



# **Systemstudie av möjligheter att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen**

ER 2010:36



Böcker och rapporter utgivna av Statens  
energimyndighet kan beställas via  
[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)  
Orderfax: 08-505 933 99  
e-post: [energimyndigheten@cm.se](mailto:energimyndigheten@cm.se)

© Statens energimyndighet

ER 2010:36

ISSN 1403-1892

## Förord

Energimyndigheten har tagit initiativ och tillsammans med ett flertal industribranscher och företag i Sverige startat ett forskningsprogram inom CCS (Carbon Capture and Storage). Gemensamt för deltagande branscher och företag är att de har betydande punktutsläpp av koldioxid.

Syftet med programmet är att bygga upp kunskap och kompetens inom CCS-området för att på sikt bidra till att minska utsläppen av klimatpåverkande gaser. Avsikten med programmet är också att utreda om och hur CCS kan bli aktuellt i Sverige, samt att forskning av gemensam betydelse för flera branscher initieras och drivs framåt.

Den första etappen har pågått under perioden juni 2009 – mars 2011. Följande rapporter har tagits fram inom denna etapp


- Systemstudie av möjligheter att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen
- Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för etablering av CCS i Östersjöregionen
- State-of-the-art för olika delar i kedjan avskiljning, transport och lagring av koldioxid (Denna rapport utgör fämst underlag till systemstudien och har därför inte bearbetats som de övriga två rapporterna.)

I systemstudien har utsläppskällor av koldioxid runt Östersjön kartlagts och infrastruktur för transport och möjliga lagringsplater har identifierats. Vidare har de legala förutsättningarna och acceptansfrågan beskrivits. Inom den första etappen av programmet har även en forskningsplan tagits fram inför det fortsatta arbetet.

Arbetet med att ta fram rapporterna har bedrivits inom tre externa arbetsgrupper. De slutsatser och förslag som presenterats är författarnas. Den kan konstateras att det behövs mer kunskap inom flera områden innan det går att bedöma i vilken grad och när CCS kan bli aktuellt för Sverige.



Birgitta Palmberger  
Avdelningschef



Anders Johansson  
Handläggare

## Förord

Rapporten ”Systemstudie av möjligheter att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen” är en av tre rapporter som utarbetats inom etapp 1 av industrins och Energimyndighetens CCS-program. Rapporterna har tagits fram inom ramarna för arbetsgrupperna arbetsgrupp systemstudie, arbetsgrupp state-of-the-art och arbetsgrupp lagstiftning och acceptans, där insatser från en projektgrupp från ÅF, Chalmers tekniska högskola och Sveriges Geologiska Undersökning har samordnats tillsammans med insatser från projektets industriella finansiärer och andra uppdragstagare.

Övergripande syften med CCS-programmet är att bygga upp kunskap och kompetens inom CCS-området för att på sikt bidra till att minska utsläppen av klimatpåverkande gaser, att utreda om och hur CCS kan bli en realitet i Sverige samt att forskning av gemensam betydelse för flera branscher initieras och drivs kraftfullt framåt. Etapp 1 inom programmet syftar primärt till att ta fram en forskningsplan för fortsatt arbete samt att granska förutsättningarna för att tillämpa CCS på svenska företag och anläggningar.

Strukturen i rapporten har huvudsakligen tagits från uppdragsbeskrivningen för projektet ”framtagande av systemstudie – samt samordning av insatser i delprojekt State-of-the-art inom CCS-program etapp 1”, samt en till uppdragsbeskrivningen bifogad synopsis. Texten i rapporten har huvudsakligen utarbetats av projektgruppen (ÅF, Chalmers tekniska högskola och Sveriges Geologiska Undersökning) med hjälp av Göteborgs universitet. LKAB (LKAB, SSAB samt Jernkontoret) har varit med och utarbetat avsnitt 5.6 och 5.8 och Panaware har varit med och utarbetat avsnitt 5.7, 5.8 och 5.9.

Samtliga delar i rapporten som beskriver olika möjligheter till avskiljning, transport och lagring av koldioxid i Östersjöregionen skall betraktas som spekulativa. Det finns i dagsläget inte några planer på att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen av det slag som i viss mån beskrivs i rapporten och det behövs betydligt mer kunskap inom flera områden innan det går att bedöma huruvida en sådan infrastruktur är möjlig. Ökad kunskap behövs bland annat om de geologiska förutsättningarna för lagring av koldioxid i regionen.

## Innehåll

<b>1</b>	<b>Sammanfattning</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Syfte och mål</b>	<b>13</b>
<b>3</b>	<b>Förutsättningar för studien</b>	<b>15</b>
3.1	Allmänna förutsättningar .....	15
3.2	State-of-the-art-beskrivningar .....	16
3.3	Andra forsknings- och utvecklingsprojekt av relevans för CCS i Östersjöregionen .....	17
<b>4</b>	<b>Bakgrund</b>	<b>31</b>
4.1	Klimatet och CO <sub>2</sub> som växthusgas .....	31
4.2	Det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter .....	34
4.3	Utsläppskällor .....	38
4.4	Kort om CCS .....	44
4.5	CCS-programmets syfte .....	48
<b>5</b>	<b>Vad omfattar analysen/-systemstudien?</b>	<b>51</b>
5.1	Geografiskt perspektiv .....	51
5.2	Tidsperspektiv .....	51
5.3	Relevanta utsläppskällor .....	68
5.4	Kluster .....	78
5.5	Lagring av koldioxid .....	81
5.6	Processen för att uppnå ett lager för koldioxid .....	107
5.7	Transport av koldioxid .....	119
5.8	Terminal vid lager .....	132
5.9	Alternativa logistiklösningar för regionen .....	138
5.10	Diskussion .....	165
5.11	Tiden .....	169
5.12	Miljöfrågorna kring CCS .....	174
5.13	Kritiska framgångsfaktorer .....	177
5.14	Forskningsbehov .....	180
<b>6</b>	<b>Avslutande diskussion</b>	<b>183</b>
<b>7</b>	<b>Referenser</b>	<b>187</b>
<b>8</b>	<b>Bilagor</b>	<b>193</b>
	Bilaga 1 - Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO <sub>2</sub> .....	194
	Bilaga 2 - Modellerings av CCS-teknikens spridning .....	197
	Bilaga 3 - Klusterindelning .....	203
	Bilaga 4 - Arbetsbeskrivning för transportberäkningar, CTH .....	226
	Bilaga 5 - Sammanfattning av olika lagringskostnader .....	245



# 1 Sammanfattning

Svensk industri och Energimyndigheten har beslutat om att genomföra ett projekt som utgör etapp 1 i ett möjligt kommande forskningsprogram om avskiljning och lagring av koldioxid (på engelska: carbon capture and storage, CCS) i Sverige. I etapp 1 har tre rapporter utarbetats och dessa skall bland annat tjäna som underlag för forskningsprogrammet. Förutom föreliggande rapport "Systemstudie av möjligheter att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen" har också rapporterna "Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen" och "State-of-the-art för olika delar i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid" utarbetats.

Den här systemstudien innefattar en övergripande genomgång av ett antal teknoekonomiska faktorer av betydelse för möjligheten att skapa en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen. Studien innefattar en genomgång av andra CCS-relaterade projekt i norra Europa. Översiktligt beskrivs även internationell klimatpolitik och klimatpolitiska styrmedel av relevans för avskiljning och lagring av koldioxid – det senare omfattar främst det europeiska systemet för utsläppsrätter. Därefter följer systemstudiens huvudsakliga innehåll som är en kartläggning och analys av teknoekonomiska förutsättningar i kedjan avskiljning, transport och lagring av koldioxid utifrån ett Östersjöperspektiv.

I utredningen har större källor för koldioxidutsläpp i Östersjöregionen kartlagts. Den undre gränsen för vilka koldioxidutsläpp som inkluderas är något flytande även om anläggningar med årliga utsläpp under 100 000 ton CO<sub>2</sub> per år generellt inte har tagits med. Kartläggningen av Sveriges utsläppskällor är den mest kompletta medan exempelvis den undre gränsen för vilka koldioxidutsläpp som tagits med i norra Polen och norra Tyskland är mer diffus. De utvalda utsläppsklustren uppvisar en stor spridning gällande storleken på utsläppen, från mindre än två miljoner ton koldioxid per år för de minsta till över 130 miljoner ton koldioxid per år för det största. Den areella spridningen är också stor men fokus för urvalet har varit att kartlägga de källor som är av intresse för etableringen av en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen och de minsta klustren som tagits med är placerade relativt nära potentiella lagringplatser.

Kartläggningen av större källor för koldioxidutsläpp i Östersjöregionen visar att det finns ett antal faktorer som särskiljer möjligheterna att avskilja och lagra koldioxid från Östersjöregionen i förhållande till många andra regioner, bland annat koldioxidutsläppen från de stora utsläppskällorna i hög utsträckning har biogent ursprung och att en relativt stor andel av utsläppskällorna är från andra industriella verksamheter än kraftproduktion. Båda dessa särdrag gäller framför allt Sverige men även Finland och de påverkar på olika sätt möjligheterna till CCS.

Att en stor andel av koldioxiden från de stora utsläppskällorna är av biogent ursprung påverkar möjligheterna att bygga upp en infrastruktur negativt genom att det idag inte ges några incitament för avskiljning och lagring av biogen koldioxid. Den specifika kostnaden för bland annat transporter är starkt beroende av det flöde av koldioxid som skall transporteras och om en stor andel av den koldioxid som potentiellt kan transporteras inte gör det påverkas den specifika kostnaden för transport av koldioxid som helhet från många av regionens utsläppskluster. Att det idag inte finns några incitament för biogen CCS har dock inte påverkat de beräkningar av transportkostnader som redovisas här utan i utredningen har vi utgått från att detta kommer att vara åtgärdat när en infrastruktur för transport och lagring av koldioxid från Östersjöregionen kan komma att förverkligas.

Att en relativt stor andel av de stora utsläppskällorna kommer från annan industri än kraftproduktion påverkar främst de teknoekonomiska förutsättningarna för koldioxidavskiljning. En stor del av ansträngningarna att utveckla kostnadseffektiv teknik för koldioxidavskiljning är internationellt sett med rätta koncentrerat till kraftproduktion<sup>1</sup> men det medför också att avskiljningsteknik för industriella processer ofta har en längre väg att gå innan den kan nå kommersiell mognad. För vissa koldioxidgenererande industriella processer finns dock någon egenskap som gör att en specifik avskiljningsteknik kan bli kostnadseffektiv i förhållande till motsvarande tillämpning inom kraftindustrin. För cement-, kalk-, och mesaugnar har exempelvis koldioxidavskiljning genom förbränning i syrgas förutsättningar att bli kostnadseffektiv i förhållande till motsvarande tillämpning inom kraftindustrin. Anledningen till det är att erforderlig specifik mängd mekanisk energi kan bli avsevärt lägre för de förra. Koldioxidavskiljning genom förbränning i syrgas har också förutsättningar att bli kostnadseffektiv om den appliceras på masugnar men i den tillämpningen är det den specifika mängden insatt kol per producerad enhet järn som gör att tillämpningen kan bli relativt energieffektiv.

