kendes endnu ikke, men det antages, at den årligt vil reducere forbruget af drivhusgasser med 5 % årligt inden for alle anvendelsesområder i perioden 2001-2005, begge år inklusiv.

Alternativscenariet defineres som udviklingen i forbruget af drivhusgasser med afgift og forbud mod de industrielle drivhusgasser fra de fastsatte datoer. Det antages at investeringerne gøres i året umiddelbart forinden, dvs. i løbet af år 2006 for kølemiddel og i løbet af år 2005 for isoleringsskums vedkommende.

Estimeret forbrug af industrielle drivhusgasser i reference- og basisscenariet ses i Tabel 3.16. Der er tale om indenlandsk anvendelse, og tallene er således korregeret for import og eksport i beregningen af forbruget til opskumning så de afspejler den indenlandske anvendelse. Forbruget er estimeret på baggrund af årlige indrapporteringer fra importører og brugervirksomheder i Danmark, hvor der er korregeret for import og eksport af de rene stoffer samt stoffer indeholdt i produkter /1)/. På basis af indrapporteringerne er det muligt at fordele forbruget på de respektive anvendelsesområder og produkter i Danmark. Opgørelsen følger de internationalt vedtagne retningslinier i IPCC for beregning af forbrug og emission af drivhusgasserne.

Tabel 3.16: Estimeret forbrug af HFC'er i reference- og alternativscenariet, tons

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Reference																		
køleanlæg																		
HFC 134a	148	140	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
HFC 404a	282	411	580	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680	680
Opskumning																		
HFC 134a	212	201	191	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
Alternativ																		
køleanlæg																		
HFC 134a	148	140	133	133	103	79	60	46	35	27	21	16	8	8	8	7	7	7
HFC 404a	282	411	580	680	267	206	158	119	88	62	41	30	10	9	8	7	7	7
Opskumning																		
HFC 134a	212	201	191	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Analysens tidshorisont er sat til 2003-2020.

Der regnes fortsat et mindre forbrug af HFC-134a i årene fra 2007-2020 idet mindre køleanlæg og airconditionanlæg med fyldninger på under 10 kg ikke er omfattet af bekendtgørelsen om udfasning af industrielle drivhusgasser.

3.3.4 Effektvurdering

Substitutionsomkostninger inden for kølemidler

Substitutionen af HFC'erne som kølemiddel i køleanlæg i detailhandlen omfatter næsten udelukkende kølemiddel i kølediske, idet stationære airconditionanlæg i hovedreglen vil have fyldninger af drivhusgasser på under 10 kg og dermed er undtaget udfasningskrav i bekendtgørelsen.

Kølemedlet påfyldes af kølemontører, der installerer køleanlæg i detailhandlen. Hovedparten af forbruget af drivhusgasser finder sted i forbindelse med installationen. Derudover forekommer der et forbrug i forbindelse med efterfyldninger på køleanlægget i løbet af dets levetid idet der må påregnes et mindre tab pga. utætheder i samlinger, uheld og lignende. Tabet er vurderet til 17 % pr år fra køleanlæg i detailhandlen /3)/. Med et CO2-køleanlæg vil denne udsivning ikke forekomme, da den grundlæggende forskel i HFC-baserede anlæg og CO2-anlæg er at CO2-anlæg forudsætter et langt højere tryk i rørsystemet, hvorfor tolerancen for lækage er minimal.

Investeringsomkostningerne er estimeret på basis af et projekt om anvendelse af naturlige kølemidler i supermarkeder afrapporteret i Miljøstyrelsen (2002) /4)/ suppleret med nyere oplysninger fra en af forfatterne af ovennævnte rapport /5)/. Det skal bemærkes at der ikke er taget forbehold for faldende pris på de alternative køleanlæg som følge af øget efterspørgsel og at anlæggene efterhånd-

den må forventes at blive teknologiudviklet yderligere med bedre kondensatorer og lignende.

Det skønnes at investeringsomkostningerne for store anlæg (dvs. med fyldninger over 100 kg) modsvares af billigere drift, idet man slipper for genpåfyldning af drivhusgasser, der med afgiftspålæggelsen er dyre.

For små anlæg (fyldninger på 10-100 kg) er merinvesteringsomkostningerne beregnet på basis af ovennævnte projekts beregninger af et repræsentativt anlæg. Dette resulterer i en engangsmerinvesteringsomkostning på 643 DKK per kg HFC for et anlæg, der traditionelt anvendte HFC (inkl. afgift). Det vil sige at for et lille anlæg med en fyldning på 100 kg er meromkostningen på 64.300 DKK

Driftsomkostningerne for de små anlæg forventes at blive lavere end i basisscenariet. Det skyldes, at man med det nye anlæg ikke mere skal påfylde kølemiddel i løbet af brugsperioden. Dette er væsentligt, idet HFC'erne er dyrere end erstatningskølemidlet, primært pga. de høje afgifter. De nye CO2 anlæg skønnes at være energineutrale i forhold til de gamle, og der er dermed ikke tale om meromkostninger i denne forbindelse /5)/. Mer-driftsomkostningerne bliver således på -34 kr. og - 75 kr. pr kg. HFC 134a henholdsvis pr. kg. HFC 404a substitueret.

Små anlæg skønnes at udgøre 25 % af de totale HFC-fyldninger i køleanlæg over 10 kg hvert år. Det findes ikke registreringer på hvor mange små anlæg, der findes, men idet det vides, at den gradvise udsivning er på 17 % årligt, som normalt bliver genfyldt et par gange i løbet af kølediskenes brugsperiode, vurderes det, at 83% af det estimerede totale forbrug skyldes installation af nye anlæg. Det resterende skyldes påfyldningen, der på den anden side bliver billigere

Detailhandelens omkostningsprofil er på baggrund af ovenstående estimer og antagelser estimeret og ses i tabellen nedenfor.¹⁴

Tabel 3.17: Meromkostninger for detailhandel (dagligvareforretninger), 1000 kr.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Investeringer, HFC 134a	0	0	0	0	4018	7229	9711	11618	13074	14177	15003	15622	16640	16689	16726	16752	16771	16785
Påfyldning, HFC 134a	0	0	0	0	-1244	-2238	-3006	-3596	-4047	-4388	-4643	-4835	-5150	-5166	-5177	-5185	-5191	-5195
Investeringer, HFC 404a	0	0	0	0	55157	63255	69670	74822	79021	82492	85241	86746	89462	89583	89674	89742	89791	89827
Påfyldning, HFC 404a	0	0	0	0	-37747	-43288	-47678	-51204	-54077	-56453	-58334	-59364	-61223	-61306	-61368	-61414	-61448	-61472
Investeringer, total	0	0	0	0	59175	70484	79381	86440	92095	96668	100244	102368	106102	106273	106400	106494	106563	106612
Påfyldning, total	0	0	0	0	-38990	-45525	-50684	-54800	-58124	-60840	-62978	-64199	-66373	-66471	-66545	-66599	-66639	-66668

Note: Pga. en fejl i beregningsmetoden er denne tabel opdateret i forhold til rapportversionen fra november 2002.

¹⁴ Rent regneteknisk er det antaget at sparet påfyldning vil gælde allerede i år 2007. I praksis vil det dog være sådan, at gamle anlæg, der blot står til genpåfyldning når forbudet træder i kraft må skrottes og nyinvesteringer må foretages. Det betyder med andre ord, investeringer i nye anlæg i praksis vil ske tidligere for visse anlæg, end i referencescenariet. Dette menes dog at være af mindre betydning for resultatet.

Substitutionsomkostninger inden for opskumning af PUR skum

Bekendtgørelsen omfatter endvidere forbud mod brug af HFC'er til opskumning. Inden for dette anvendelsesområde er HFC 134a traditionelt brugt som blæsemiddel til fremstilling af blødt og hårdt skum. Blødt skum indgår i en lang række produkter, f.eks. madrasser og møbler. Hårdt skum med HFC anvendes især som isolering f.eks. i køleskabe og andre steder, hvor isoleringsplader og isoleringspaneler er aktuelt, f.eks. vandbeholdere eller præisolering i rør.

Fordelingen af forbruget af HFC-134a til PUR opskumning skønnes til:

- Ca. 20 % anvendes af skumproducenter i forbindelse med opskumning af blødt skum
- Ca. 80 % anvendes til opskumning af hårdt isoleringsskum, heraf primært af køleskabsproducenter samt en mindre del til specielle isoleringsformål i andre brancher.

Teknisk, er der ingen væsentlig forskel på processen ved fremstilling af blødt og hårdt skum, hvorfor investeringsomkostninger og driftsomkostninger er ligestillet for alle producenter med opskumning.

Substitutionsomkostningerne vil her udelukkende bestå af initiale investeringer i nyt anlæg på de virksomheder, der producerer skum. Dette vil modsvares af lavere driftsomkostninger idet det alternative opskumningsmiddel, CO2 er langt billigere end HFC 134a, der pålagt afgiften har en pris på 199 DKK/kg.

Rent faktisk forholder det sig således, at investeringsomkostningerne langt opvejes af faldende driftsomkostninger efter afgiften er blevet indført. Afgiften burde derfor i sig selv lede til substitutionen. At substitutionen alligevel ikke er gennemført skyldes, at store dele af industrien er fritaget for afgiften på deres eksport.

Det er af praktiske årsager antaget, at hele industrien er fritaget. På grund af manglende data om eksportforhold hos de enkelte virksomheder har dette været en nødvendig antagelse. Det formodes dog, at ikke-køleskabsproducerende virksomheder kun har en begrænset eksport og derfor betales der i nogen udstrækning afgifter fra danske skumproducenter. Fejlen, der begås hermed skønnes dog at være negligerbar og skyldes på bundlinjen udelukkende ændret skatteforvridning på afgiftsprovenuet. Hvis der ikke blev antaget fritagelse, ville skyggeprisen blive relativt større.

Investeringsomkostningerne er medregnet som de fulde omkostninger ved at installere det nye anlæg. Det betyder, at det implicit er antaget, at virksomhedernes gamle HFC anlæg alternativt ville kunne have fungeret fuldt ud lige så godt over hele tidshorisonten. I praksis ville man nok alligevel have skullet udskifte nogle af disse anlæg. Desuden må det forventes, at de nye anlæg - udover at anvende CO2 i stedet for HFC også er mere moderne og har forbedringer, der kan lede til potentielle gevinster for virksomhederne, f.eks. adgang til nye markeder. Således er investeringsomkostningerne sandsynligvis overvurderet en smule.

Øvrige omkostninger som indkøringstid, træning af medarbejdere og fejlproduktion anses for ubetydeligt og indgår derfor ikke i beregningen.

Da størstedelen af industrien i praksis er fritaget for denne afgift medregnes afgiften ikke i de efterfølgende beregninger. Hvis industrien rent faktisk havde betalt afgiften ville der have været negative substitutionsomkostninger, dvs. en gevinst ved at foretage substitutionen. I dette tilfælde ville man således forvente, at producenterne selv foretog substitutionen uden bekendtgørelsen.

Delresultatet for producenter med opskumning ses nedenfor:

Tabel 3.18: Substitutionsomkostninger for purskum-industrien, 1000 kr.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Investeringer	0	0	30215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Drift	0	0	0	-758,92	-758,92	-758,92	-758,92	-758,924	-758,924	-758,92434	-758,924	-758,9243	-758,924	-758,924	-758,9243	-758,924	-758,924	-758,9243

Note: Pga. en fejl i beregningsmetoden er denne tabel opdateret i forhold til rapportversionen fra november 2002.