Ett annat exempel på en egenskap som gör att koldioxidavskiljning från en process kan bli relativt energieffektiv är om den gasström från vilken koldioxid skall avskiljas är trycksatt. Det går då att utnyttja vissa energieffektiva avskiljningstekniker som redan har nått kommersiell mognad inom andra områden som rening av naturgas och vissa förgasningsprocesser. Exempel på processer som har trycksatta gasströmmar med koldioxid finns i regionen, exempelvis vätgasanläggningar vid raffinaderier eller den så kallade PFBC-anläggningen (på engelska: Pressurized Fluidized Bed Combustion) för kraftvärmeproduktion i Stockholms hamn. De totala koldioxidutsläppen från dessa anläggningar utgör emellertid inte någon större andel av regionens totala koldioxidutsläpp.

En metod som inte kräver direkt ingrepp i olika typer av processer är koldioxidavskiljning från rökgaser och vid de koldioxidkoncentrationer som erhålls i de flesta förbränningsprocesser är det bara en kategori av avskiljningstekniker som i dagsläget är realistiska: kemisk absorption. De flesta av dessa kräver emellertid

---

<sup>1</sup> Internationellt sett dominerar kraftsektorn de stora utsläppskällorna för koldioxid.



stora mängder termisk energi i form av lågtrycksånga. Den specifika mängden erforderlig termisk energi är så stor att koldioxidavskiljning blir mycket kostsam om något bränsle skulle användas direkt för att producera ånga. Den termiska energin behöver därför produceras på ett mindre kostsamt sätt, till exempel genom att utnyttja spillvärme från den industriella processen eller genom att koldioxidavskiljningen integreras med den befintliga processen. Här har termiska kraftprocesser ett naturligt försprång genom att lågtrycksånga kan producera mottrycksånga till en låg specifik kostnad. Det är få industriella processer som har tillgång till så stora mängder termisk energi av en temperatur som krävs för koldioxidavskiljning även om undantag finns. Däremot har vissa processer tillgång till mottrycksproduktion, exempelvis massaindustrin. För de processer som inte har mottrycksproduktion eller stora mängder högt tempererad spillvärme blir det mest närliggande alternativet att koldioxidavskiljningens ångbehov tillgodoses genom en kraftvärmeanläggning som byggs parallellt med anläggningen för koldioxidavskiljning.

I rapporten konstateras att den mest, kanske den enda, realistiska möjligheten till lagring av koldioxid i Östersjöregionen är lagring i uttömnda gas- och oljefält samt i akvifärer. Bör- och baskrav för olika former av lager diskuteras och utifrån dessa har tre potentiella områden för lagring av koldioxid i Sverige identifierats. I södra Östersjön, sydvästra Skåne och möjligtvis i södra Kattegat finns det akvifärer som ligger tillräckligt djupt (det vill säga med tillräckligt högt formationstryck och temperatur för att koldioxiden ska vara i flytande tillstånd), har tillräcklig tjocklek (nettosand) och utbredning för att de skall vara intressanta för koldioxidlagring. Av dessa tre områden diskuteras de geologiska förutsättningarna i södra Östersjön och i sydvästra Skåne eftersom dessa sannolikt är de mest lovande områdena för lagring av koldioxid inom svensk ekonomisk zon.

Av de tre sandstenformationer som utgör akvifärer och som identifierats som potentiella koldioxidlager i södra Östersjön, Faluddensandsten, Viklausandsten och Närsandsten, är det endast den ytligaste, Faluddensandsten, som i den här rapporten bedöms ha relativt goda förutsättningar att kunna lagra stora mängder koldioxid. Den teoretiskt möjliga lagringskapaciteten bedöms till mellan 450 Mt och 4,5 Gt inom svensk ekonomisk zon. Det förutsätter dock att lagring i öppna strukturer är möjligt, vilket inte alltid varit fallet när potentiella koldioxidlager har diskuterats. Det finns emellertid argument för varför det till och med kan vara en fördel med öppna svagt lutande strukturer, som Faluddensandstenen, i förhållande till slutna strukturer. Anledningen till att de övriga sandstensformationerna inte bedöms ha god lagringspotential är att porositeten är för låg.

I sydvästra Skåne finns också tre avsnitt med akvifärer som är potentiella koldioxidlager: Arnagergrönsand och undre krita, Höganäsformationen samt Buntsandsten och Ljunghusensandsten. Den sammantagna teoretiska lagringspotentialen i dessa akvifärer är i storleksordningen 10 Gt koldioxid och även här förutsätter skattningen lagring i öppna strukturer. Det är dock en mängd faktorer som slutligen bestämmer de reella möjligheterna att lagra koldioxid i ett poten-

tiellt geologiskt koldioxidlager och både skattning för sydvästra Skåne och skattningen för det svenska potentiella koldioxidlagret i södra Östersjön får ses som optimistiska.

Möjligheten att lagra koldioxid i Sveriges grannländer varierar. I Polen har skattningar av den totala potentialen i centrala och norra delen av landet gett vid lag att uppemot 90 Gt koldioxid skulle kunna lagras. Denna skattning är dock att betrakta som både osäker och optimistisk och en mer realistisk skattning är 3,7 – 4,7 Gt koldioxid och det inkluderar lagring i 18 strukturella fällor. Dessutom finns det i Polen en möjlighet att lagra drygt 750 Mt koldioxid i uttömnda olje- och gasfält.

I Estland är möjligheten till koldioxidlagring obefintlig medan Lettland har 15 landbaserade slutna akvifärer som identifierats som potentiella koldioxidlager med en total uppskattad lagringpotential på 300 Mt koldioxid. I Litauen har två akvifärer som troligtvis är lämpliga för lagring av koldioxid identifierats och den totala lagringpotentialen i dessa har bedömts till mellan 1 och 2 Gt koldioxid i öppna och slutna strukturer. I identifierade slutna strukturer har den teoretiska potentialen bedömts till 200 Mt koldioxid.

I Danmark är lagringpotentialen troligtvis stor. I EU-projektet GeoCapacity har potentialen uppskattats till mellan 2,8 och 17,5 Gt koldioxid i akvifärer. I olje- och gasfält bedöms den totala lagringpotentialen till mellan 200 och 800 Mt koldioxid men de flesta av dessa är så kallade kalkreservoarer och det är osäkert huruvida de är lämpliga för lagring av koldioxid. Lagringpotentialen i olje- och gaslandet Norge är mycket stor men i många fall är också transportavstånden från Östersjöregionens utsläppskällor till de norska potentiella koldioxidlagren stort. För vissa av de utsläppskluster som identifierats är emellertid transporten till koldioxidlager i Norge kanske det attraktivaste alternativet och två norska potentiella koldioxidlager har använts för de beräkningar av olika transportalternativ som genomförts i utredningen. Det ena potentiella lagret är de två havsbaserade akvifärerna Åre och Tilje nordväst om Tjeldbergodden. Det andra potentiella koldioxidlagret är i Tubåenakvifären i Barents hav nordväst om Melkøya (en ö utanför Hammerfest). I Tubåenakvifären lagras redan idag koldioxid från uppgradering av naturgas.

Med utgångspunkt i de 15 utvalda utsläppsklustren i Östersjöregionen, har sex olika kombinationer valts ut för vilka transportkostnader till fem potentiella lagringsplatser för koldioxid har beräknats. De potentiella lagringsplatser som har valts ut för beräkning av transportkostnader är de potentiella lagringsplatserna syd till sydost om Gotland, sydväst om Skåne, i Barents hav, i Norska havet samt nordväst om Jylland (Hanstholm). Beräkningar har gjorts för de mest närliggande transportalternativen i respektive fall och för de två mest realistiska transportalternativen, rörledning och båttransport. Urvalet av alternativ har baserats på vad som idag bedöms som intressant för en uppbyggnad av en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen men också för att den täcker in några ytterligheter gällande koldioxidflöden och transportavstånd. Meningen är att transportberäkningarna

genom detta urval även skall kunna användas generellt för att bedöma transportmöjligheterna i Östersjöregionen. Beräkningarna har utförts på Chalmers tekniska högskola enligt modeller som tagits fram av IEA. Kostnader för båttransport har även tagits fram av konsultbolaget Panaware. Modellerna som används för beräkningar av transportkostnader är inte helt optimerade och/eller tar inte med alla kostnadsposter. Det går därför inte att dra alltför långtgående slutsatser utifrån beräkningarna. Likafullt går det ändå att dra vissa slutsatser gällande transporter utifrån de beräkningar som gjorts.

Den projekttid som valts vid beräkningar av transportkostnader är 30 år (år 2021 till 2050). I de mest optimistiska beräkningsfallen är den specifika totala kostnaden för transporter mellan 4 och 8 euro per ton koldioxid, vilket får betraktas som modest med tanke på transportavstånden i Östersjöregionen. En generell observation från de beräkningar som genomförts här är att det över de transportavstånd, volymer och tidsrymder som studeras alltid verkar vara mer ekonomiskt fördelaktigt med rörledningar i förhållande till båttransporter. Beräkningarna ger också vid lag att inte bara de rörliga kostnaderna för transportsystem med fartyg är högre än för motsvarande system med rörledningar utan i vissa fall även kapitalkostnaderna<sup>2</sup>. Det är emellertid något som behöver studeras mer i detalj innan det är fullständigt fastslaget eftersom de använda modellerna inte är helt färdigutvecklade.

Med den upptrappning av koldioxidflödet upp till platånivån<sup>3</sup> på 10 år som använts i modellerna blir de specifika transportkostnaderna betydligt högre om fyra mindre rörledningar byggs allt eftersom koldioxidflödet ökar än om en rörledning som klarar hela flödet vid platånivån byggs direkt. Det visar att den specifika kostnaden för transporter är strakt beroende av det totala flödet av koldioxid, vilket i sig visar på vikten av att så mycket som möjligt av olika klusters koldioxidutsläpp avskiljs och hanteras gemensamt. Det konstaterandet understryker vikten av att etablera samarbeten mellan olika industrier för att tillräckligt stora andelar koldioxid från olika utsläppskluster skall kunna avskiljas. Det visar också på vikten av att det finns incitament för att avskilja och lagra all typ av koldioxid oavsett ursprung.

---

<sup>2</sup> Det gäller CTH:s beräkningar som tar med fler kostnadsposter än Panawares. Den beräkningsmodell som CTH använder är dock troligen inte lika optimerad för fartygstransporter som Panawares modell.