Omkostninger for staten

Da bekendtgørelsens virkning analyseres i forhold til et referencescenarie med en forholdsvis høj afgift på industrielle drivhusgasser, betyder bekendtgørelsen et tab af alternativt afgiftsprovenu fra HFC-afgiften. Med afgifter på henholdsvis 130 kr./kg for HFC 134a og 326 kr./kg for HFC 404a bliver statens tab af afgiftsprovenu således som følger (der er antaget afgiftsfritagelse for HFC-134a til opskumning):

Tabel 3.19: Tabt skatteprovenu for staten, mio. kr.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HFC 134a	0	0	0	0,0	3,9	7,0	9,5	11,3	12,7	13,8	14,6	15,2	16,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,4
HFC 404a	0	0	0	0	134,8	154,6	170,2	182,8	193,1	201,6	208,3	212,0	218,6	218,9	219,1	219,3	219,4	219,5
I alt	0	0	0	0,0	138,7	161,6	179,7	194,2	205,8	215,4	222,9	227,2	234,8	235,2	235,4	235,6	235,8	235,9

Note: Pga. en fejl i beregningsmetoden er denne tabel opdateret i forhold til rapportversionen fra november 2002.

CO₂ effekt

Udslippet af drivhusgas sker i høj grad i forbindelse med det løbende forbrug af produkterne (kølediske og køleskabe) og kun i meget lille grad i forbindelse med produktion. Således sker udledningen løbende over forbrugsperioden og vil bortskaffelse af produkter og reduktionerne som følge af forbudet vil tilsvarende finde sted over en længere årrække.

Reduktion i udledning af drivhusgasserne er estimeret og fremgår i Tabel 3.20 nedenfor.

Tabel 3.20: Estimerede ændringer i udledning af drivhusgasser og tilhørende CO₂-kvivalenter

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
køleanlæg																		
HFC 134a	0	0	0	0	-1	-24	-43	-59	-72	-83	-92	-102	-110	-116	-121	-124	-126	-128
CO2-ækv.	0	0	0	0	-1260	-31515	-56378	-76819	-93630	-107463	-118851	-132576	-143232	-150958	-156744	-161055	-164248	-166599
HFC 404a	0	0	0	0	-14	-130	-225	-304	-369	-423	-513	-549	-577	-599	-616	-630	-641	-649
CO2-ækv.	0	0	0	0	-46608	-422442	-732946	-989584	-1201779	-1377277	-1671895	-1787750	-1880384	-1951626	-2008147	-2053064	-2088373	-2114293
Opskumning	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HFC 134a	0	0	0	-40	-47	-53	-59	-65	-71	-76	-81	-86	-91	-95	-100	-104	-108	-111
CO2-ækv.	0	0	0	-51997	-60748	-69105	-77086	-84708	-91987	-98938	-105577	-111916	-117971	-123753	-129275	-134548	-139584	-144394
I alt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2-ækv.	0	0	0	-52187	-109481	-523927	-867275	-1151975	-1388260	-1584543	-1897187	-2033107	-2142452	-2227201	-2295030	-2349532	-2393070	-2426150

Note: Pga. en fejl i beregningsmetoden er denne tabel opdateret i forhold til rapportversionen fra november 2002.

Emissionerne af HFC'erne er omregnet til CO2-ækvivalenter ved hjælp af internationalt beregnede parametre for deres "global warming potential", udtrykt som GWP. Disse størrelser er på 1300 og 3260 for henholdsvis HFC 134a og HFC 404a.

3.3.5 Samlet vurdering: Reduktionspotentiale og CO₂-skyggepris

Den samlede samfundsøkonomiske effektvurdering ses i Tabel 3.21. I overensstemmelse med Finansministeriets retningslinjer er producenternes omkostninger forøget med nettoafgiftsfaktoren således at omkostningen svarer til "værdien" af omkostningerne, derved fremkommer bruttoomkostningen for producenter.

Tabel 3.21: Samlet samfundsøkonomisk effektvurdering af reduktion af industrielle drivhusgasser

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CO2 reduktion	Ton	0	0	0	52187	109481	523927	867275	1151975	1388260	1584543	1897187	2033107	2142452	2227201	2295030	2349532	2393070	2426150
Omkostning for proudcenter, nettopriser	1000 DKK	0	0	30215	-759	19426	24200	27938	30881	33212	35069	36507	37410	38970	39043	39096	39136	39165	39186
Omkostning for producenter, brutto	1000 DKK	0	0	35351	-888	22729	28314	32688	36131	38858	41031	42713	43769	45595	45680	45743	45789	45823	45847
Tabt skatteprovenue	1000 DKK	0	0	0	0	138695	161610	179704	194152	205831	215386	222909	227190	234819	235163	235421	235612	235751	235852
Værdi af tabt skatteprovenue	1000 DKK	0	0	0	0	162273	189084	210254	227157	240823	252002	260804	265812	274738	275141	275443	275666	275829	275947
Skatteforvridningsfaktor	1000 DKK	0	0	0	0	27739	32322	35941	38830	41166	43077	44582	45438	46964	47033	47084	47122	47150	47170
Samlet omkostning	1000 DKK	0	0	35351	-888	212740	249719	278882	302119	320847	336110	348099	355019	367297	367854	368269	368577	368802	368965

Note: Pga. en fejl i beregningsmetoden er denne tabel opdateret i forhold til rapportversionen fra november 2002.

Det reducerede skatteprovenu giver anledning til et skatteforvridningstab, da dette provenue må dækkes af en tilsvarende stigning af andre skatter. Der er blandt fagfolk en igangværende diskussion om hvorvidt der bør regnes med skatteforvridning på et ændret afgiftsniveau. Finansministeriet notat "En omkostningseffektiv opfyldelse af klimaforpligtelsen - Notat vedrørende analyse- og beregningsmetode" anbefaler implicit, at der også regnes med skatteforvridningsfaktor på afgiftsændringer, hvilket da også umiddelbart forekommer mest konsistent når der regnes skatteforvridning på andre offentlige udgifter. Der er derfor også i dette tilfælde regnet med skatteforvridning.

Ligeledes forhøjes skatteprovenuet med nettoafgiftsfaktoren. Finansministeriet forholder sig ikke eksplicit til, om dette er korrekt, men flg. argumentation er baggrunden. Hvis det offentlige forærer 117 DKK. til forbrugerne kommer der 17 kr. retur i form af forøgede afgiftsindtægter via forbrugernes forbrug af varer (de 17 DKK svarer til en nettoafgiftsfaktor på 0,17). dvs. det offentlige har haft

en udgift på 100 DKK, der har givet forbrugerne forbrugsmuligheder for 117 DKK i markedspriser. Hvis en forøget skat på industrigasser giver et forøget provenue på 100 DKK skal dette således forøges med nettoafgiftsfaktoren for at få værdien for forbrugerne målt i markedspriser. Tilsvarende bør en reduceret afgiftsindtægt skaleres med nettoafgiftsfaktoren. Denne fremgangsmåde er også blevet anvendt af DØRS i Dansk Økonomi, Forår 2002, men der kan også argumenteres fagligt for at nettoafgiftsfaktoren *ikke* bør anvendes på skatteprovenuet. Det endelige valg af fremgangsmåde bør træffes af Finansministeriet.

Hvis de samlede omkostninger diskonteres med en diskonteringsrente på 6 pct. fås en **CO2 skyggepris på 214 DKK/ton CO2**. Med en diskonteringsrente på 3 pct. fås en skyggepris på 206 DKK/ton CO2, dvs. skyggeprisen afhænger kun i mindre grad af diskonteringsrenten. Hvis det reducerede skatteprovenue ikke skaleres med nettoafgiftsfaktoren bliver skyggeprisen 187 DKK/ton, dvs. resultatet er heller ikke særligt følsomt overfor dette.¹⁵

Reduktionspotentialer er beregnet til **gennemsnitligt 1,1 mio. ton CO2 ækvivalenter i perioden 2008-2012**. Således har tiltaget en vis CO2 reducerende effekt når der ses på denne periode isoleret. Det skiller sig ikke ud ved at være en meget billig måde at reducere emissionen af drivhusgasser. Det er vigtigt at være opmærksom på de langsigtede effekter, hvor den aktuelle emission reduceres betydeligt frem til 2025 som følge af substitutioner til andre anlæg. Et andet aspekt der skal tages højde for ved vurdering af effekten er, at anvendelsesforbudet mod *ozonlagnedbrydende stoffer* som HCFC-22 betyder, at der sker en substitution til HFC'er, selvom også dette område er reguleret og det forventes alt andet lige at give en stigning i HFC-forbruget fra 2002.

Beregningerne af omkostninger og reduktionspotentialer er ret sikre. For at udspænde usikkerhedsrummet er der dog også foretaget en usikkerhedsberegning på investeringsomkostningerne. Hvis investeringsomkostningerne til køleanlæg er 50 pct. mindre eller større bliver den samlede skyggepris henholdsvis 178 DKK/ton og 249 DKK/ton. Tilsvarende fås med 50 pct. variation af investeringerne i PUR skum industrien at den samlede skyggepris varierer mellem 212 og 215 DKK/ton. Således er usikkerhedsintervallet begrænset selv for store variationer i investeringsomkostningerne.¹⁶

3.4 CO₂ deponering

3.4.1 Indledning

Danmark er meget afhængig af fossile brændsler til energiproduktion, og en stor del af CO₂ udledningerne stammer herfra. Målsætningen har hidtil været at reducere disse gennem udviklingen af vedvarende energiformer. Denne udvik-

¹⁵ Pga. en fejl i beregningsmetoden er tallene i dette afsnit opdateret i forhold til rapportversionen fra november 2002.

¹⁶ Pga. en fejl i beregningsmetoden er tallene i dette afsnit opdateret i forhold til rapportversionen fra november 2002.

ling tager dog tid, og der er således også brug for andre tiltag, hvis målsætningerne fra Kyoto-protokollen skal overholdes.

En mulighed vil være, at deponere CO₂ i undergrunden og på denne måde undgå udslip med klimaændringer til følge. Metoden kan virke kontroversiel, og bliver fra nogle sider af samfundet kritiseret som miljømæssigt usikker på lang sigt.

Ikke desto mindre har metoden et betydeligt CO₂ reduktionspotentiale, og kan derfor være et godt supplement indtil udviklingen af nye energiformer er så langt at udledningerne fra energiproduktionen er begrænsede.

Internationalt findes der en række eksempler på CO₂-deponering. På det norske Sleipner gasfelt, for eksempel, indeholder naturgassen en naturlig komponent af CO₂ som separeres og pumpes ned i et saltvandsholdigt sandlag godt 1 km nede. Siden 1996 er der årligt lagret ca 1 million tons CO₂ om året.

Endvidere findes der på verdensplan mere end 70 eksempler på at CO₂ anvendes til forbedret olieindvinding. Metoden anvendes specielt i USA, hvor der er erfaring for at olieindvindingen øges med mellem 6 og 15 pct. af den fundne olie. Den forøgede olieindvinding udgøres således af olie som ellers ville være blevet efterladt i reservoiret. I det Canadiske Weyburn oliefelt, som består af karbonatreservoirer, er der i år påbegyndt CO₂ injektion og det forventes at indvindingsgraden vil stige fra 36 pct. til ca. 50 pct.. Ca. 3 millioner tons CO₂ pr år kommer via en 300 km lang rørledning fra et kulgassificeringsanlæg i North Dakota.