<sup>3</sup> Platånivån motsvarar 80 % av den totala utsläppta mängden koldioxid från respektive kluster.



## 2 Syfte och mål

Energimyndigheten och ett antal svenska företag som representerar kraftindustrin, petroindustrin, gruv- och stålindustrin samt cement- och kalkindustrin har beslutat om att genomföra en studie som utgör etapp 1 i ett möjligt kommande forskningsprogram om avskiljning och lagring av koldioxid i Sverige. Projektiden för etapp 1 av programmet är satt till 2009-06-01 – 2010-11-30. Övergripande syften<sup>4</sup> med programmet är att bygga upp kunskap och kompetens inom CCS-området för att på sikt bidra till att minska utsläppen av klimatpåverkande gaser, att utreda om och hur CCS kan bli en realitet i Sverige samt att forskning av gemensam betydelse för flera branscher initieras och drivs kraftfullt framåt. Ett övergripande mål som uttryckts i Energimyndighetens programbeskrivning är att hos industrin, universiteten och högskolorna i Sverige bygga upp kunskap och kompetens kring CCS, samt att lösningar utvecklas för svenska företag och nordiska förhållanden.

Etapp 1 inom programmet syftar primärt till att ta fram en forskningsplan för fortsatt arbete samt att granska förutsättningarna för att tillämpa CCS på svenska företag och anläggningar. Detta ska göras bland annat genom en systemstudie där information som huvudsakligen inhämtats i så kallade state-of-the-art-rapporter sammanställs. Elforsk administrerar arbetet med etapp 1 på uppdrag av Energimyndigheten och ÅF har av Elforsk fått i uppdrag att leda arbetet med systemstudien och state-of-the-art-rapporterna och enligt uppdragsbeskrivningen skall dessa rapporter vara levererade i slutet av maj 2010<sup>5</sup>. Arbetet med rapporterna utförs i tre arbetsgrupper som kallas state-of-the-art, lagstiftning och acceptans samt systemstudie och i arbetsgrupperna finns representanter från medverkande företag och ÅF. Rapporterna, som skall utgöra ett underlag för en forskningsplan för CCS, innefattar analyser av samtliga delar i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid och med avseende på tekniska, ekonomisk och regelverksmässiga aspekter samt även en sammanfattning av kunskap gällande acceptans för metoden. I det synopsis som utgör en beskrivning av de avsnitt som skall täckas i systemstudien formuleras syfte/mål enligt följande:

*”...analysera om det är teoretiskt möjligt/ekonomiskt rimligt i förhållande till andra alternativ att inom regionen Östersjön, Finska Viken, Rigaviken, Gdanskbukten, Bottenhavet, Bottenviken etablera en infrastruktur för att samla upp CO<sub>2</sub> och transportera till en tänkt lagringsplats i regionen till lands eller till sjöss. Vilka forsknings- och utredningsbehov föreligger? Hur ser tidslinjen ut?”*

---

<sup>4</sup> Här och även i rubriken används syfte och mål nästan synonymt. Många gånger görs emellertid en distinktion mellan dessa genom att syfte talar om det övergripande medan mål mer talar om något tydligare mer mätbart som ofta är relaterat till det övergripande syftet.

<sup>5</sup> ÅF har i sin tur avtal med Chalmers tekniska högskola och Sveriges Geologiska Undersökning (SGU) om att medverka i uppdraget.

De *andra alternativ* för koldioxidlagring som finns i regionen, och med vilka en infrastruktur för transport och lagring av koldioxid från Östersjöregionen till slutlig lagring i samma region skall jämföras, är i anbudsförfrågan beskrivna som kända lagringplatser i Skagerackregionen eller norsk sockel.

## 3 Förutsättningar för studien

### 3.1 Allmänna förutsättningar

Till uppdragsbeskrivningen för projektet ”framtagande av systemstudie – samt samordning av insatser i delprojekt State-of-the-art inom CCS-program etapp 1”, bifogades en synopsis för systemstudien där samtliga bitar som skall täckas in i rapporten beskrivs i korthet.

I anbudsförfrågan påtalas att:

*”Arbetet med systemstudien ska bedrivas tillsammans med projektets finansiärer i en ”arbetsgrupp systemstudie”. Arbetet ska bedrivas så att hänsyn kan tas till arbete och resultat mm i ”arbetsgrupp state-of-the-art” och ”arbetsgrupp lagstiftning och acceptans” enligt nedan. I uppdraget ingår att identifiera och anmäla behov av eventuella ytterligare insatser som behövs för att genomföra arbetet. Det ingår i uppdraget att leda arbetsgruppens arbete fram till färdig systemstudie.”*

Industrins (projektets finansiärer) insatser i arbetsgrupperna skulle därför utföras inom ramen för utlovade naturabidrag från respektive industri. Enligt synopsis täcker flera av systemstudiens avsnitt i stort sett samma områden som det som beskrivs i den synopsis som beskrivits för arbetsgrupp state-of-the-art. Den ursprungliga avsikten med arbetsupplägget var därför att den information som tas fram via state-of-the-art-rapporterna också skulle ligga till grund för stora delar av det arbete som bedrivs i arbetsgrupp systemstudie.

Tidplanen för att ta fram dessa rapporter enligt det föreslagna arbetssättet har emellertid redan från början varit pressad och upplägget har därför till viss del modifierats. Arbetet i de olika arbetsgrupperna har på grund av detta bedrivits i princip parallellt och i vissa fall har resultaten från arbetet i arbetsgrupperna state-of-the-art och lagstiftning och acceptans legat till grund för arbetsgrupp systemstudie medan det i andra fall har varit tvärt om. En annan förändring mot det ursprungliga upplägget enligt uppdragsbeskrivningen är att industrins insatser i arbetsgrupp systemstudie har utökats till att innefatta ett större ansvar för skrivandet mot att den projektgrupp som består av ÅF, Chalmers tekniska högskola (CTH) och Sveriges Geologiska Undersökning (SGU) har tagit ett större ansvar för skrivandet i arbetsgrupperna lagstiftning och acceptans samt state-of-the-art. Styrelsen för CCS-programmet tog den 2 mars 2010 beslut om den nya arbetsfördelningen som i början av februari hade diskuterats i de olika arbetsgrupperna.

I arbetsgrupperna och hos ÅF, CTH samt SGU finns en samland kompetens för att täcka in stora delar av det som bör täckas i arbetsgruppernas rapporter men vissa kompletteringar av arbetsinsatser utanför arbetsgrupperna har också genomförts.

Skälen till detta är dels att man i respektive arbetsgrupp kommit fram till att man inte kan bidra med rätt kompetens, dels att deltagande företag inte har haft möjligheter att bidra med tidigare utlovade naturabidrag. I uppdragsbeskrivningen ingick också identifiering och anmälning av behov av eventuella ytterligare insatser som behövs för att genomföra arbetet inom respektive arbetsgrupp.

Den samlade erfarenheten och kunskapen inom arbetsgrupperna kommer till stor del från de forsknings- och utvecklingsprojekt som företagen deltar i eller driver på egen hand. Meningen är att kunskaper från dessa aktiviteter skall samlas och anpassas till de förutsättningar som råder i Östersjöregionen för att på så sätt utgöra fundamentet för arbetet inom arbetsgrupperna. Graden av erfarenheter inom området varierar dock stort då vissa av projektets finansiärer har deltagit eller drivit mycket stora projekt inom området under lång tid medan andra företags tidigare erfarenheter inom området CCS är relativt begränsad. Var forsknings- och utvecklingsinsatser bäst kan behövas för att etablera en infrastruktur för avskiljning och lagring av koldioxid i Östersjöområdet och var de nu bedrivs stämmer dock inte alltid överens och det är en av projektets uppgifter att identifiera sådana gap.

### **3.2 State-of-the-art-beskrivningar**

De bitar som enligt uppdragsbeskrivningen skall täckas upp av arbetsgrupp state-of-the-art och arbetsgrupp lagstiftning och acceptans beskrivs genom rubriker i dokumentet State-of-the-art ”Synopsis”, vilket var en del av uppdragsbeskrivningen. Rubriker i punkt 5 utgör beskrivningen för arbetsgrupp lagstiftning och acceptans och dessa är så kortfattade att arbetsgruppen har bestämt att ytterligare tio avsnitt bör utarbetas för att en bred bild av relevanta frågor inom områdena regelverk och acceptans för CCS skall kunna täckas. Systemstudien innefattar med något undantag i stort sett inte några frågor som berör lagstiftning och acceptans. Undantagen utgörs av kortare beskrivningar av de tillståndsfrågor som berör verksamheter inom olika delar av kedjan avskiljning till lagring av koldioxid samt en kortare redogörelse för frågor som berör miljö- och regelverksfrågor i bakgrundskapitlet, kapitel 4.

Rubrikerna i punkt 1 till 4 i synopsis för state-of-the-art beskriver i kortform de delar som skall beskrivas för avskiljning, klustering, transport och lager, det vill säga samtliga tekniska steg i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid. I synopsis påpekas även följande:

*”vi behöver en gemensam struktur för samtliga teknik- och kostnadsbeskrivningar dvs inte bara för tekniken för avskiljning av CO<sub>2</sub> ”innanför grind” utan även för teknik för transport och lagring.*

*Rapporterna ska inte bara tjäna som underlag för systemstudien utan även för kunskapsutbytet i projektet.*

*Rapporterna behöver innehålla ett enhetligt ”gränssnitt” (vissa parametrar) som underlättar nyttjandet i ”systemstudien”.*

*Beskrivningarna bör/kan dels omfatta genomförda bedömningar för specifika befintliga anläggningar om sådan gjorts dels mer generella bedömningar”*



I arbetsgrupperna har därför överenskommelser träffats om hur ekonomiska och tekniska data skall presenteras i rapporterna för att olika alternativ för exempelvis avskiljning och transport av koldioxid skall kunna jämföras på ett relevant sätt. Meningen var också att det kunskapsutbyte mellan olika branscher, som är ett av CCS-programmets övergripande syften, skall kunna underlättas av denna gemensamma struktur för teknik- och kostnadsbeskrivningar. Synopsis beskrivning av att state-of-the-art-rapporterna skall tjäna som underlag för systemstudien och inte tvärt om har dock modifierats under projektets gång, se avsnitt 3.1.

### **3.3 Andra forsknings- och utvecklingsprojekt av relevans för CCS i Östersjöregionen**

#### **3.3.1 CCS inom EU**

EU:s energipolitik bygger på tre viktiga principer; konkurrenskraft, hållbarhet och säkerhet (säker energiförsörjning). Det förväntas att fossila bränslen kommer att ingå i vårt energisystem i lång tid framöver och att det kommer att ta flera årtionden att utveckla ett hållbart system med litet eller inget beroende på fossila bränslen. Samtidigt så sinar Europas olje- och gasresurser snabbt vilket gör kolets roll viktig, i synnerhet eftersom Europa fortfarande har relativt stora kolresurser, se tills exempel BGR<sup>6</sup>.