CO₂ deponering kan foregå på flere måder. Overordnet kan der for Danmarks vedkommende skelnes mellem to metoder, der synes realistiske og miljømæssigt forsvarlige. Disse er følgende:

1. Offshore CO₂ deponering: Deponering af store punktkilders CO₂ udledninger i oliefelter i Nordsøen.
2. Akvifer-deponering: Deponering af de enkelte store punktkilders CO₂ udledninger lokalt i undergrunden inden for få kilometers afstand fra den enkelte punktkilde.

Inden for offshore deponering kan der igen skelnes mellem deponering i eksisterende oliefelter versus deponering i gamle oliefelter. Ved deponering i eksisterende oliefelter vil der være mulighed for at øge olieudvindingen fra disse. Den mulighed eksisterer ikke ved deponering i gamle oliefelter. Generelt for offshore løsninger gælder det, at der kræves store initial investeringsomkostninger, dvs. der vil som udgangspunkt være behov for forøget olieudvinding, hvis det skal være attraktivt sammenlignet med deponering på land.

Akvifer-løsningen har på den anden side mindre investeringsomkostninger i udgangspunktet, idet systemet etableres individuelt for hver punktkilde. Til gengæld er der ingen yderligere gevinster at hente fra denne deponering.

Det er i diskussionen af deponeringsprojekter blevet fremhævet af bl.a. miljøorganisationer, at der er en risiko for at den deponerede CO2 slipper ud. Teknikere vurderer imidlertid denne risiko til at være meget lille. Denne anke er således ikke behandlet yderligere.

Det er desuden fremhævet i debatten, at deponering er en midlertidig løsning, der kan stå i vejen for mere permanente løsninger, såsom forøget anvendelse og udvikling af vedvarende energi. Andre har fremhævet, at deponering kan give et "pusterum" indtil der udvikles mere permanente løsninger. Denne diskussion er ikke taget med i analyserne. Det må dog fremhæves at analyserne rækker frem til 2030, og at omkostninger der ligger efter 2030 i en samfundsmæssig analyse tildeles meget lille vægt som følge af diskonteringen.

3.4.2 Deponering i Nordsøen

Deponering i Nordsøen vil være et omfattende projekt og må sandsynligvis involvere flere lande, dvs. Danmark, Norge og England. Da vi her er interesserede i de omkostninger og gevinster, herunder reduktionspotentiale, der tilfalder Danmark, må der gøres nogle antagelser om fordelingen heraf landene imellem. I praksis vil denne fordeling dog afhænge af, hvordan den konkrete aftale mellem landene formuleres.

Der regnes på et forslag til et deponeringsprojekt som er udført i et samarbejde mellem Elsam og Kinder Morgan. Kinder-Morgan er et amerikansk selskab, der udvinder CO2 fra naturlige kilder og leverer det gennem et rørledningssystem oliefelter i Texas. Projektet hedder i daglig tale CENS (CO2 for EOR in the Northsea).

Der anvendes data baseret på analyser foretaget af CENS. CENS har ikke ønsket at stille alle nødvendige data til rådighed for konsulenten. Begrundelsen herfor er, at det forventes at blive et nyt forretningsområde for projektdeltagerne og man derfor ikke ønsker at oplyse alle data pga. forretningshemmelighed. Dette betyder at beregningerne delvist er baseret på data, der ikke umiddelbart kan verificeres. CENS og konsulenten har haft en tæt dialog om fortolkningen af data, og CENS har bekræftet at data er anvendt korrekt. Dette betyder dog ikke at CENS nødvendigvis er enig i beregningerne, f.eks. vedrørende crowding out antagelsen og diskontering af emissionen. CENS angiver desuden, at deres data vedrørende CO2-opsamling samt transport er foreløbige, men baseret på feasibility studier, hvorimod data vedrørende oliefelter er foreløbige og behæftet med en del usikkerhed om parameterstørrelser etc. Således er der en betydelig usikkerhed i beregningerne.

Beskrivelse af projektet

Det antages, at der etableres et projektselskab for deponering i Nordsøen. Dette projekt omfatter anlæg til opsamling og tryksætning af CO2 ved store centrale kraftværker i Danmark og England, samt et transportsystem for CO2 i Nordsøen, der betyder, at der kan deponeres CO2 primært i den norske og engelske sektor, men også i den danske. For Danmark er der regnet med opsamling af CO2 fra 8 centrale danske kraftværker.

CENS angiver, at der kan leveres CO2 an platform i Nordsøen til en gennemsnitlig pris på 35 \$/ton. Det må formodes at denne pris som minimum giver producenterne af CO2 og transmissionsselskabet en markedsmæssig forrentning af investeringer og øvrige omkostninger, og at der er inkluderet en vis risikopræmie for eventuelle usikkerheder.

Olieproducenterne vil have fordel af at deponere CO2. CO2 ændrer oliens fysiske egenskaber, hvilket medfører, at der kan produceres mere olie fra et felt med CO2 deponering, end ellers. I dag anvendes i Nordsøen injektion af vand eller reinjektion af naturgas for at tryksætte olien og dermed forøge produktionen. Injektion af CO2 er dog mere effektiv end disse alternativer. Injektion af CO2 er en velkendt teknologi, der blandt andet anvendes i oliefelter i USA. GEUS angiver, at olieselskaberne i USA betaler 12-18\$ per ton CO2, der udvindes fra naturlige kilder i undergrunden. CENS forventer, at olieselskaberne i Nordsøen vil være villige til at betale en tilsvarende pris, dvs. ikke så høj som de 35 \$/ton elseskaberne kan levere CO2 til.

Der vil nedenfor blive foretaget beregninger af den pris olieselskaberne kan betale i Nordsøen. Forskellen mellem købs- og salgspris skal dækkes ved salg af CO2 kvoter til f.eks. de deltagende lande. Den forøgede olieproduktion giver anledning til en indtjening hos landene i form af forøgede skatteindtægter, der i en samfundsmæssig beregning betyder, at skyggeprisen på deponeret CO2 bliver lavere end forskellen mellem købs- og salgspris.

Der vil konkret blive regnet på et projekt, hvor der leveres CO2 an platform til 35 \$ per ton CO2, og hvor deltagerlandene betaler en pris for emissionsreduktioner på 18 \$/ton CO2, dette giver olieselskaberne en forrentning på ca. 22 pct. p.a., hvilket er væsentligt højere end en normal forrentning af investeringer. Der er dog betydelig usikkerhed forbundet med olieudvinding i Nordsøen, og denne usikkerhed stiller større forrentningskrav end normalt. Det bør dog i de konkrete forhandlinger om projektet sikres, at kvoteprisen ikke sættes så højt, at olieselskaberne får overnormal profit, selv når usikkerheden er taget i betragtning.

Projektet vil give anledning til en række ændrede skattebetalinger, f.eks. selskabsskat, indkomstskat, kulbrinteskot og anden royalty i Nordsøen. I beregningen er der i overensstemmelse med Finansministeriets vejledning antaget fuld crowding out på input ressourcer. Dette implicerer i praksis fsv. angår skattebetalinger, at kun indtægt fra overnormal beskatning medregnes som en gevinst fra projektet. Crowding out antagelsen betyder, at kapital og arbejdskraft input bliver fjernet fra et andet sted i økonomien, hvor de også ville generere normal indkomst og selskabsskat.

Crowding out antagelsen er primært rimelig i en situation med fuld beskæftigelse. I dette tilfælde er der tale om kapitalintensive investeringer fra internationale selskaber, og med stor anvendelse af udenlandsk arbejdskraft. Det kan derfor diskuteres, om crowding out antagelsen er rimelig, hvor der kan argumenteres for, at der kun i begrænset omfang fortrænges indenlandske ressourcer. Hvis der ikke antages crowding out vil skyggeprisen blive væsentligt lavere, end beregnet nedenfor. For at sikre at beregningen er konsistent med de øv-

rige beregninger er der dog antaget fuld crowding out, og derfor kun medregnet indtægter fra overnormal beskatning.

Alle nettoomkostninger for private er forhøjet med nettoafgiftsfaktoren for at afspejle deres værdi i markedspriser. Alle offentlige betalingsstrømme er forhøjet med nettoafgiftsfaktoren (0,17). Derved opgøres den offentlige sektors omkostninger i markedspriser, og er dermed sammenlignelig med øvrige omkostninger ved projektet. Dette er konsistent med Finansministeriets vejledning.

Der er medregnet et skatteforvridningstab på 20 pct. af betalingsstrømmen. Dette er konsistent med Finansministeriets vejledning og de øvrige beregninger i denne rapport.

I de primære beregningerne antages det, at landene fordeler omkostningerne og gevinsterne således, at CO₂ skyggeprisen vil blive ens i de 3 lande. Det svarer til at lave beregningerne for et geografisk område omfattende de 3 lande i stedet for Danmark isoleret. Hvorvidt skyggeprisen bliver ens i de tre lande afhænger af den mere præcise udformning af en international aftale. Som eksempel er gennemregnet et alternativ, hvor landene hver især køber emissionsreduktioner svarende til den deponerede mængde fra det pågældende land, men hvor ændrede indtægter fra overnormal beskatning tilfalder det land, der som udgangspunkt har indtægten. Dette betyder i praksis, at lande, men en stor forøget olieproduktion, f.eks. Norge vil få en lavere skyggepris, end f.eks. Danmark.

For offentlige omkostninger og udgifter i Norge og England er der regnet med samme nettoafgiftsfaktor og skatteforvridning som i Danmark. Dette korresponderer ikke nødvendigvis med den officielle beregningsmetode i disse lande, men sikrer konsistente beregninger på tværs af lande.

Samfundsøkonomisk konsekvensvurdering

Den deponerede mængde CO₂ i de forskellige dele af Nordsøen er angivet i Tabel 3.24. Det fremgår, af tabellen, at der i CENS projektet pt. regnes med store potentialer for deponering i norske og engelske olieletter. Dette skyldes bl.a. at disse letter er mere modne mht. EOR end letterne i den danske sektor. Deponeringen fra projektets CO₂- producenter fordeler sig med ca. 1/3 fra danske kraftværker på danske og 2/3 fra engelske kraftværker.

Tabel 3.25 viser de samlede økonomiske konsekvenser af projektet for olie- og elsekskaberne. Elsekskabernes økonomi er beregnet på baggrund af en salgspris på 35\$/ton, som CENS forventer, vil være elsekskabernes salgspris an platform. De 35\$/ton omfatter således drifts- og investeringsomkostninger for absorption af CO₂, tryksætning samt transport til olieletterne. Som det fremgår af tabellen er det antaget, at de 35\$/ton CO₂ svarer til Elsekskabernes omkostning med en normal forrentning. Det kan ikke udelukkes, at CENS i de 35 \$/ton har medregnet en overnormal forrentning. Dette kan dog hverken be- eller afkræftes af CENS. En analyse af dette kræver adgang til mere detaljerede data for CENS.

Opsamling, separation og tryksætning af CO₂ kræver forbrug af el og procesdamp, hvorfor netto-elproduktionen på et kulfyret kraftværk med CO₂ opsamling vil blive reduceret med ca. 25 pct. Omkostningen til forbrug af procesdamp

og el er medregnet i omkostningen. I praksis er det ikke alle anlæg, der på et hvert tidspunkt kan forøge produktionen med 25 pct., da de af og til vil producere på kapacitetsgrænsen. I disse tilfælde vil elproduktionen på det pågældende anlæg falde som følge af CO2 opsamling, og der må suppleres med anden elproduktion eller import. Det er i beregningen implicit antaget at omkostningen og CO2 emissionen fra disse kilder svarer til omkostningen fra anlægget med CO2 opsamling, og der er således regnet med en elpris på 25 \$/MWh, der kan dække de langsigtede marginalomkostninger på et centralt kulfyret kraftværk.

Der opsamles ca. 90 pct. af CO2 produktionen, Dvs. et anlæg, der uden CO2 opsamling udleder 100 ton CO2 udleder med opsamling $(100 \cdot 1,36) \cdot (1 - 0,9) = 13,6$ ton, dvs. en netto reduktion på 86,4 pct. Således er netto reduktionen ca. 4 pct. mindre, end den deponerede mængde. Der er taget højde for dette i beregningen af skyggeprisen, der altså er beregnet i forhold til nettoemissionsreduktionen. Hvis skyggeprisen alternativt blev beregnet i forhold til den deponerede mængde, dvs. bruttoemissionsreduktionen ville skyggeprisen være ca. 4 pct. lavere.

Der er i dag et stigende problem med tilvejebringelse af tilstrækkelig kapacitet på det liberaliserede elmarked, hvorfor en reduceret kapacitet kan være problematisk set fra samfundets synsvinkel. Det bør dog bemærkes, at et anlæg med CO2 opsamling i en spidslastperiode kan slå CO2 opsamlingsanlægget fra, og derved udgøre en ekstra kapacitet, der er til rådighed, når den er mest nødvendig. Dette vurderes ikke at give de store problemer for olieselskaberne, da det præcise leveringstidspunkt for CO2 af tekniske årsager ikke er afgørende for olieproduktionen.

Beregning af olieselskabernes økonomi er baseret på data fra CENS. CENS fremhæver at data er foreløbige, og baseret på usikre antagelser.

Det er oplyst, at olieselskabernes økonomi er baseret på følgende væsentlige inputparametere:

- Forøget olieproduktion: 3,17 bbl/ton CO2 (denne størrelse er dog antaget at falde for oliefelter, der nærmer sig udtømming)
- Forøget olieproduktion: 10 pct. af OOIP (oil in place)
- Responstid: 2 år. (den tid, der går fra CO2 injiceres i et oliefelt til den forøgede olieproduktion konstateres)

Derudover er der indregnet omkostninger til investeringer på offshore-installationerne og øgede driftsomkostninger.

Økonomien er beregnet på baggrund af en oliepris på 19,6 \$/bbl i 2003 stigende til 23,3 i 2020 og derefter uændret, hvilket svarer til Energistyrelsens prognose. Desuden er der antaget en CO2 købspris på 35 \$/ton samt en salgspris for CO2 kvoter på 18\$/ton. Dvs. CENS forventer, at olieselskaberne vil være villige til

at betale 17\$/ton CO2. Dette kan sammenholdes med den amerikanske CO2 handelspris på 12-18 \$/ton, dog under erindring af, at forholdene for olieproduktion i Texas og Nordsøen er meget forskellige.

Samlet giver dette en forrentning af olieselskabernes investering på ca. 22 pct., hvilket CENS anser for at være nødvendigt for olieselskabernes deltagelse. Hvis olieselskaberne kan acceptere en lavere forrentning via en lavere kvotepris, vil den offentlige omkostning blive tilsvarende lavere. Dette vil via skatteforvridningen give en samfundsøkonomisk gevinst, selvom olieselskabernes omkostninger er uændrede.

Tabel 3.26 viser den samfundsøkonomiske konsekvensberegning af projektet. I de fleste år har de private sektorer en nettogevinst, mens de offentlige sektorer har en nettoudgift.

I denne beregning er der for alle involverede parter regnet med en diskonteringsfaktor på 6 pct. p.a. Det betyder, at olieselskaberne har en positiv nettonutidsværdi, da deres investering jo forrentes med 22 pct. p.a. De offentlige sektorer i landene har en negativ nettonutidsværdi. Det fremgår ydermere, at der som ellers i denne rapport er regnet i markedspriser, og medregnet et skatteforvridningstab for de offentlige udgifter.

Tabel 3.22 viser skyggeprisberegningen af det samlede projekt, dvs. svarende til en samfundsøkonomisk vurdering for de involverede lande under et. Den beregnede CO2 skyggepris er på 46 DKK/ton. Det gennemsnitlige netto reduktionspotentiale i 2008-2012 er på 13,7 ton per år. Dette er et markant højere potentiale, end de øvrige tiltag, der er analyseret i denne rapport.

Tabel 3.22 Skyggeprisberegning af det samlede projekt

Diskonteret emission	Mio ton	478
Diskonteret omkostning	Mio. DKK	21819
CO2 skyggepris	DKK/ton	46
DK 2008-2012 gns. Potentiale	Mio ton	13,7

Kilde: Data fra CENS samt egne beregninger.

Den overnormale beskatning af olien i Nordsøen er højere i Norge end i Danmark. Da der samtidig deponeres mest CO2 i den norske sektor forøges den norske skatteindtægt mere end den danske. Dette betyder, at skyggeprisen for Norge vil være lavere end for Danmark, hvis der ikke foretages overførsler mellem landene der udligner forskellen. For at illustrere dette er der foretaget en beregning af de rent danske konsekvenser, hvis alle landene betaler 20 \$/ton CO2, og der ikke foretages udlignende overførsler. Tabel 3.27 viser resultatet af denne beregning, og Tabel 3.23 viser den heraf beregnede skyggepris. Det fremgår, at den danske skyggepris bliver på 157 DKK/ton.

Tabel 3.23 Skyggeprisberegning af den danske deltagelse

Diskonteret reduktion	Mio ton	136
Diskonteret omkostning	Mio DKK	21223
CO2 skyggepris	DKK/ton	157
DK 2008-2012 gns. Potentiale	Mio ton	13,7

Kilde: Data fra CENS samt egne beregninger.

Hvis der alternativt anvendes en kalkulationsrente på 3 pct. p.a. bliver skyggeprisen 17 DKK/ton for det samlede projekt og 149 DKK/ton for den Danmark, hvis der ikke sker udlignende overførsler.

Hvis Elselskabernes omkostninger alternativt antages at være 40 \$/ton, og kvoteprisen derfor 23 \$/ton vil skyggeprisen stige til 100 DKK/ton for det samlede projekt og 211 DKK for den danske del. CENS forventer dog ikke, at prisen vil stige ud over et niveau på 35 \$/ton. Tilsvarende, vil skyggeprisen, hvis elsel-skabernes omkostninger er 30 \$/ton være -9 DKK/ton og 102 DKK/ton for hhv. det samlede projekt, og den danske del. Det kan ikke udelukkes, at elsel-skabernes omkostninger vil falde i takt med at teknologien udvikles til opsamling i stor skala.

CENS har foretaget yderligere følsomhedsberegninger af skyggeprisen. Disse beregninger er dokumenteret i et notat, der er vedlagt som bilag. Det skal understreges, at beregningerne er udført af CENS, og at COWI ikke kan gøres ansvarlig for disse beregninger. Det fremgår af CENS-notatet, at resultatet er meget følsomt over for olieprisforventningen.

Hvad koster det at reducere CO2 mankoen?

Tabel 3.24 Deponeret mængde CO2

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Danmark	Mio. ton	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	6,5	8,1	8,1	8,1	8,1	6,5	6,5	4,9	4,9	4,9	3,3	3,3	3,3	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Norge	Mio. ton	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	8,1	10,1	12,4	12,8	16,2	28,0	39,3	41,0	39,4	39,4	37,2	32,2	30,0	27,9	24,6	24,6	22,4	19,1	19,1	14,6	12,5	11,6
England	Mio. ton	0,0	0,0	0,0	8,7	22,7	31,0	41,2	43,2	43,2	38,9	37,1	32,5	28,7	28,7	24,1	22,3	22,3	17,8	13,4	13,4	11,4	9,6	9,6	4,1	4,1	0,0	0,0	0,0
Deponeret fra danske kraftværker	Mio. ton			0,0	5,1	7,1	11,2	11,2	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	11,1	9,1	5,1	5,1	0,0

Bemærk: Tabellen viser deponeret mængde. Nettoemissionsreduktionen er ca. 4 pct. lavere.

Kilde: Data fra CENS samt egne beregninger.

Tabel 3.25 Økonomiske konsekvenser for olie- og elsekskaber i alt i Danmark, Norge og England

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Indtægt for elproducenter	mio. DKK	0	0	0	2326	6078	8947	13214	15181	16652	16046	16493	18409	20419	20438	18778	17865	17285	14707	12532	11951	10522	9609	8592	6212	6212	3925	3349	3110
Udgift for elproducenter	mio. DKK	0	0	0	2326	6078	8947	13214	15181	16652	16046	16493	18409	20419	20438	18778	17865	17285	14707	12532	11951	10522	9609	8592	6212	6212	3925	3349	3110
Nettoomkostning for elproducenter	mio. DKK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Olieindtægt for olieselskaber	mio. DKK	0	0	0	0	4112	10746	15819	23803	27860	31126	30526	31936	36270	40910	41641	38895	37599	33484	29506	26374	25152	20305	17303	16081	9482	9482	7757	
Driftsomkostning incl. køb af CO2 v. 35\$/t	mio. DKK	0	0	0	2332	6095	10688	17733	21765	26247	26961	28361	29785	32047	33194	32737	31834	30067	26849	23278	21423	18985	17694	15134	11696	11320	6850	6273	5503
Investeringsomkostning	mio. DKK	0	0	0	9993	0	10410	0	4124	0	0	5625	7022	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Skattebetaling v. \$35 pr. ton	mio. DKK	0	0	0	-700	-1829	-1811	-1745	-1610	-717	166	614	469	460	985	2581	2782	2522	3496	2795	2596	3091	3401	921	2139	2065	-84	1539	507
salg af kvoter til deltagerlande	mio. DKK	0	0	0	1196	3126	4601	6796	7807	8564	8252	8482	9467	10501	10511	9657	9188	8889	7564	6445	6146	5411	4942	4419	3195	3195	2018	1722	1599
Nettoindtægt for olieselskaber	mio. DKK	0	0	0	-10430	-1141	-10573	1554	-653	6836	8985	5008	2718	9929	12602	15249	16212	15195	14818	13857	11633	9710	9000	8669	6663	5890	4733	3392	3346
S samlede nettoomkostninger	mio. DKK	0	0	0	-10430	-1141	-10573	1554	-653	6836	8985	5008	2718	9929	12602	15249	16212	15195	14818	13857	11633	9710	9000	8669	6663	5890	4733	3392	3346

Kilde: Data fra CENS samt egne beregninger.