Inom EU anses CCS vara en viktig teknologi för att kunna möta EU:s klimatåtaganden samtidigt som energiförsörjningen tryggas. Detta är främst genom att man med CCS kan fortsätta behålla kol som primär energikälla, men också andra fossila bränslen samtidigt som klimatmålen kan nås. Kol, i synnerhet brunskol, är en viktig faktor i den lokala ekonomin i länder som Grekland, Polen och Tyskland. Man har också inom EU insett betydelsen för det globala klimatarbetet att CCS-tekniken kan spridas vidare till länder som China och Indien. Dessa länder har stora kolresurser vilket i kombination med en stor befolkning, låg per capita energikonsumtion och snabb ekonomisk växt gör att emissionerna av koldioxid och andra växthusgaser ökar snabbt.

I mars 2007 enades EU:s stats- och regeringschefer i det Europeiska rådet om att minska EU-ländernas utsläpp av växthusgaser med 20 procent till år 2020 i jämförelse med Kyotoprotokollets basår 1990. Under förutsättningen att andra industriländer förbinder sig till jämförbara minskningar, sattes ett ännu ambitiösare mål: EU skall då minska utsläppen av växthusgaser med 30 procent under samma period. Vid samma möte antogs även målet att 20 procent av EU:s energikonsumtion skall komma från förnybara energikällor år 2020 och att EU skall energieffektivisera på ett sätt som gör att energikonsumtionen skall minska med 20 procent till år 2020 i jämförelse med vad de som hade varit fallet utan denna energieffektivisering. Dessa mål kallas sammantaget EU:s 20-20-20-mål.

---

<sup>6</sup> BGR, 2008. "Reserves, resources and availability of energy resources 2007". Status December 31<sup>st</sup>, 2007.

Resultatet av det Europeiska rådets beslut blev det klimat- och energipaket som presenterades av Europeiska kommissionen den 23 januari 2008. EU:s klimat- och energipaket består av nya regelverk fördelade inom fyra områden:

- EU:s system för handel med utsläppsätter (European Union Emission Trading Scheme, EU ETS) skall förändras för perioden efter 2012. Förändringarna innefattar att den fria tilldelningen av utsläppsätter skall begränsas till förmån för auktionering och utsläppstaket som innefattas av EU ETS skall minskas årligen fram till år 2020. Tilldelningen skall även centraliseras inom EU.
- En fördelning av ansvar för utsläpp som inte täcks av EU ETS. Det handlar om utsläpp inom bland annat bygg-, transport-, jordbruks- och avfallssektorn. Fördelningen av utsläppsmål baseras här på respektive lands BNP per capita med 2005 som basår. Enligt fördelningen skall de rikaste länderna minska de utsläpp som inte täcks av EU ETS med 20 procent mellan 2005 och 2020 medan de fattigaste får öka sina utsläpp med lika mycket under samma period.
- Nationella mål för att uppfylla det övergripande målet om 20 procent förnybar energi inom EU till år 2020. I detta ingår även ett bindande minimimål för transportsektorn. De nationella målen går från 10 procent för Malta till 49 procent för Sverige.
- Ett regelverk för att skapa incitament för samt säkerställa en säker tillämpning av avskiljning och lagring av koldioxid. Incitament skall både skapas genom att olika forsknings-, utvecklings- och fullskaleprojekt ges finansiella stöd och genom att avskiljning och lagring av koldioxid skall inlemmas inom EU ETS.

EU:s klimat- och energipaket har inte med något specifikt regelverk för energieffektivisering utan den delen av 20-20-20-målet omfattas av EU:s energieffektiviseringsplan från 2006<sup>7</sup>. Av det som beskrivits ovan om hur klimat- och energipaketet skall kunna användas för att nå 20-20-20-målet går det att dra slutsatsen att EU ser CCS som en tydlig del av klimatstrategin, till och med för perioden fram till 2020. För klimatmål på längre sikt ses redan avskiljning och lagring av koldioxid som en nödvändig metod, vilket bland annat framgår av följande citat från förslaget till direktiv för geologisk lagring av koldioxid:

*”Det går dock inte att minska EU:s eller världens koldioxidutsläpp med 50 procent fram till 2050 utan att använda möjligheten att avskilja koldioxid från industrialanläggningar och lagra den i lämpliga geologiska formationer”<sup>8</sup>*

---

<sup>7</sup> COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, Brussels, 19.10.2006, COM(2006)545 final, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION, Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential.

<sup>8</sup> Förslag till EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV om geologisk lagring av koldioxid och ändring av rådets direktiv 85/337/EEG, 96/61/EG, direktiv 2000/60/EG,

### 3.3.2 EU-kommissionens arbete med CCS

År 2001 bildades den första Europeiska Teknologiplattformen (ETP) inom EU, ACARE (inom flygteknik). En europeisk teknikplattform är ett europeiskt nätverk som samlar forskare, näringsliv och andra berörda parter i en viss teknik för att främja europeisk forskning och utveckling inom det berörda området. Teknologiplattformerna upprättades för att ge ramar för att fastställa forsknings- och utvecklingsprioriteringar, tidsramar och handlingsplaner för olika strategiskt viktiga frågor. I dag finns det 34 olika teknologiplattformar och de har visat sig vara starka aktörer i utvecklingen av den europeiska forskningspolitiken. En utav plattformarna, ZEP ("Zero Emission Fossil Fuel Power Plants"), bildades av EU-kommissionen 2005 med fokus på CCS. ZEP ser sin roll som rådgivare inom alla frågor relaterad till CCS såsom tekniska, politiska, kommersiella och juridiska frågor och skall också bidra med rekommendationer för nästa generations CCS-teknik såväl som vara en källa till information om CCS. ZEP har tre officiella målsättningar:

- Göra CCS till en nyckelteknik för att bekämpa klimatförändringarna.
- Göra CCS kommersiellt tillgänglig till 2020 med hjälp av det EU-stöttade demonstrationsprogrammet.
- Påskynda FoU för nästa generations CCS-teknik och dess omfattande användning efter 2020.

2006 publicerade ZEP två viktiga dokument: "the Strategic Deployment Document" (DPP), som beskriver hur marknadsutvecklingen av CCS kan påverkas, och "the Strategic Research Agenda" (SRA) som beskriver ett program för samarbete kring teknikutveckling för att minska kostnader och risker. Tillsammans definierade de 2 dokumenten en färdplan för att kommersialisera CCS senast 2020 inklusive byggandet av 10-12 storskaliga demonstrationsprojekt där hela värdekedjan demonstreras, det vill säga avskiljning, kompression, transport och lagring. 2008 genomförde ZEP en fördjupad studie om hur ett demonstrationsprogram skulle kunna fungera i praktiken vilket resulterade i rapporten "Ett EU demonstrationsprogram för CO<sub>2</sub>-avskiljning och lagring – ZEP:s förslag". Senare samma år blev CCS direktivet godkänt i EU-parlamentet vilket gav det juridiska ramverket för lagring av CO<sub>2</sub> och man kom också överens om ett finansiellt stödprogram för upp till 12 storskaliga demoanläggningar för CCS samt projekt som innefattar så kallade innovativa förnybara teknologier. Stödprogrammet innebär att kommissionen skall avsätta en del av inkomsterna från försäljningen av 300 miljoner utsläppsrätter till demoprojekten. I februari 2010 blev det bestämt att åtta CCS-projekt och att ett projekt inom var och en av 34 underkategorier för innovativa förnybara teknologier skall få finansiering.<sup>9</sup>

---

2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG och förordning (EG) nr 1013/2006, KOM (2008) 18 slutlig, Bryssel den 23.1.2008.

<sup>9</sup> Draft COMMISSION DECISION of [...] laying down criteria and measures for the financing of commercial demonstration projects that aim at the environmentally safe capture and geological storage of CO<sub>2</sub> as well as demonstration projects of innovative renewable energy technologies under the scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community

Vid slutet av 2010 skall EU:s medlemsstater ha lämnat in projektförslag till Europeiska Investeringsbanken som skall värdera projekten och innan slutet av 2011 skall kommissionen ha beslutat om vilka projekt som får stöd.

I december 2009 beslutade EU-kommissionen om ytterligare stöd till CCS som en del av ett stödpaket för att få fart på ekonomin efter den ekonomiska tillbakagång som drabbat världen under 2009 ("European Energy Program for Recovery"). Kommissionen publicerade en lista på sex planerade demo CCS-projekt som tillsammans skal få en miljard euro i ekonomiskt stöd från paketet. De sex annonserade projekten ligger i England, Italien, Nederländerna, Polen, Spanien och Tyskland. Varje projekt kommer att erhålla 180 miljoner EUR med undantag av projektet i Italien som får 100 miljoner EUR. Förutsättningen för att få stödet var bland annat att projekten skulle demonstrera hela kedjan med fångst, transport och lagring av CO<sub>2</sub> och tillsammans med stöd från försäljningen av utsläppsrätter så kan ett projekt få uppemot femtio procent av investeringen täckt från EU.

EU-kommissionen har förstått vikten av ett stort integrerat Europeiskt transportnät för transport av koldioxid från källor till lagringsplatser. Projektet CO<sub>2</sub>EuroPipe startade i april 2009 och skall bidra till att skapa en "masterplan" för ett sådant nätverk med fokus på central- och nordvästra Europa (Benelux-länderna, England, Norge, Polen, Sverige, Tjeckien och Tyskland ingår). Projektet pågår tills år 2011 och skall bland annat:

- Beskriva nödvändig infrastruktur för storskalig transport av koldioxid inklusive injekteringssystemet vid lagringsplatserna.
- Beskriva möjligheterna för att använda befintlig infrastruktur för transport av naturgas.
- Ge råd om hur man tar bort alla organisatoriska, ekonomiska, juridiska, miljömässiga och samhällsliga hinder för förverkligandet av storskalig CO<sub>2</sub>-infrastruktur.
- Utveckla "business cases" för en serie av realistiska scenarier för att studera tidiga CCS-system och deras eventuella utveckling till storskalig infrastruktur.

Slutligen bör det nämnas, även om det inte är ett EU-projekt, att Det Norske Veritas (DNV) tillsammans med industripartners har utvecklats, eller håller på att utveckla, fyra "Guidelines" som tillsammans täcker hela kedjan för avskiljning och lagring av koldioxid:

- CO<sub>2</sub>Capture som beskriver ett förfarande för godkännande av CO<sub>2</sub>-avskiljningsteknik.
- CO<sub>2</sub>Pipetrans som beskriver förfaranden för säker, pålitlig och kostnads-effektiv transport av CO<sub>2</sub> i rörledningar

---

established by Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council.  
<http://www.ner300.com/wp-content/uploads/2010/02/DRAFT-NER300-Decision.pdf>

- CO2Wells som syftar till att utveckla en gemensam metodik för riskbedömning av injekteringsbrunnar på för CO<sub>2</sub> samt riskbedömning för konvertering av existerande brunnar till CO<sub>2</sub> injektering.
- CO2Qualstore som syftar till att ge handledning gällande urval och godkännande av anläggningar och projekt för geologisk lagring av CO<sub>2</sub>.

Alla ”Guidelines” förutom CO2Wells har vid skrivandet av denna rapport blivit publicerade och en sammanfattning från CO2Qualstore finns i bilaga 1.

### 3.3.3 Europeiskt nätverkande inom CCS

The Global CCS institute startades upp av den Australiensiska regeringen i April 2009 med ett årlig budget på A\$ 100 miljoner (ca 700 miljoner SEK). Idag har institutet mer än tjugo regeringar bland sina medlemmar ( däribland Sverige och EU-kommissionen) och ett stort antal företag, forskningsorganisationer och NGO:er. Det samarbetar dessutom med organisationer som International Energy Agency (IEA), Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF, se nedan) och Asien:s Utvecklingsbank. Huvudsakliga syftet är att hjälpa till att accelerera utbredningen av CCS globalt och ungefär hälften av årsbudgeten används för att stödja CCS-projekt över hela världen. I januari 2010 hade institutet mottagit mer än 50 ansökningar för stöd till olika CCS-projekt till ett samlat värde av mer än A\$ 500 miljoner (ca 3,5 miljarder SEK).

Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) fokuserar på utveckling och utbredning av kostnadseffektiva teknologier för separation och avskiljning av koldioxid och på att identifiera viktiga teknologiska, ekonomiska och miljömässiga hinder för utvecklingen av CCS. CSLF vill också öka medvetenheten om CCS och leda rättsliga, regleringsmässiga, finansiella och institutionella miljöer som främjar CCS. CSLF är organiserad i två grupper; en policygrupp och en teknisk grupp, samt ett administrativt sekretariat.

CO2Net är ett nätverk för att samla och förmedla kunskap kring CCS. CO2Net blev etablerad under EU-kommissionens femte ramprogram men drivs numera helt av industrin och medlemmarna själva. Den viktigaste drivkraften för CO2NET är utvecklingen av CO<sub>2</sub>-avskiljning och lagring av koldioxid som ett säkert, tekniskt genomförbart, socialt acceptabelt alternativ för att minska effekterna av mänsklig påverkan på klimatet. Efterhanden har CO2Net också utvecklats till att bli en formidabel förmedlare av nyare relevant CCS-relaterad kunskap och forskning samt att tillhandahålla utbildning inom de flesta relevanta aspekter inom CCS. CO2GeoNet är ett liknande nätverk etablerat under kommissionens sjätte ramprogram men nätverket är dock begränsat till frågor rörande geologisk lagring av CO<sub>2</sub>.

The North Sea Basin Task Force startades av England och Norge år 2005. År 2008 gick även Nederländerna och Tyskland in i gruppen. Gruppen består av medarbetare från olika berörda politiska departement samt från industrin med målet att utveckla gemensamma principer för reglering av lagring av koldioxid i

Nordsjön. De har arbetat fram en rad rapporter, bland annat en rapport om transportinfrastruktur och en annan om juridiska, ekonomiska och regulatoriska frågetecken kring lagring av koldioxid.

### 3.3.4 Forskningsprojekt inom EU

Det finns en rad avslutade och pågående forskningsprojekt inom CCS i samtliga regioner i världen. Mest aktiva är man i Australien, Canada, EU och USA men även i länder som Brasilien, China, Indien, Indonesien och Sydafrika finns det ett flertal projekt kring CCS, mest relaterade till avskiljningsteknologi och kartläggning av stora utsläppskällor och potentiella lagringsplatser.

Redan år 1996 startade det första EU-finansierade forskningsprojektet för att uppskatta lagringspotentialen i Europeiska reservoarer, det så kallade Joule II-projektet som leddes av British Geological Survey (BGS 1996). Joule II-projektet följdes av Gestco-projektet 2004 och GeoCapacity-projektet 2009, alla med avsikten att för vissa länder i Europa kartlägga utsläppskällor och potentiella reservoarer för lagring av koldioxid och uppskatta deras lagringskapacitet. I Gestco utvecklades också ett så kallad ”Decision Support System” (DSS), ett verktyg för att kostnadsoptimera matchningen av källor och sänkor och transporten av koldioxid mellan dessa. I GeoCapacity blev DSS förbättrat så att det kunde omfatta flera källor och sänkor. GeoCapacity utvidgade också den geografiska täckningen från Gestco-projektet till att omfatta Öst-Europa och initierade samarbetsprojekt med Indien, Kina och Ryssland med målsättningen att främja och utveckla CCS i dessa länder. Slutligen utvecklade GeoCapacity riktlinjer för att beräkna lagringspotentialen inom en reservoar och kriterier för att bedöma en reservoars lämplighet som lagringsmedium.

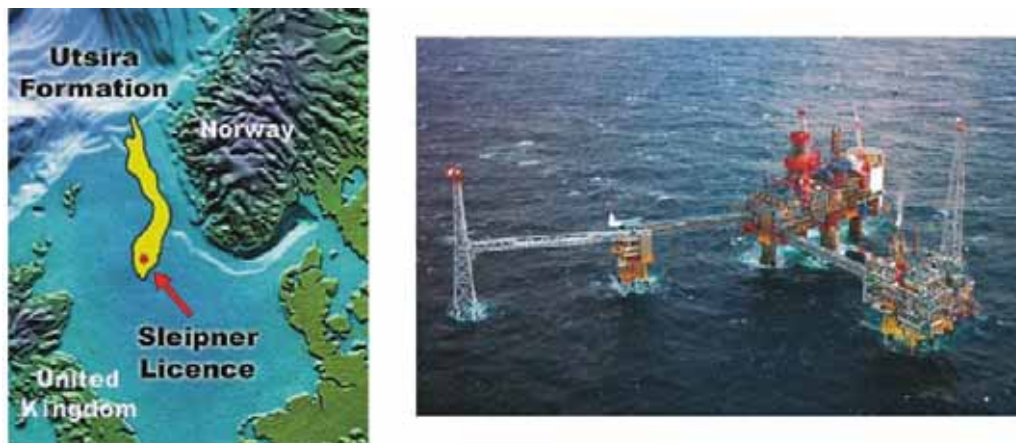
I GeoCapacity kartlades europeiska koldioxidkällor med årliga utsläpp på 100 kiloton eller mer, och de totala årliga emissionerna uppgick till ca 1,9 miljarder ton. Samtidigt blev lagringskapaciteten i Europa uppskattad till mellan 117 och 360 miljarder ton varav mellan 80 och 90 % i akvifärer. Det högre värdet inkluderar ca 178 miljarder ton lagringskapacitet i haven utanför Norge<sup>10</sup> och kommer egentligen från det tidigare Gestco-projektet. Enligt GeoCapacity så är inte nödvändigtvis alla potentiella lagringsplatser inkluderade i ovan nämnda kapaciteter samtidigt som det inte heller är säkert att alla lagringsplatser som har blivit inkluderade är lika lämpliga. Samtidigt hävdar GeoCapacity (2009) också att det lägre värdet (117 miljarder ton) sannolikt representerar en mer realistisk uppskattning av Europas lagringskapacitet för koldioxid. Detta understryker den stora osäkerheten i uppskattningar av lagringskapacitet och att man sannolikt inte kommer att veta den verkliga kapaciteten i ett potentiellt lager förrän en aktör går in och gör de reservoarspecifika undersökningar som kommer att krävas, så som brunnborringar, seismik med mera.

---

<sup>10</sup> I Gestco-projektet uppskattades även lagringskapaciteten i sju akvifärer i Barents hav till mellan 6,2 och 102,9 miljarder ton beroende på om koldioxiden skulle lagras inom stängda strukturer eller om hela akvifärens porvolym kunde utnyttjas (NGU 2002). Lagringskapaciteten i Barents hav är inte inkluderad i GeoCapacity's siffror.

1996 påbörjades det första lagringsprojektet av industriell skala i världen<sup>11</sup> genom det norska oljebolaget Statoils injektering av ca en miljon ton koldioxid årligen i Utsira, en akvifär liggande ovanför gasfältet Sleipner i Nordsjön. Anledningen till lagringsförsöket var den norska skatten på koldioxidutsläpp offshore och att naturgasen i Sleipner fältet innehöll ca nio procent koldioxid, vilket gjorde att koldioxiden ändå behövde separeras för att göra naturgasen säljbar.

De internationella delvis EU-finansierade forskningsprojekten SACS och SACS2 (Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage) startades för att a) utvärdera lokala och regionala lagringsegenskaper i Utsira inklusive reservoarens takformation, b) att övervaka den injekterade koldioxiden genom geofysiska metoder, c) att simulera och förutsäga nuvarande och framtida CO<sub>2</sub>-distribution genom reservoarmodellering och d) att utveckla och publicera en "Best practice manual" för lagring av koldioxid i akvifärer. Figuren nedan har tagits från SACS (2007) och visar Utsira akvifären (gula området) tillsammans med Sleipner fältets licensområde (rött område) och själva injekteringsanläggningarna.<sup>12</sup>