Tabel 3.26 Samfundsøkonomisk konsekvensberegning for samlede projekt

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CO2 reduktion	Mio. ton	0	0	0	8	22	32	47	54	60	57	59	66	73	73	67	64	62	53	45	43	38	34	31	22	22	14	12	11
Omkostning for private, nettopriser	Mio. DKK	0	0	0	10430	1141	10573	-1554	653	-6836	-8985	-5008	-2718	-9929	-12602	-15249	-16212	-15195	-14818	-13857	-11633	-9710	-9000	-8669	-6663	-5890	-4733	-3392	-3346
Omkostning for private, brutto	Mio DKK	0	0	0	12203	1335	12370	-1818	765	-7998	-10513	-5859	-3180	-11618	-14745	-17841	-18969	-17779	-17338	-16212	-13610	-11361	-10530	-10142	-7795	-6891	-5538	-3968	-3915
Offentlig udgift	Mio. DKK	0	0	0	1196	3126	4601	6779	7720	8458	8006	8132	8462	9220	9311	7972	7345	7340	5569	4560	4557	3608	3080	3181	1783	2016	1395	926	1060
Værdi af offentlig udgift	Mio. DKK	0	0	0	1399	3657	5384	7932	9032	9896	9367	9514	9901	10788	10894	9327	8593	8588	6516	5335	5332	4222	3604	3722	2087	2359	1633	1084	1240
Skatteforvridningsfaktor	Mio. DKK	0	0	0	239	625	920	1356	1544	1692	1601	1626	1692	1844	1862	1594	1469	1468	1114	912	911	722	616	636	357	403	279	185	212
Samlet omkostning	Mio. DKK	0	0	0	13841	5617	18674	7470	11341	3589	455	5282	8413	1014	-1988	-6919	-8906	-7723	-9708	-9965	-7367	-6418	-6310	-5784	-5352	-4130	-3626	-2699	-2463

Kilde: Data fra CENS samt egne beregninger.

Hvad koster det at reducere CO2 mankoen?

Tabel 3.27 Samfundsøkonomisk beregning af danske konsekvenser uden transfereringer mellem landene

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CO2 reduktion	Mio ton	0	0	0	5	7	11	11	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	11	9	5	5	0
Omkostning for private, nettopriser	Mio. DKK	0	0	0	0	0	0	0	3357	1381	414	-901	-1552	-1626	-2089	-2021	-1833	-1894	-1140	-1660	-1183	-934	-1280	690	0	0	0	0	0
Omkostning for private, brutto	Mio DKK	0	0	0	0	0	0	0	3928	1615	484	-1054	-1815	-1902	-2444	-2365	-2144	-2216	-1333	-1942	-1384	-1093	-1497	807	0	0	0	0	0
Offentlig udgift	Mio. DKK	0	0	0	709	986	1541	1541	2246	2246	2246	2246	2169	2169	2037	2037	2080	1940	2116	1984	1984	2159	2027	2246	1537	1260	705	705	0
Værdi af offentlig udgift	Mio. DKK	0	0	0	829	1154	1803	1803	2628	2628	2628	2628	2537	2537	2383	2383	2434	2270	2475	2321	2321	2526	2372	2628	1798	1474	825	825	0
Skatteforvridningsfaktor	Mio. DKK	0	0	0	142	197	308	308	449	449	449	449	434	434	407	407	416	388	423	397	397	432	405	449	307	252	141	141	0
Samlet omkostning	Mio. DKK	0	0	0	971	1351	2111	2111	7005	4692	3561	2023	1155	1069	347	426	706	443	1565	776	1334	1865	1281	3884	2106	1726	966	966	0

Kilde: Data fra CENS samt egne beregninger.

3.4.3 Akvifer deponering¹⁷

Med akvifer deponering menes her deponering i undergrunden på land. Der er i den danske undergrund gode muligheder for at deponere CO2 under jordlag, der forhindrer udslip af CO2. Derfor analyseres i dette afsnit et sådant alternativ, hvor CO2 deponeres i undergrunden på land i depoter, der ligger relativt tæt på kilden til CO2 emission.

Deponering lokalt i nærheden af de enkelte punktkilder kræver (ligesom off-shore deponering), at CO2-produktionen er høj for at deponeringen skal være rentabel. Desuden er det nødvendigt, at undergrunden i den umiddelbare nærhed (op til 30-50 km) af punktkilden er anvendelig til deponering.

I dette afsnit præsenteres beregninger af omkostningerne ved et projekt, hvor der deponeres CO2 fra flg. områder:

- Kalundborg
- København
- Aalborg
- Århus
- Odense
- Esbjerg
- Fredericia
- Skælskør

I alle disse områder er der placeret centrale kraftværker, men der er i flere tilfælde også indeholdt CO2 opsamling fra andre kilder.

Beregningerne er foretaget på baggrund af data beregnet af GEUS. GEUS har på baggrund af informationer fra Energistyrelsen og DMU lavet en sammestilling af industrivirksomheder og kraftværker med en CO2 emission, der overstiger 200.000 ton/år. Ved en sammenlægning af enkeltkilder inden for geografisk veldefinerede områder er det muligt at udpege en række delområder med et samlet bidrag på mere en 1 mio. ton CO2 per år, hvilket af GEUS er sat som minimumsgrænse for CO2 kilder. Disse områder tegner sig tilsammen for næsten halvdelen af det samlede danske CO2-udslip.

I undergrunden findes lag, som CO2 ikke kan trænge igennem. Under sådanne lag kan der deponeres CO2 under visse omstændigheder. For det første er det en forudsætning, at laget hvælver således CO2'en ikke kan slippe "langs siderne". Under sådanne hvælvinger skal der være et sandlag eller lignende, der indeholder vand. Ved deponering fortrænges vandet i lagene. I den danske undergrund er der generelt gode muligheder for deponering af CO2 på denne måde.

GEUS udpeger flg. mulige depoter:

- Havnsø
- Vedsted

¹⁷ Afsnittet er i vidt omfang baseret på notat v. Niels Peter Christensen, GEUS

- Thisted
- Voldum
- Gassum
- Horsens
- Tønder
- Rødby

GEUS anslår at det depot, der har den korteste levetid er Vedsted, der er relevant for deponering fra Aalborg. Her er levetiden anslået til 35 år. Dvs. alle depoterne vil være anvendelige gennem hele den anvendte beregningshorisont, nemlig frem til 2030. GEUS angiver dog, at skøn over lagringskapaciteterne er foreløbige og vil ændre sig efterhånden som yderligere data indhentes. Det kan således ikke helt udelukkes, at enkelte depoter ikke har tilstrækkelig kapacitet i beregningshorisonten.

Der vil være en marginalt højere risiko ved akvifer deponering, end ved deponering i Nordsøen. Hvis der mod forventning skulle ske et udslip vil der på land kunne samle sig CO₂ i lavninger. Dette vil kunne udgøre en forgiftningsrisiko for dyr og mennesker, der opholder sig i sådanne lavninger. Geologer vurderer dog, at risikoen for udslip fra undergrunden er meget lille. Det kan dog på baggrund af erfaringerne fra gaslageret i Tønder ikke udelukkes, at der vil være betydelig lokal modstand mod depoterne.

Afstanden fra kilde til depot er angivet i Tabel 3.28. Afstanden er målt som fugleflugtslinie og tager ikke hensyn til eksisterende arealanvendelse. Mere detaljerede GIS-baserede beregninger er under udarbejdelse af GEUS, men er endnu ikke tilgængelige. Det må forventes, at de mere detaljerede beregninger resulterer i større afstand.

Tabel 3.28 Afstand mellem CO₂-kilde og deponeringssted

Afstand til depot	km
Kalundborg	15
København	85
Aalborg	20
Århus	25
Odense	60
Esbjerg	70
Fredericia	45
Skælskør	60

Kilde: GEUS v. Niels Peter Christensen.

Det antages, at deponeringen finansieres udelukkende af offentlige midler. Dette svarer i princippet til antagelsen for deponering i Nordsøen, hvor nettoomkostningen ved deponeringen også er offentligt finansieret via købet af emissionsreduktioner fra CENS-projektet.

Hvis det alternativt blev antaget, at deponeringen blev påbudt for de centrale kraftværker ville disse være nødt til at hæve elprisen for at finansiere deponeringen. Dette ville betyde en ændret konkurrenceevne over for alternative ener-

giformer og udenlandske producenter, og sandsynligvis en ændre elpris og dermed ændret elefterspørgsel. Analyse af konsekvenserne af et sådant projekt kræver simulering af fremtidens elmarked med et passende simuleringsværktøj, f.eks. Balmorelmodellen. Dette er dels uden for rammerne af nærværende analyse, dels mere usikkert, end ved offentlig finansiering og samtidig mindre sammenligneligt med Nordsødeponering. Derfor er denne analyse ikke inkluderet her. I praksis kan der dog argumenteres for at lade elselskaberne bære omkostningen idet de derved får incitament til at reducere produktionen af CO2. Ligeledes vil det, hvis offentlig finansiering vælges, i praksis være nærliggende at lade elværkerne drive deponeringsanlæggene.

I Tabel 3.29 er angivet centrale antagelse vedrørende priser om opsamlet mængde.

Tabel 3.29 Centrale omkostnings og opsamlingskøn for akvifer deponering

	\$/ton	DKK/ton
Transportomkostning, 1 km	0,02	0,15
Separation og tryksætning	20	153
Geologisk lager	7,5	57
Opsamlet andel		0,9
Opsamlet andel, netto		0,86

Kilde: GEUS v. Niels Peter Christensen samt egne beregninger.

Omkostningen til separation og tryksætning dækker omkostningen til etablering og drift af anlæg til separation og tryksætning ved kilden, typisk centrale kraftværker. Såvel investerings- og driftsomkostninger er indeholdt i den angivne omkostning.

Omkostningen til transport dækker primært investering i - og vedligeholdelse af rørledninger fra kilden til depotet. Omkostningen kan variere betydeligt afhængig af, om der er tale om rørledninger i byområder eller landområder. Byområder er betydeligt dyrere, da der er større behov for underboringer under f.eks. veje og bygninger. Den angivne omkostning er udtryk for et gennemsnitsskøn.

Omkostningen til geologisk lager dækker investering i og drift af en brønd, der sender CO2 ned i undergrunden.

GEUS angiver, at der er tale om foreløbige grove skøn. Det har ikke været muligt at opnå data på et mere detaljeret niveau. Ligesom for deponering i Nordsøen har det ikke været muligt at indhente specifikke data for investerings- og driftsomkostningerne for opsamling, separation, tryksætning, transport og lagring. Således er omkostningen til de forskellige elementer kun opgjort som en samlet pris per ton CO2. GEUS angiver, at omkostningen til separation og tryksætning svarer til omkostningen anvendt af CENS i beregning af omkostningen ved levering af CO2 til platforme i Nordsøen. Transportomkostningen er baseret på data fra IEA, mens omkostningen til geologisk lager er baseret på GEUS' eget skøn.

CENS har ikke ønsket at levere specifikke data for separation og tryksætning, hvorfor der ikke kan garanteres fuld konsistens med beregningerne foretaget for deponering i Nordsøen.

Der regnes som for deponering i Nordsøen med at der kan opsamles 90 pct. af CO2 produktionen. Opsamling, separation og tryksætning medfører en væsentligt ringere energiefficiens på elværkerne, hvilket nødvendiggør forøget brændselsforbrug eller anden produktion, hvis eludbuddet skal opretholdes. Som for deponering i Nordsøen er således regnet med en nettoreduktion på 86,4 pct. af baselineemissionen, se afsnit om deponering i Nordsøen for nærmere forklaring. Omkostningen til brændselsforbrug er indeholdt i omkostningen til separation og tryksætning.

Den deponerede mængde fordelt på kilde er vist i Tabel 3.32. Fordelingen af emission på kraftværker svarer til den gennemsnitlige emission fra disse områder i perioden 1994-1999. Da der regnes med konstante enhedsomkostninger påvirker denne antagelse ikke skyggeprisen, men kun deponeringspotentiallet.

Den årlige samfundsøkonomiske omkostning ved deponeringen er beregnet i Tabel 3.33. Da det er antaget, omkostningen er fuldt offentligt finansieret, og da der ikke sker ændringer af priser eller andet for private, er omkostningen for private lig 0 i alle år.

Omkostningen for den offentlige sektor er således lig den samlede omkostning, dvs. til separation og tryksætning, transport fra kilde til depot jf. Tabel 3.29 samt deponeringsomkostningen.

Da omkostningen for den offentlige sektor er angivet som nettopriser multipliceres med nettoafgiftsfaktoren for at få opgjort omkostningen i markedspriser. Desuden tillægges et skatteforvridningstab, da omkostningen, ved et uændret offentligt serviceniveau, må finansieres med skattestigninger andre steder i økonomien, hvilket giver et skatteforvridningstab, jf. Finansministeriets vejledning. Der regnes med en nettoafgiftsfaktor på 17 pct. og et skatteforvridningstab på 20 pct.

Tabel 3.30 viser skyggeprisberegningen for akvifer deponering, når der diskonteres med 6 pct. Det fremgår af tabellen, at skyggeprisen er 311 DKK/ton CO2. Dette er betydeligt højere, end deponering i Nordsøen, og skyldes at der ikke er forøgede indtægter fra ekstra produceret olie, men modsat også at transportomkostningerne er mindre.

Som for deponering i Nordsøen ses et betydeligt potentiale for at reducere CO2 emission ved akvifer deponering, således er det gennemsnitlige potentiale i perioden 2008-2012 på godt 25 mio. ton per år.

Tabel 3.30 Skyggeprisberegning for akvifer deponering

Diskonteret reduktion	Mio. ton	337
Diskonteret omkostning	Mio. DKK	104767
CO2 skyggepris	DKK/ton	311
Gennemsnitligt potentiale	Mio. ton	25,17

Kilde: GEUS v. Niels Peter Christensen samt egne beregninger.

Deponering i Nordsøen kræver et vist volumen for at være rentabel. Dette gælder ikke i samme omfang for akvifer deponering, hvor der er mulighed for blot at deponere fra et enkelt anlæg. Det billigste kildeområde vil være Kalundborg, hvor skyggeprisen er 304 DKK/ton, se Tabel 3.31. Det fremgår af tabellen, at forskellen i deponeringsomkostninger er meget små, da den udelukkende skyldes forskelle i transportomkostning. Der er mulighed for, at der kan være stordriftsfordele i separations- og tryksætningsprocessen. Der er ikke taget højde for dette i beregningerne, da de er baseret på en enhedspris for separeret og tryksat CO2. Hvis der er stordriftsfordele i separation og tryksætning vil skyggeprisen falde relativt for de største CO2 producenter, dvs. særligt Kalundborg, København og Aalborg. Således er det sandsynligt, at en af de billigste kilder under alle omstændigheder vil være Kalundborg.

Tabel 3.31 Skyggeprisberegning for deponering fra individuelle anlæg

	Diskonteret omkostning	Diskonteret reduktion	Skyggepris
	Mio. DKK	Mio. ton	DKK/ton
Kalundborg	21489	71	304
København	21461	67	319
Aalborg	18031	59	305
Århus	12880	42	306
Odense	10547	34	314
Esbjerg	9155	29	316
Fredericia	6478	21	311
Skælskør	4728	15	314

Kilde: GEUS v. Niels Peter Christensen samt egne beregninger.

Hvis der som alternativ til en diskonteringsrate på 6 pct. anvendes en rate på 3 pct. ændres skyggeprisen ikke. Dette skyldes beregningsgrundlaget, der anvender konstante enhedsomkostninger ved emissionsreduktion og antages uændret emissionsniveau.

Der er som ved deponering i Nordsøen usikkerhed om omkostningen ved separation og tryksætning ved deponering på land, da teknologien ikke p.t. anvendes i så stor en skala. Der er derfor foretaget en følsomhedsanalyse, for hhv. 20 pct. højere og lavere separations- og tryksætningsomkostninger. Herved bliver skyggeprisen hhv. 354 DKK/ton og 267 DKK/ton. Således vil selv betydelige reduktioner i denne omkostning ikke gøre tiltaget konkurrencedygtigt over for de øvrige analyserede tiltag. Det bør desuden bemærkes, at hvis separations- og tryksætningsomkostningen falder, vil den falde tilsvarende for Nordsødeponering, og dermed gøre dette alternativ tilsvarende billigere.

Transportomkostningen er relativt lille, og selv betydelige ændringer i transportomkostningen ændrer ikke skyggeprisen i nævneværdigt omfang.

Lagringsomkostningen er behæftet med en betydelig usikkerhed, hvorfor der er lavet en følsomhedsanalyse med 50 pct. højere og lavere lagringsomkostning. Dette ændrer skyggeprisen til hhv. 352 DKK/ton og 269 DKK/ton.

Samlet set kan konkluderes, at akvifer deponering er et relativt dyrt alternativ, og at selv betydelige reduktioner i omkostningerne ikke kan bringe omkostningen ned på et niveau der er konkurrencedygtigt i forhold til de øvrige analyserede alternativer.

Hvad koster det at reducere CO2 mankoen?

Tabel 3.32 CO2 reduktion ved akvifer deponering, fordelt på kilder

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Kalundborg	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27	5,27
København	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01	5,01
Aalborg	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41
Århus	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14
Odense	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
Esbjerg	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
Fredericia	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Skælskør	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
I alt	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17	25,17

Kilde: GEUS v. Niels Peter Christensen samt egne beregninger

Tabel 3.33 Årlig samfundsøkonomisk omkostning ved akvifer deponering af CO2

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CO2 reduktion	Mio. ton	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17	25.17
Private omkostninger	Mio.DKK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
offentlig omkostning, nettopriser	Mio. DKK	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704	5704
Offentlig omkostning, markedspriser	Mio. DKK	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674	6674
Skatterforvridningstab	Mio. DKK	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141	1141
Samlet omkostning	Mio. DKK	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815	7815

Kilde: GEUS v. Niels Peter Christensen samt egne beregninger

4 Screening af reduktionspotentiale for metan i spildevand

Ved behandling af spildevand kan der ske udslip af tre drivhusgasser: CO₂, metan og lattergas. CO₂ dannes primært ved aerob nedbrydning af det organiske stof i spildevandet, metan dannes ved anaerob nedbrydning af det organiske stof og en mindre mængde lattergas dannes i forbindelse med kvælstoffjernelsesprocesser. Derudover vil strømforbruget, som er betydeligt i forbindelse med spildevandsrensning, typisk give anledning til en CO₂ udledning ved el-produktionen.

Der er begrænset mulighed for at reducere emissionen af CO₂ stammende fra den aerobe nedbrydning af det organiske stof i spildevandet. En vis reduktion kan opnås ved en større anvendelse af anaerobe processer, men typisk vil CO₂ stadig dannes ved den efterfølgende afbrænding af den dannede metangas. Endvidere er anaerob spildevandsrensning normalt ikke rentabel for almindelig husspildevand.

CO₂ udslippet stammende fra energiproduktionen kan minimeres ved at anvende energieffektivt udstyr samt ved en præcis styring af specielt luftindblæsningen til de forskellige rensetrin.

I forbindelse med anaerob spildevandsrensning og slamstabilisering dannes biogas, som typisk indeholder ca. 65-70 % metan og ca. 30-35 % CO₂. 1 kg metan svarer til 20-25 kg CO₂-ækvivalenter. Således giver metan, hvis det undslipper til atmosfæren anledning til en væsentlig kraftigere drivhuseffekt end CO₂. For de fleste moderne renseanlæg opsamles gassen dog og udnyttes til varme- og/eller strømproduktion, hvorved metanen omdannes til bl.a. CO₂. I en række lande - for eksempel nogle af de central- og østeuropæiske lande - sker der dog ikke en fuld udnyttelse af gasproduktionen fra rensningsanlæggene. Ligeledes sker der i disse lande ofte ikke en tilstrækkelig stabilisering af spildevandsslammet, som - når det bringes ud i såkaldte slamlaguner - kan give anledning til et betydeligt udslip af metangasser.

Emissionen af lattergas er meget begrænset, og har i praksis ingen betydning.

4.1 Nationale muligheder

Beskrivelse af instrumentet: Danmark gør en forøget indsats ved en mere energieffektiv spildevandsrensning samt ved større anvendelse af anaerobe processer med den deraf bedre udnyttelse af energipotentialet i spildevandet.

Forventet effekt: Den forventede effekt er rimeligt begrænset, da der i Danmark stort set altid anvendes energieffektivt udstyr og kontrolstrategier. De fleste af de større renseanlæg i Danmark har rådnetanke til anaerob behandling af spildevandsslammet. Den dannede biogas benyttes til opvarmning og/eller strømproduktion. Der må således forventes en høj skyggepris på CO₂ og et lille potentiale. Instrumentet er derfor kun i begrænset omfang relevant som middel til at nedbringe emissionen af drivhusgasser, medmindre der er tale om reduktioner til et meget lavt niveau.

Afledte effekter og sammenhæng med andre instrumenter: Der forventes ikke afledte effekter eller afhængighed af andre instrumenter.

4.2 Muligheder for joint implementation

Beskrivelse af instrumentet: Danmark laver joint implementation med central- og østeuropæiske lande, inkl. Rusland, for at reducere emissionen af drivhusgasser fra spildevandsanlæg.

Der etableres bedre kontrol og opsamling af metan, som kan afbrændes og dermed omdannes til CO₂. Energien fra denne afbrænding kan udnyttes til f.eks. fremstilling af varme, som kan anvendes internt på renseanlægget og i visse tilfælde også eksternt som fjernvarme. Derved kan varmfremstillingen fra andre kilder reduceres, og således også den CO₂ emission, der hidtil har været i forbindelse hermed. Gassen kan også i nogle situationer anvendes til elproduktion, hvilket ligeledes vil give anledning til reduktion af CO₂ emission stammende fra andre strømproducerende anlæg.

Et projekt, der effektiviserer processen og opsamler metan fra spildevandsanlæg og anvender den i varmeproduktion vil således kunne reducere emissionen på tre forskellige måder: Ved at reducere elektricitetsforbruget, ved at reducere emissionen af metan og ved at fortrænge anden varme-/elproduktion.

I forbindelse med spildevandsrensning anvendes relativt store mængder af energi i form af elektricitet. Ved at effektivisere driften kan der spares elektricitet og dermed den emission, der er sket i forbindelse med elektricitetsproduktionen. På basis af kendskab til konkrete renseanlæg i Rusland, er der eksempler på at energiforbruget kan nedsættes med op til 70 % ved indførelse af nyere teknologi og ved en bedre styring af anlæggene. Det vurderes, at der på de fleste anlæg i en lang række central- og østeuropæiske lande ved relativt simple midler kan ske en besparelse på mindst 30 pct. af energiproduktionen, og dermed tilsvarende på CO₂-emissionen stammende herfra.