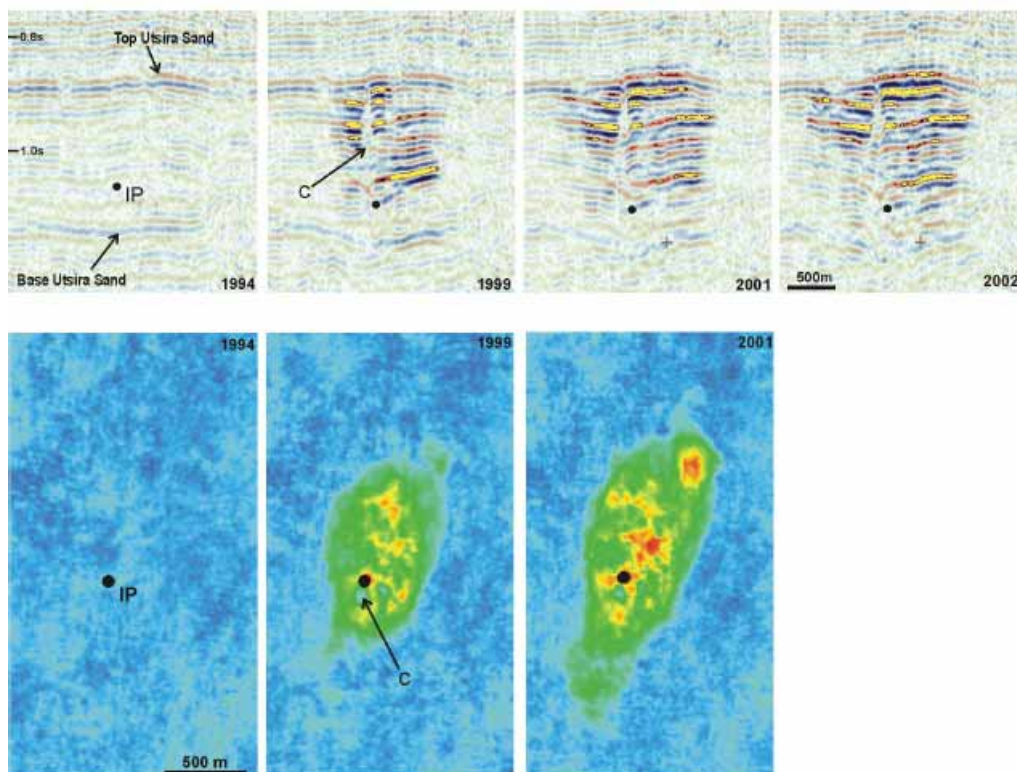


**Figur 3.1** Fältet Sleipners lokalisering i Nordsjön samt flygbild över en av injekteringsanläggningarna.

Innan injekteringen i Utsira trodde man att det skulle bli svårt att upptäcka koldioxiden och att följa dess rörelser i reservoaren över tid. Det visade sig emellertid snart att koldioxiden enkelt kunde urskiljas genom så kallade seismiska "time-lapse surveys". Bilden nedan visar seismiska tolkningar av reservoaren kring injekteringspunkten (IP) 1994 (före injektering), 1999, 2001 och 2002 då sammanlagt 6 miljoner ton hade injekterats. De övre bilderna visar utvecklingen för en reflektion av CO<sub>2</sub>-plymen fram till 2002 medan de nedre bilderna visar en integrerad reflektion av plymen i plan vy. Bilden har tagits från SACS (2007).

<sup>11</sup> Man hade visserligen vid det läget injekterat koldioxid i oljefält sen flera årtionden för att öka oljeutvinningen men injekteringen i Nordsjön var det första stora försöket att lagra koldioxid.

<sup>12</sup> SACS 2007, "Best practice for the storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers".



**Figur 3.2 Tidsserie för injekterad koldioxidplym i Utsira.**

Vid slutet av 2008 hade närmare 11 miljoner ton koldioxid blivit injekterat i Utsira och planen är att injektera ytterligare 9 miljoner ton.

I april 2008 startade Statoil också injektering av koldioxid i Tubåen-formationen i Barents hav, en akvifär liggande på ca 2 500 meters djup under sjöbotten vid gasfältet Snøhvit. Även i detta fall har naturgasen som produceras för höga halter av koldioxid för att gasen skall kunna marknadsföras (5-6% CO<sub>2</sub>). I Snøhvits fall transporteras naturgasen i pipelines designade för flerfasiga flöden de cirka 150 kilometerna in till processanläggningen på Melkøya där koldioxiden separeras ut och fraktas i pipeline tillbaka till injekteringspunkten. Cirka 0,7 miljoner ton CO<sub>2</sub> separeras och lagras årligen i Tubåen formationen.

SACS tillsammans med CO<sub>2</sub>STORE projektet utmynnade i 2007 i en ”Best Practice Manual” för lagring av koldioxid i akvifärer.

CO<sub>2</sub>SINK projektet startades upp i 2004 i Ketzin nära Berlin och omfattar injektering av långt mindre mängder koldioxid än de två projekten i Norge, ca 60 kiloton över två år i en onshore struktur på ca 650 meters djup med start i början av 2008. Koldioxiden skall injekteras genom en brunn och i tillägg skall man ha två brunnar för att övervaka koldioxiden.

CO<sub>2</sub>ReMoVe (Research, Monitoring, Verification) projektet syftar till att skapa en vetenskapligt grundad referens för övervakning och kontroll av geologisk lagring av koldioxid. Genom omfattande FoU inom övervakning, mätning och



kontroll på flera aktiva lagringsplatser, försöker CO2ReMoVE visa på långsiktig tillförlitlighet och säkerhet för geologisk koldioxidlagring och att peka på den FoU som behövs för övervakning och kontroll som i sin tur kan ge riktlinjer och normer för politiker, tillsynsmyndigheter och industri. Både Sleipner- och Snøhvitprojekten i Norge ingår, likaså Ketzinprojektet i Tyskland (se ovan), injekteringen i K12-B gasfältet i Nederländerna samt injektering i ett kolfält i Polen (Kaniow) och i ett oljefält i Kanada, det sistnämnda för att öka oljeproduktionen (Weyburn-fältet).

Andra centrala EU-projekt är till exempel CASTOR, ENCAP, RECOPOL och MOVECBM. CASTOR-projektet utvärderade så kallad ”post-combustion capture” (avskiljning efter förbränning), inklusive igångsättandet av en pilotanläggning vid Dongs kolkraftverk i Esbjerg. I projektet utvärderades även lagring i fyra specificerade reservoarer i Nederländerna, Norge, Spanien och Österrike<sup>13</sup>. ENCAP-projektet som var färdigt 2009 skulle utvärdera och eventuellt bidra till att utveckla ny, mer effektiv ”pre-combustion capture” (avskiljning innan förbränning) där målsättningen var en avskiljningskvot på minst 90% och en 50%-ig reduktion i kostnaderna för avskiljning. RECOPOL och MOVECBM projekten utvärderade lagring av koldioxid i kolfält, det sistnämnda projektet i samband med produktion av metangas som sedan tidigare är adsorberad i kolet, så kallad ECBMR (”Enhanced Coal-Bed Methane Recovery”). GeoCapacity (2009) uppskattade en total lagringskapacitet på mellan en till två miljarder ton i kolfält varav ca 670 miljoner ton vid samtidig produktion av metangas.

DYNAMIS-projektet som var delfinansierat av EU undersökte möjligheterna för produktion av vätgas från fossila bränslen med efterföljande avskiljning av koldioxiden. Projektet varade i tre år mellan 2006 och 2009 och leddes av den norska forskningsinstitutionen Sintef. Vid screening av lämpliga lagringsplatser satte projektet en lägsta gräns för injektivitet på 2 miljoner ton koldioxid per år<sup>14</sup> eller en permeabilitet på minst 200 mD (milliDarcy) vilket kan anses vara högt. Ett viktigt resultat från Dynamis var att projektet satte vägledande värden för koldioxidens kvalitet vid transport med pipeline.

MUSTANG är ett fyraårigt projekt finansierat av EU genom det sjunde ramprogrammet. Projektet startades 2009 och leds av Uppsala Universitet. Projektets syfte är att utveckla riktlinjer, metoder och verktyg för att karakterisera akvifärers lämplighet som lagringsmedium för koldioxid, till exempel så att man snabbt och enkelt kan upptäcka och övervaka koldioxiden inom reservoaren, både under injektering och efterföljande lagring. Teoretiska undersökningar, laboratorieexperiment och faktiska fältundersökningar i en reservoar i Israel skall bidra till att höja förståelsen för de spridningsprocesser koldioxiden kan påverkas av inom

---

<sup>13</sup> De lagringsprojekt som ingick var injektering i en akvifär offshore (Snøhvit-projektet i Norge), i offshore och onshore gasfält (K12-B fältet i Nederländerna och Atzbach-Schwanenstadt fältet i Österrike) samt offshore oljefält i Medelhavet (Casablanca-fältet Spanien).

<sup>14</sup> En injektivitet på 2 miljoner ton per år innebär att 2 miljoner ton koldioxid kan injekteras per brunn och år. Eftersom borrning av brunnar och pipelines fram till varje enskild brunn är kostnadskrävande så kan en hög injektivitet minska kostnaderna.

en reservoar. Arbetet är organiserat i tio arbetspaket där några av paketen har en rådgivande styrelse bestående av internationella experter, tillsynsmyndigheter och representanter från industrin.

### 3.3.5 CCS-projekt inom Östersjöregionen

Här följer en kortfattad redogörelse av olika nordiska aktiviteter inom CCS-området som är relevanta för det svenska industrigemensamma CCS-programmet.

Inom norden pågår flera större eller mindre forsknings- och utvecklingsprogram eller -projekt samtidigt som etapp 1 inom det CCS-program om Östersjöregionen som här beskrivs. Norge är en frontnation inom området men även i Finland pågår aktiviteter i betydligt större skala än de aktiviteter som bedrivs i Sverige. I Norge finns speciellt mycket erfarenheter när det gäller lagring av koldioxid eftersom det i dagsläget bedrivs injektering av koldioxid vid Tubåen i Barents hav och Utsira i Nordsjön. Vid båda dessa platser injekteras koldioxid som avskiljts från naturgas, vilket gör att kunskaperna gällande koldioxidavskiljning inte alltid är direkt applicerbara på de anläggningar som studeras i den här rapporten. Den information som finns rörande lagring av koldioxid i Norge är emellertid värdefull för allt arbete som bedrivs inom området, eftersom injekteringen i akvifären vid Utsiraformationen har bedrivits i relativt stor skala sedan 1996, vilket är unikt.

Den Norska Staten, Statoil, Shell och Sasol står bakom byggandet av det så kallade CO<sub>2</sub> Teknologicentret i Norska Mongstad (TCM). TCM är världens största center för att testa och förbättra tekniker för CO<sub>2</sub>-avskiljning och prioriterade målsättningar för teknologicentret är:

- Utveckla konkurrenskraftiga teknologier för CO<sub>2</sub>-avskiljning på ett internationellt plan.
- Reducera kostnader och tekniska, finansiella och miljömässiga risker vid fullskalig CO<sub>2</sub>-avskiljning.
- Testa, verifiera och demonstrera tekniker för CO<sub>2</sub>-avskiljning ägd och marknadsförd av leverantörer.
- Främja utveckling av teknologi och leverantörer.

Teknologicentret planeras stå färdigt kring årsskiftet 2011/2012.

I Finland har Fortum och TVO studerat möjligheterna att avskilja koldioxid från kolkraftverket i Meri-Pori och kraftverket är aspirant på att bli en av de anläggningar som får tilldelning av en pott på 300 miljoner utsläppsrätter som avsatts för storskaliga CCS-projekt och projekt inom förnybar energi inom EU<sup>15</sup>. I projektet ingår även andra företag som skall utvärdera transporterna av koldioxid från kraftverket. En annan storskalig finsk CCS-satsning var det så kallade ClimBus-programmet som finansierades av finska Tekes (the Finnish Funding Agency for

---

<sup>15</sup> <http://www.ner300.com>, 2010-05-31

Technology and Innovation). Projektet pågick mellan 2004 och 2008 och hade en total budget på över 90 miljoner EUR.

Projektet "CCS Finland - Tillämpning av CCS i Finland" pågår i skrivande stund och leds av finska VTT. Hela CCS-kedjan undersöks från olika tekniska lösningar för avskiljning, transport, och lagring till dess inverkan på energistrukturen. Tillämpningen av olika tekniska lösningar, dess kostnader och inverkan på energisystem studeras. Även möjligheterna för att överhuvudtaget tillämpa CCS i Finland samt konsekvenserna från detta undersöks. Förutom tekniska lösningar för avskiljning och transport undersöks även möjligheten att lagra koldioxid i den finska berggrunden och olika lagringsmetoder samt ansvarsfrågor som berör detta. Vad som hittills är känt lämpar den finska berggrunden sig dåligt för lagring av koldioxid och inga lagringsplatser har hittills identifierats. Följaktligen vore lagring i Östersjön en bra lösning för Finlands del eftersom långväga transport till Nordsjön då kan undvikas.

Det har pågått och pågår även flera samnordiska initiativ inom CCS-området. Forskningsprogrammet Nordic CO<sub>2</sub> sequestration (NoCO<sub>2</sub>) pågick mellan åren 2003 och 2006 i länderna kring Östersjön och det finansierades huvudsakligen av Nordic Energy Research. Syftet var att studera och utveckla potentiella metoder för att avskilja, transportera och lagra koldioxid på ett kostnadseffektivt sätt. Deltagande parter var Chalmers tekniska högskola, Norges tekniska-naturvetenskapliga universitet, Aalto-universitetets tekniska högskola, Danmarks Tekniska Universitet, Tallins Tekniska Universitet, Rigas Tekniska Universitet och Saint Petersburg Mining Institute.

Det nordiska Toppforskningsinitiativet (TFI) är den största samnordiska FoU-satsningen någonsin med en total budget på 300 miljoner danska kronor. Programmet består av sex delprogram varav ett handlar om avskiljning och lagring av koldioxid. Två projekt har hittills beviljats finansiering inom delområdet CCS. Finska VTT kommer att utföra ett projekt inom "CCS potentials in the Nordic region" och norska Sund Energy kommer att studera "CCS and renewable energy".

Av störst betydelse för etapp 1 av det svenska industrigemensamma forskningsprogrammet om CCS i Östersjöregionen är emellertid det projekt om CCS i Kattegatt och Skagerack som leds av Chalmers tekniska högskola och som innefattar utsläppskällor i Sverige, Norge och Danmark. Projektet påbörjades i juni 2009 och kommer att pågå till slutet av 2011 och har en total budget på 1,3 miljoner EUR. Projektet finansieras huvudsakligen av EU via det regionala programmet för Öresund, Kattegatt och Skagerrak som kallas Interreg IV A. Förutom CTH medverkar även följande aktörer i projektet: Tel Tek, Høgskolen i Telemark, Universitetet i Oslo, Innovasjon Norge, Vestfold fylkeskommune, Telemark fylkeskommune, Göteborg Universitet, Västra Götalandsregionen och Energimyndigheten. Anledningen till att Skagerrakprojektet är av så stor betydelse för etableringen av en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen är att frågeställningen på många sätt är likartad. Olika former av transport och lagring av kol-

dioxid skall utvärderas för utsläppskällor i ett antal grannländer. På samma sätt som i denna studie är frågeställningarna i Skagerrakprojektet mångfacetterade och innefattar teknik, ekonomi och regelverk. Att Chalmers tekniska högskola har en central roll även i denna studie medverkar naturligtvis till utbytet mellan projekten.

### 3.3.6 CCS-projekt med inriktning på klusterbildning

Flera initiativ för bildning av olika kluster finns redan, såsom Skagerrak-projektet där Chalmers ingår som ledande projektpartner, ”Rotterdam Climate Initiative”, CCS i Skotland, ”The Yorkshire Forward” och ”The One-North-East” projekten samt E.ON:s avgränsningsrapport för ett CO<sub>2</sub>-transportsystem i sydostliga England. Undantaget E.ON:s projekt så drivs alla nämnda projekt framåt av regionalt näringsliv, politiker och miljöorganisationer där drivkraften ofta är att etablera regionen som attraktiv för emissionsintensiv industri med en färdig lösning för hantering av CO<sub>2</sub>. Att så många projekt har igångsatts i UK är naturligt eftersom de är EUs näst största utsläppare, de har krävande nationella utsläppsmål (80 % minskning i 2050 relativt 1990), en stor andel äldre kolbaserade kraftverk mogna för stängning och annan emissionsintensiv industri samt mycket god offshore lagringspotential både i olje- och gasfält och i akvifärer. Nedan ges en kort beskrivning av några av de ovan nämnde projekten.

Skagerrak-projektet startade upp i juni 2009 och skall vara färdig i december 2011. Det leds av Tel-Tek i Norge med Chalmers som ledande partner och en rad industrier och myndigheter i området deltar också i projektet. Projektet är finansierat bland annat från EU och svenska Energimyndigheten och skall undersöka möjligheterna för att bygga upp ett gemensamt CCS nätverk från stora utsläppskällor i regionen, primärt med lagring i Skagerrak- och Kattegattregionen om lämpliga reservoarer kan identifieras. Sekundärt kan det vara aktuellt med lagring i danska akvifärer eller ännu längre nordväst i Nordsjön. I en tidigare studie utförd av Tel-Tek identifierades 13 källor i regionen med årliga emissioner på ca 13 miljoner ton och en realistisk avskiljningspotential på runt 10 miljoner ton. Det speciella med Skagerrakprojektet är bland annat det interregionala samarbetet över landgränserna, fokuset på industriemissioner och att det skall göras en grundlig undersökning kring de rättsliga aspekterna av CCS.

E.ON avser att bygga en CO<sub>2</sub>-rörledning som startar vid E.ON:s Kingsnorth kolkraftverk<sup>16</sup> i Kent i sydostliga England med en kapacitet på 24 miljoner ton CO<sub>2</sub> årligen vilket, enligt E.ON, är tillräckligt för att frakta årliga CO<sub>2</sub>-emissioner från två kolkraftverk av Kingsnorths storlek och tre stora gaskraftverk (kapacitet kring 1,2 GW<sub>e</sub>). Möjligtvis har man då i åtanke bland annat RWE:s kolkraftverk Tilbury som bara ligger några kilometer från Kingsnorth och har årliga utsläpp mellan 4 och 5 miljoner ton koldioxid. E.ON:s förslag är troligtvis det enda annonserade klustersystem som är helt och hållet initierat och drivet av ett enskilt företag.

---

<sup>16</sup> Kingsnorth kolkraftverk har en elproduktionskapacitet på 2 GW och släpper ut ca 8 miljoner ton CO<sub>2</sub> årligen.

Rotterdam Climate Initiative (RCI) har som målsättning att minska stadens CO<sub>2</sub>-emissioner med 50 % till 2025 (relativt 1990), det vill säga med 30 miljoner ton årligen varav CCS skall stå för 20 miljoner ton. För att nå detta så har de ett utvecklingsprogram i fyra faser. I fas 1 med planerad start kring 2010 kommer avskiljningen att koncentreras till källor med en hög koncentration av koldioxid i rökgaserna (>75%), mellan 1 och 2 miljoner ton kommer årligen att separeras och lagras, bland annat från Shells raffinaderi i Pernis, och därefter transporteras i befintlig pipeline dels till växthus och dels injekteras i ett gasfält, onshore<sup>17</sup> eller offshore. I fas 2 som planeras sätta igång kring 2015 planeras mängden koldioxid öka till ca 5 miljoner ton årligen genom att inkludera avskiljning från 2 nya kolkraftverk medan lagring har tänkts ske i gasfält i Nederländsk del av Nordsjön. Ett av kolkraftverken har beviljats 180 miljoner EUR i stöd från EU:s EEPR program. I fas 3 och 4 med planerad start i 2015 och 2020 planeras mängden avskiljad koldioxid öka till 15 respektive 20 miljoner ton årligen. Faserna 3 och 4 skall inkludera fullskalig avskiljning bland annat från 3 kolkraftverk (2 konventionella kolkraftverk med avskiljning efter förbränning och ett kolkraftverk med avskiljning före förbränning, ett så kallad IGCC, ”Integrated Gasification Combined Cycle”).

Från och med fas 2 kommer koldioxiden att fraktas i pipelines med ett tryck på 20 bar till en kompressionscentral i Rotterdams hamn för vidare kompression till uppemot 150 bar och vidare transport antingen med båt eller pipeline till reservoar i Nordsjön. Vid 20 bar är densiteten endast 35 kg/m<sup>3</sup> (för en temperatur mellan 0 och 40°C) vilket kan jämföras med 700 kg eller högre vid tryck över 75 bar. Detta är intressant därför att det är tveksamt om koldioxid med högt tryck (100 till 150 bar) tillåts fraktas inom tätbyggda områden. Å andra sidan kan även avsevärt lägre tryck vara känsligt åtminstone om det samtidigt orsakar en fasomvandling till gas. Enligt RCI uppskattas specifika kostnaden för hela kedjan (avskiljning, transport, lagring) till 24 EUR och 42 EUR per ton koldioxid i fas 1 och 2 respektive och till 31 EUR per ton CO<sub>2</sub> vid full implementering 2025.

”Yorkshire forward”-projektet har analyserat möjligheterna för ett transport-system från utsläppskällor i Yorkshire och Humber längs Englands nordöstra kust med påföljande lagring i specificerade gasfält. Arbetet har, förutom av Yorkshire Forward, finansierats av bland annat flera stora oljebolag, kraftverksägare och stålbolag. Totalt släpper regionen ut ca 90 miljoner ton koldioxid årligen varav mer än två tredelar från de 12 största källorna. Avskiljning antas starta upp redan åt 2014 (2017 i en scenario-variant) och åt 2020 antas mellan 28 och 171 miljoner ton koldioxid ha lagrats kumulativt ökande till mellan 1,2 och 1,7 miljarder ton åt 2050. Värt att notera är att man tänker använda befintligt naturgasnät för transport av koldioxid i den mån det är praktisk genomförbart.

---

<sup>17</sup> Lagring var planerad i två landbaserade gas fält i Barendrecht nära Rotterdam där man dock har mött stort lokalt motstånd mot planerna.