I praksis foregår slambehandlingen i forbindelse med spildevandsrensningen i mange central- og østeuropæiske lande ved, at mere eller mindre ustabilt slam

ledes til "slamlaguner", hvor der ad åre sker en anaerob nedbrydning af det organiske stof og dermed også et udslip af metan. Ved en kontrolleret anaerob slambehandling vil der være et betydeligt potentiale for at reducere emissionen af metan.

Da denne eller lignende fremgangsmåder er meget udbredt, vil der samlet være et stort potentiale for at reducere metanemissionen, når der tages højde for størrelsen af f.eks. Rusland.

Projekter af denne type kan give anledning til en reduktion i anden varmeproduktion og eventuelt reduktion i elforbruget, hvorfor der er mulighed for, at et projekt kan give et økonomisk overskud uden at der er taget højde for emissionsreduktionen. Dette vil således resultere i en negativ skyggepris på CO₂.

Skyggeprisen afhænger af en række specifikke forhold, f.eks. hvilke anlæg, der allerede findes på stedet til spildevandsbehandling, størrelsen på spildevandsanlægget, om der allerede findes et anvendeligt varmeproduktionsanlæg, hvilken type varmeproduktion, der fortrænges, hvorledes den anvendte el fremstilles etc. Det vurderes, at forholdene i en række specifikke tilfælde er således, at det samlet set må kunne forventes en negativ skyggepris. Hvis et anlæg til anaerob slambehandling og tilhørende gasudnyttelsesanlæg skal opbygges fra grunden, vil skyggeprisen afhængig af størrelsen af det konkrete anlæg dog ofte blive så høj, at det er tvivlsomt om projektet vil kunne konkurrere med andre tiltag til at lukke CO₂ mankoen.

Forventet effekt: Pga. det store antal potentielle projekter må der forventes at være et betydeligt potentiale. Ved joint implementation projekter skal Danmark konkurrere dels med andre lande, der ønsker at indgå joint implementation aftaler, dels med værtslandet, der selv kan ønske at gøre brug af relativt billige CO₂ emissionsreduktionsmuligheder. Således er det ikke muligt på enkel vis at opføre reduktionspotentialet for Danmark.

Afledte effekter og sammenhæng med andre instrumenter: Udover effekten på CO₂ emissionen vil ovennævnte projekter typisk have andre miljømæssige effekter, som f.eks. nedsættelse af forureningen af de forskellige vandrecipienter. Det må dog kun i begrænset omfang forventes, at Danmark vil få glæde af disse forbedringer. Derudover kan et joint implementation projekt have en afledt effekt for Danmark i forbindelse med eksportpotentiale for miljø knowhow og -udstyr.

For det land, hvor projektet gennemføres kan der være en række afledte effekter, som for eksempel: Reduktion af slammængder, der skal deponeres, bedre slamkvalitet, formindskelse af lugtgener fra slamlagunerne, reduktion af ned-sivning og udsivning til grundvand og floder, osv. I hvilket omfang sådanne effekter indregnes i prisen donorlandet betaler, vil afhænge af en forhandling mellem landene.

Tiltaget er uafhængigt af nationale projekter i Danmark. Hvis andre projekter implicerer en reduceret emission fra el- og fjernvarmefremstilling vil emissionsreduktionen i modtagerlandet kunne blive tilsvarende større.

5 Referencer

5.1 Referencer til beregninger

- 1) Ozonlagsnedbrydende stoffer og drivhusgasserne HFC'er, PFC'er og SF6. T.S. Poulsen, Arbejdsrapport, Miljøstyrelsen 2001.
- 2) Miljøministeriets bekendtgørelse nr. 552 af 2. juli 2002 om udfasning af visse industrielle drivhusgasser.
- 3) Revurdering af HFC-emissioner fra kommercielle køleanlæg (foreløbigt udkast), T.S.Poulsen, K. Petersen, Miljøstyrelsen 2002.
- 4) Naturlige kølemidler i supermarkeder, Tom Gøtsch et.al, Arbejdsrapport , Miljøstyrelsen 2001.
- 5) Personlig kommentar, Tom Gøtsch, Superkøl. Juni 2002.
- 6) Personlig kommentar, Irene Perinowska, KBE. Juni 2002.
- 7) Personlig kommentar, Steen Johansen, Carpenter. Juni 2002

Bilag 1.1: Oversigt over aktive danske affaldsdeponier (opgjort pr. 1.1.2002)

Nr.	Affaldsdeponi	Anlæg med gas opsamling	Kategori ¹⁾
1	Affaldscenter Harnesdal	Opsamles ikke	C ₁
2	Randers Affaldsterminal	ja	A
3	Genbrug og affald	Opsamles ikke	C
4	Gøttrup Losse- og genbrugsplads*	Opsamles ikke	C ₁
5	Skodsbøl Deponi	Opsamles ikke	C
6	Den fælleskommunale losseplads	ja	A
7	Østdeponi Losseplads	ja	A
8	AVVs miljøanlæg Rønnovsdal	Opsamles ikke	C ₁
9	AVVs miljøanlæg Trynbakke	Opsamles ikke	C ₁
10	Reno Djurs I/S' affaldsbehandlingsanlæg	ja	A
11	Renovest I/S	ja	A
12	Affaldscenter Tandskov	ja	A
13	Frederiksværk Affaldscenter	Opsamles ikke	C
14	I/S Reno-Nord. Kontrolleret losseplads	Opsamles ikke	C ₁
15	Horsens Losseplads	Opsamles ikke	B
16	Ravnshøj Losseplads	Opsamles ikke	C ₁
17	Fakse losseplads	Opsamles ikke	B
18	Fladså losseplads	Opsamles ikke	C
19	I/S Skovsted Losseplads	Opsamles ikke	C
20	IS REVAS' affaldscenter	ja	A
21	Bofa I/S	Opsamles ikke	C ₁
22	NOVEREN I/S	ja	A
23	Forlev Miljøanlæg	ja	A
24	4-S, Skive-Egnens Renovationsselskab I/S	ja	A
25	Feltengård Losseplads	ja	A
26	Gerringe	Opsamles ikke	C ₁
27	Hasselø Nor	Opsamles ikke	C ₁
28	Køge Losseplads	Opsamles ikke	B
29	Hedeland Losseplads	Opsamles ikke	C ₁
30	Odense Nord Miljøcenter	ja	A
31	Sydjysk Miljøfællesskab (Bobøl I/S)	Opsamles ikke	B
32	Renovationsselskabet ESØ 90 I/S	ja	A
33	Klintholm I/S	Opsamles ikke	C ₁
34	I/S RENO SYD	Opsamles ikke	C ₁
35	Genbrugsterminalen, Vejle Kommune	Opsamles ikke	C
36	AV Miljø	Opsamles ikke	C ₁
37	Skibstrup	Opsamles ikke	B
38	Stengårdens losseplads, Hvalsø	Opsamles ikke	B
39	Vejlv	Opsamles ikke	C
40	Kjærgårdsmølle	Opsamles ikke	C
41	Naur	Opsamles ikke	C
42	Måde	ja	A
43	Grindsted Affalds- og Genbrugscenter	ja	A
44	Udholm losseplads	?	C ₁
45	Toelt losseplads	?	C ₁
46	Læsø losseplads	?	C ₁
47	Hadsund losseplads	?	C ₁
48	Sandholt Lyndelse Losseplads	ja	A
49	Fredericia Kommunes losseplads	?	C ₁
50	Renovest Losseplads	?	C ₁
51	Thyholm Losseplads	?	C ₁
52	Affaldsdeponi af 1.8.90	?	C ₁
53	Vestergammelby Losseplads	?	C ₁

¹⁾ Kategorierne er iht. opgørelse angivet i "Fremme af lossepladsgas-udnyttelse i Danmark" Energistyrelsen December 1998, LFG Consult. C₁ er ikke medtaget i undersøgelsen men vurderet at svare til C- kategorien, for 9 deponier kendes data ikke men skønnes alle at svare til kategori C.

Bilag 1.2: Oversigt over aktive danske affaldsdeponier og nedlukkede deponier med gasopsamling eller planlagt gasopsamling (opgjort pr. 26.11.2002)

Eksisterende og aktive anlæg med gasopsamling

Nr.	Affaldsdeponi	Adresse	(Planlagt)
2	Randers Affaldsterminal	Ørneborgvej 38, 8900 Randers	-
5	Skodsbøl Deponi	Nyebølnervej 26, 6310 Broager	2002
6	Den fælleskommunale losseplads	Flensborgvej 353, 6200 Aabenraa	-
7	Østdeponi Losseplads	Fasterholtgårdvej 10, 7400 Herning	-
10	Reno Djurs I/S' affaldsbehandlingsanlæg	Nymandsvej 11, 8444 Balle	-
11	Renovest I/S	Stengårdsvej 33, Oudrup 9670 Løgstør	-
12	Affaldscenter Tandskov	Tandskovvej 17 C 8600 Silkeborg	-
20	IS REVAS' affaldscenter	Kirkebækvej 136, 8800 Viborg	-
22	NOVEREN I/S	Hagesholmvej 7, 4532 Gislinge	-
23	Forlev Miljøanlæg	Vejlagervej 4 A ; 4241 Vemmelev	-
24	4-S, Skive-Egnens Renovationsselskab I/S	Kåstrupvej 20-22, 7870 Spøtrup	-
29	Hedeland Losseplads	Roskildevej 87, Tune 4000 Roskilde	Lav. Tek. 2002
30	Odense Nord Miljøcenter	Strandløkkevej 100, 5270 Odense N	-
31	Sydjysk Miljøfællesskab (Bobøl I/S)	Bobølmarkvej 8, 6683 Føvling	2001-2002
32	Renovationsselskabet ESØ 90 I/S	Vardevej 83 A, 6880 Tarm	-
42	Måde	Esbjerg	-
43	Grindsted Affalds- og Genbrugcenter	Grindsted	-
48	Sandholt Lyndelse Losseplads		-
53	Vestergammelby Losseplads	Højer	-

Eksisterende og aktive anlæg med planlagt etablering af gasopsamling

1	Affaldscenter Harpesdal	Nørreskiftevej 41, 8305 Samsø	2001*
15	Horsens Losseplads	Endelavevej 9A, 8700 Horsens	2003
17	Fakse losseplads	Præstøvej 105, 4640 Fakse	2003
25	Feltengård Losseplads	Randersvej 65 A, 8370 Hadsten	2003
28	Køge Losseplads	Tangmosevej 104 B, 4600 Køge	2003
33	Klintholm I/S	Klintholmvej 50, 5874 Hesselager	2003
37	Skibstrup	Helsingør	2003
52	Affaldsdeponi af 1.8.90	Hvalsø	2003

*) ikke etableret endnu

Eksisterende og aktive anlæg uden nuværende planer om etablering af gasopsamling

3	Genbrug og affald	Buttervej 64, 9990 Skagen	-
4	Gøttrup Losse- og genbrugsplads*	Gøttruphavevej 153, 9690 Fjerritslev	-
8	AVVs miljøanlæg Rønnovsdal	Rønnovsholmvej 154 9800 Hjørring	-
9	AVVs miljøanlæg Trynbakke	Trynbakkevej 5, 9881 Bindslev	-
13	Frederiksværk Affaldscenter	Havnesvinget 10, 3300 Frederiksværk	-
14	I/S Reno-Nord. Kontrolleret losseplads	Halsvej 70, Rørup, 9310 Vodskov	-
16	Ravnshøj Losseplads	Stenvej 8, 9900 Frederikshavn	-
18	Fladså losseplads	Præstøvej Landevej 12, 4700 Næstved	-
19	I/S Skovsted Losseplads	c/o Thisted kommune Asvlgade 30 , 7700 Thisted	-
21	Bofa I/S	Almegårdsvej 8, 3700 Rønne	-
26	Gerringe	Gerringevej 14, 4970 Rødby	-
27	Hasselø Nor	Gedser Landevej 22 T, 4800 Nykøbing F.	-
34	I/S RENO SYD	Oddervej 75, Skanderborg	-
35	Genbrugsterminalen, Vejle Kommune	Vestre Engvej 70, 7100 Vejle	-
36	AV Miljø	Avedøreholmen 97, DK-2650 Hvidovre	-
38	Stengårdens losseplads, Hvalsø	Kirke-Hvalsø	-
39	Vejby	Middelfart	-
40	Kjærgårdsmølle	Struer	-
41	Naur	Holserbro	-
44	Udholm losseplads		-
45	Toelt losseplads	Fredensborg-Humlebæk	-
46	Læsø losseplads	Læsø	-
47	Hadsund losseplads	Hadsund	-
49	Fredericia Kommunes losseplads	Fredericia	-
50	Renovest Losseplads		-
51	Thyholm Losseplads		-

Nedlukkede anlæg med gas opsamling eller planlagt gasopsamling

Edslev	Århus	ja
Dybdal	Vojens	ja
Aunsøgård	Svebøle	ja
Fårup	Bjerringbro	ja
Pillemark	Samsø	ja
Ubberup	Kalundborg	2002
Lynge Eskildstrup	Sorø	2003
Rom	Lemvig	2003
Ydernæs ?	Næstved	2003
Skellingsted	Tornved	2003

Bilag 2 Følsomhedsanalyser for CENS og et minimums projekt

(Bemærk: Bilaget er udfærdiget af CENS, der har ansvaret for indholdet).

1. Et minimums projekt

Der er lavet en beregning af et minimumsprojekt (MP) bestående af to kraftværker og et oliefelt.

I det foregående CENS-projekt er transmissionskapaciteten dimensioneret til at kunne levere CO₂ til de felter i Nordsøen, der med tiden ville kunne anvende CO₂ til EOR. Ved et mindre projekt vil der ikke være mulighed for efterfølgende at koble flere oliefelter på samme transmissionsledning. Der skal derfor tages hensyn til, at der ikke er samme mulighed for at udvide projektet og gøre det til en del af et større EU-samarbejde. En efterfølgende udvidelse af minimumsprojektet vil derfor medføre en ekstraomkostning til udvidelse af transmissionskapaciteten.

1.1 Økonomi for elskaberne og transportørerne

De 35\$ pr. ton CO₂ sikrer stadig en fornuftig forrentning for de to deltagende kraftværker og ejerne af transmissionssystemet.

Begge kraftværker leverer samme mængde CO₂ og under samme forudsætninger som i CENS, og derfor er økonomien uforandret set for den enkelte investering på et kraftværk. Det årlige reduktionspotentiale er 5 mio. ton CO₂.

For transportørerne gælder, at projektet giver en tilfredsstillende forrentning af den indskudte kapital, men det kan diskuteres, hvorvidt forudsætningen om uændrede anlægs- og driftsomkostninger (pr. inch/mile rørledning) holder.

2. Vurdering af antagelser og følsomhedsanalyser

Nedenfor beskrives udgangspunktet for "basis-case" og følsomhedsanalyserne. "Basis-case" er, hvad Elsam betragter som reference for videre analyse.

2.1 CO₂ -udbydere

CO₂-udbydere tager 35\$ pr. ton CO₂. Denne pris består af faste udgifter til investeringer i udvinding og kompressionsanlæg, transmissionsledning og kapitalomkostninger og variable udgifter til elektricitet, procesdamp, kemikalier og vedligeholdelse af anlægget. I beregningerne holdes prisen for CO₂ konstant på de 35\$ uafhængigt af ændringer i el- og brændselspriser. Elprisen har begrænset betydning for omkostningerne til levering af CO₂, så længe der er overkapacitet på elmarkedet. Det forventes, at der også i fremtiden vil være overkapacitet, og i korte perioder med behov for ekstra effekt kan CO₂-anlæggene stoppes.

De faste udgifter til investeringer er indhentet fra leverandører af CO₂ indvindings- og kompressionsanlæg. Investeringsomkostningen pr. anlæg er ens, og forventninger til gevinst ved udvikling og optimering af anlæggene ved etablering af flere anlæg er ikke medtaget. Investeringen af transmissionsledningen bygger på erfaringer med etablering af rørledninger i Nordsøen og forventes ikke at ville variere.

De variable udgifter består af det anvendte kemikalie til udvinding af CO₂, procesdamp, elektricitet og drift og vedligehold. Det anvendte kemikalie massefremstilles allerede, og der er ikke forventning til ændring i pris. De variable udgifter er tilsvarende de faste beregnet på grundlag af oplysninger fra leverandører af CO₂-indvindingsanlæg samt Elsams egne erfaringer med drift af kraftværker. Den største usikkerhed i beregningen er udviklingen i brændselspriserne, der påvirker udgifterne til elektricitet og varme. Stigende brændselspriser vil øge omkostningerne.

Det forventes, at de faste og variable omkostninger er behæftet med lav risiko. Ændringer i de faste omkostninger vil være i nedadgående retning, mens brændselsomkostningerne og dermed elpriserne forventes at ville variere i både opad- og nedadgående retning.

2.2 Olie sektoren

For oliesektoren er der usikkerhed om både størrelsen af investeringsomkostninger, variable omkostninger og mulige indtægter. Antagelserne for oliesektoren er endvidere meget afhængig af det givne oliefelt. Det antages, at oliesektoren har et forrentningskrav på 24%.

Den helt afgørende faktor for rentabiliteten i projektet er olieprisen og antagelserne om effekten af CO₂ på udvindingen af olie. Dertil kommer de faste udgifter til investeringer på boreplatformene, men de vil variere fra oliefelt til oliefelt. Generelt for beregningerne for oliesektoren er fastsættelsen af de variable og faste omkostninger behæftet med stor usikkerhed, men der er anvendt konservative estimater.

Investeringsomkostningerne er sat til 2,25\$ pr. bbl ekstra olie.

Indtægterne afhænger af tre faktorer. For det første af forventningerne til den absolutte mængde ekstra olie, der kan udvindes af den oprindelige mængde i oliefeltet (OOIP). For det andet af den mængde ekstra olie, som 1 ton CO₂ kan udvinde, og for det tredje af responstiden fra nedpumpning af CO₂ til udvinding af ekstra olie. Der er ikke regnet med nogen yderligere naturgasproduktion ved anvendelse af CO₂.

OOIP er sat til 10%, mens erfaringer fra USA og undersøgelser i Nordsøen tyder på, at tallet kan ligge mellem 6-15%. Ved en højere udvindingsgrad af OOIP stiger statens indtægter fra oliesalget. Uden ekstra tiltag kan man normalt udvinde mellem 30-40% af OOIP. Med gas- og vandinjektion kan yderligere 10% udvindes. EOR vil kunne medføre, at yderligere 6%-15% af OOIP bliver udvundet.

Det er antaget, at et ton CO₂ kan frembringe 3,17 ekstra tønder olie. Det svarer til, at der skal 2,36 ton CO₂ til at udvinde 1 ton olie. Dette tal kan svinge mellem 1,27 og 4,75 bbl pr. ton CO₂. Ved den anvendte faktor er olieselskabernes udgift til CO₂-kvoter lav, mens ved en lavere faktor stiger udgifterne til køb af CO₂-kvoter pr. tønde olie. Hvis faktoren er mindre end 3,17 bbl pr. ton CO₂, vil efterspørgslen stige, og den deponerede mængde CO₂ vil stige. Der vil derfor blive behov for tilkobling af yderligere CO₂-udbydere uden for Danmark, Norge og UK. Alternativt vil den udvundne mængde olie blive mindre. Det vil svare til en nedsættelse af andelen af OOIP, der vil blive udvunden som følge af EOR.

Responstiden fra nedpumpning af CO₂ til der er en effekt på olieudvindingen er sat til 24 måneder. Erfaringerne viser, at den kan svinge fra mellem 9-24 måneder. Ved en hurtigere responstid gøres projektet generelt mere rentabelt, da indtægterne kommer hurtigere.

I "basis-case" er Energistyrelsens fremskrivninger af olieprisen anvendt. Oliepris er stigende fra 19,56\$/bbl i 2003 til 23,26 \$/bbl i 2020. For perioden 2021-2030 er niveauet for 2020 fastholdt på 23,26\$/bbl.

3. Resultater

Der er regnet på følsomheder på både CENS-projektet og minimumsprojektet. Der varieres på 6 variabler omkring "basis-case".

For olieprisen er der lavet følsomhedsanalyser ud fra både højere og lavere gennemsnit over perioden. CO₂-kvoteprisen på 18,50 \$/ton CO₂ i "basis-case" er sat efter forventet intern forrentning i oliesektoren på 24%. Derudover laves der følsomhedsanalyser på omkostnings- og udvindingsparametrene for oliesektoren og på diskonteringsrenten. Ved følsomhedsanalyserne ændres oliesektorens interne forrentning.

Tabel 1. Følsomhedsanalyser på enkelte risikoparametre

Skyggepris i kr. pr. ton CO2	CENS		Minimums Projekt MP	
Oliepris				
\$ 15 pr. bbl	184		164	
\$ 20 pr. bbl	80		68	
\$19,56-23,26 pr. bbl basis-case	46		38	
\$ 25 pr. bbl	-23		-22	
CO2-kvotepris				
10\$ ton CO2	32		26	
18,4 \$ ton CO2 - basis case	46		38	
25\$ ton CO2	56		48	
OOIP				
		total mbbl olie		total mbbl olie
6%	78	2.007	62	293
10% - basis	46	3.346	38	489
15%	29	5.018	26	734
bbl/ton CO2				
		mio.tons CO2*		mio.tons CO2*
1,27 bbl/ton CO2	182	1.196	171	166,5
3,17 bbl/ton CO2 - basis	46	478	38	66,1
4,75 bbl/ton	-76	319	-74	44,4
Investeringsomkostninger oliesektor				
2,00\$/bbl	40		33	
2,25\$/bbl - basis	46		38	
2,50\$/bbl	51		42	
Diskonteringsrente				
6% - basis	46		38	
3%	21		18	

*Diskonterede mængder (6%)

3.1 Hvorfor varierer skyggeprisen mellem CENS og MP?

Til beregninger i tabellen ovenfor er anvendt samme økonomimodel som COWI bruger i deres analyser for Miljøstyrelsen.

Den afgørende faktor for forskellen mellem skyggepriserne i CENS og MP er tidsforskydningen, hvor CENS dækker perioden 2005-2030, mens MP starter i 2010 med 20 år løbetid.

En nærmere undersøgelse af de to sæt cash flow viser, at der i MP langt hurtigere kommer indtægter om end meget små - efter 3 års drift. I CENS er der i de første år store omkostninger og indtægterne kommer først efter 13 år, jf. figur 1.

Figur 1. Samlede nettoomkostninger