## 4 Bakgrund

### 4.1 Klimatet och CO<sub>2</sub> som växthusgas

Sedan lång tid tillbaka har det varit känt att halten av koldioxid i atmosfären ökar i förhållande till den förindustriella tiden. Som en följd av detta började vetenskapsmän under 1960- och 1970-talet slå larm om att något behövde göras för att begränsa de risker som en ökad koncentration av olika så kallade växthusgaser, av vilken koldioxid är den mest betydelsefulla, i atmosfären skulle kunna leda fram till<sup>18</sup>. Som ett led i att kanalisera den ökande oron för en möjlig förändring av klimatet bildades den mellanstatliga klimatpanelen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 1988 av World Meteorological Organization (WMO) och United Nations Environmental Programme (UNEP). IPCC släppte sin första sammanfattande rapport om det vetenskapliga grunden för människans påverkan av klimatet 1990. Rapporten sammanfattade kunskapen hos 400 vetenskapsmän som tryckte på att förändringen av klimatet är ett verkligt fenomen och i rapporten sändes en uppmaning till världens ledare att göra något åt saken.

Som en följd av den ökande oron bildades Förenta Nationernas ramkonvention om klimatförändringar (FN:s klimatkonvention) i Rio de Janeiro 1992 och i den fastslogs vissa grundprinciper för hur det internationella klimatregelverket skulle formas. Klimatkonventionen trädde i kraft 1994 och målet för klimatkonventionen är i svensk översättning:

*”Slutmålet för denna konvention ... [] ... är att uppnå, i överensstämmelse med de relevanta föreskrifterna i konventionen, att atmosfärens koncentration av växthusgaser stabiliseras på en nivå som skulle förhindra farlig antropogen störning i klimatsystemet. En sådan nivå bör vara uppnådd inom en tidsram som är tillräcklig för att låta ekosystem att anpassa sig naturligt till klimatförändringen, att säkerställa att livsmedelproduktion inte hotas och att möjliggöra för ekonomisk utveckling att fortgå på et hållbart sätt.”<sup>19</sup>*

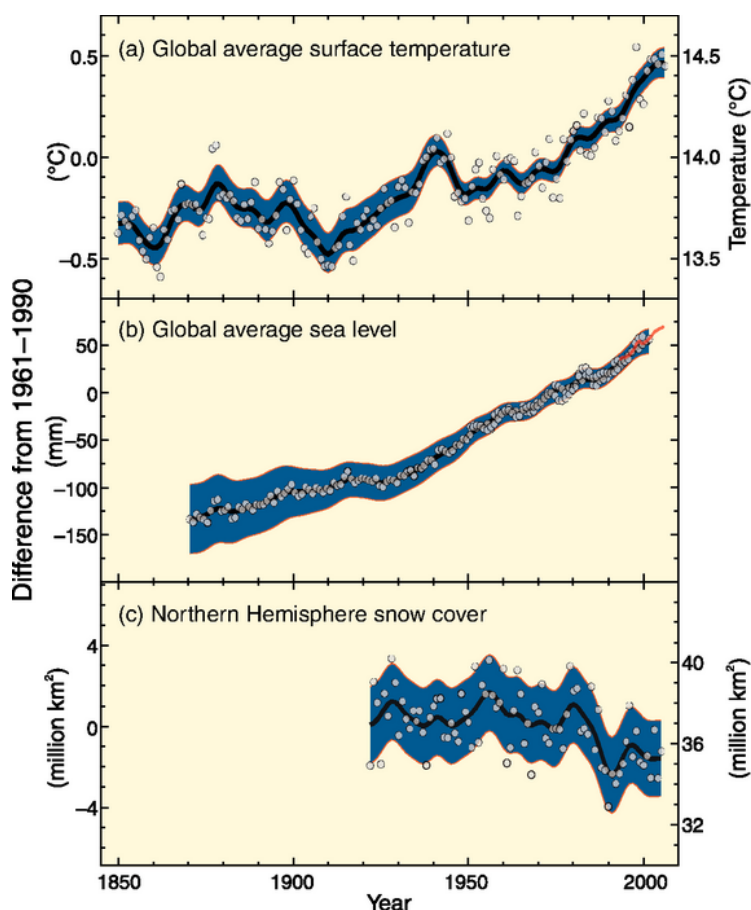
Idag är IPCC en organisation som förser klimatkonventionen med vetenskaplig kunskap inom områden som berör människans påverkan på klimatet. IPCC bedriver inte någon egen forskning utan sammanfattar bara den samlade vetenskapliga kunskapen inom de områden som berör förändringen av klimatet, möjliga följder av detta samt vad det finns för möjligheter att minska den mänskliga påverkan på klimatet. Den vetenskapliga kunskapen har ökat sedan IPCC:s första rapport och för varje rapport har läget beskrivits mer och mer allvarligt. IPCC:s

---

<sup>18</sup> The Intergovernmental Panel on Climate Change, Scientists sound the alarm, UNFCCC. [http://unfccc.int/essential\\_background/feeling\\_the\\_heat/items/2906.php](http://unfccc.int/essential_background/feeling_the_heat/items/2906.php)

<sup>19</sup> Sveriges internationella överenskommelser, ISSN 0284-1967, Nr 13 Förenta Nationernas ramkonvention om klimatförändring, New York den 9 maj 1992, SÖ 1993:13. <http://www.sweden.gov.se/content/1/c6/01/51/58/8b2c81d6.pdf>

fjärde stora rapport kom ut 2007 och arbetet pågår nu med den femte rapporten. I den fjärde stora rapporten konstaterades bland annat att koldioxidkoncentrationen i atmosfären har varit i intervallet  $280 \pm 20$  ppm i närmare tio tusen år fram till år 1750 men att koncentrationen under 2005 var 379 ppm<sup>20</sup>. Rapporten presenterar också observationer rörande förändringar i global temperatur, havsnivå och snötäcke på den norra hemisfären, se figur 4.1.



**Figur 4.1 Observerade förändringar av global genomsnittlig temperatur, havsnivå, och snötäcke under mars och april på den norra hemisfären. Alla förändringar är i förhållande till genomsnitt under perioden 1961 till 1990.**

Källa: IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

I klimatkonventionen gjordes en uppdelning mellan de industrialiserade så kallade Annex I-länderna och icke Annex I-länder (non-Annex I). Annex I-länderna var de länder som historiskt sett hade orsakat de största utsläppen av växthusgaser och därmed också ansågs ha det största ansvaret för att minska den framtida påverkan på klimatet. Antalet Annex I-länder var från början 36 men ökade efter 1997 till 41. Sverige var ett Annex I-land redan från början. En skillnad mellan Annex I och icke Annex I är att rapporteringen av växthusgaser är mycket striktare för

<sup>20</sup> IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007: Working Group I: The Physical Science Basis.



Annex I än för icke Annex I. Klimatkonventionen innehåller emellertid inte några kvantitativt bindande åtaganden om reduktioner av växthusgaser.

Redan när klimatkonventionen antogs var olika parter medvetna om att den i dess dåvarande form inte skulle vara tillräcklig för att på ett seriöst sätt kunna påverka klimatförändringen och därför började ett förhandlingsarbete om att skapa ett ramverk för bindande klimatåtaganden inom konventionen. Resultatet av arbetet inom klimatkonventionen blev Kyotoprotokollet, som kom till 1997. Kyotoprotokollet föreskriver bindande klimatåtaganden för perioden 2008 till 2012 i förhållande till basåret 1990 för en grupp länder som listas i Annex B av protokollet. Annex B-länderna är med några få undantag samma länder som klimatkonventionens Annex I-länder.

Det är alltså endast Kyotoprotokollet som ger verkliga incitament för olika länder att påverka utsläppen av växthusgaser men en anledning till att klimatkonventionen är betydelsefull är att förändringar av regelverk som gäller växthusgasutsläpp ofta går via regelverket för konventionen innan det kan nå det regelverk som används för Kyotoprotokollet eller motsvarande framtida bindande dokument. Regelverket för klimatkonventionen kan på så sätt ses som första steget i en tvåstegsraket där det andra steget är Kyotoprotokollet (eller det bindande dokument som kan följa efter Kyotoprotokollet).

Eftersom de bindande klimatåtaganden som omfattas av Kyotoprotokollet sträcker sig till 2012, kommer ett nytt bindande avtal att behöva förhandlas fram som täcker tiden efter detta. Deltagande länder under klimatkonventionen har mötte årligen sedan 1995 för att diskutera de olika klimatregelverken, dessa klimatförhandlingar kallas Conference of the Parties (COP). Vid COP 15 (COP 15/MOP 5)<sup>21</sup> i Köpenhamn i december 2009 var därför målsättningen att besluta om ett nytt bindande internationellt klimatåtagande som skulle följa direkt på Kyotoprotokollets åtagandeperiod 2008-2012. En stor del av det tidigare förhandlingsarbetet hade också varit inriktat på detta, bland annat genom antagandet av den så kallade Bali Action Plan vid COP 13 på Bali 2007.

EU hade höga förväntningar på Köpenhamnsmötet och siktade på en överenskommelse som innefattar alla länder och som sätter bindande klimatåtaganden för industriländerna samt utvecklingsländerna Kina, Indien och Brasilien. Förhandlingarna bröt dock samman under mötet och deltagarna kunde bara enas om ett politiskt löst formulerat dokument som kallas Copenhagen Accord<sup>22</sup>. De internationella klimatförhandlingarna går nu vidare på två huvudspår inför COP 16 i Mexico i slutet av 2010, Ad Hoc Working Group on Long-term Cooperative

---

<sup>21</sup> Efter det att Kyotoprotokollet trädde i kraft löper också förhandlingar om detta parallellt och dessa kallas för Meeting of the Parties (MOP). COP 11 som hölls i Montreal i Kanada år 2005 var därför också det första mötet som också var ett MOP. Detta möte kallas därför COP 11/MOP 1.

<sup>22</sup> CONFERENCE OF THE PARTIES, Fifteenth session, Copenhagen, 7-18 December 2009, Draft decision -/CP.15, Proposal by the President, Copenhagen Accord.  
<http://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/eng/107.pdf>

Action under the Convention (AWG-LCA) och Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol (AWG-KP). Som namnen antyder arbetar AWG-LCA efter en överenskommelse för klimatkonventionens länder medan AWG-KP arbetar med etableringen av en ny åtagandeperiod under Kyotoprotokollet från år 2013.

## **4.2 Det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter**

### **4.2.1 Bakgrund**

Förutom internationella klimatåtaganden under FN, bedriver också EU ett klimatarbete där man har satt upp målet att begränsa den genomsnittliga globala temperaturökningen på jorden till 2°C över den förindustriella nivån. EU har som ett styrmedel för att nå detta mål och åtaganden under Kyotoprotokollet, inrättat ett system för handel med utsläppsrätter (European Union Emission Trading Scheme EU ETS) som startade 2005.

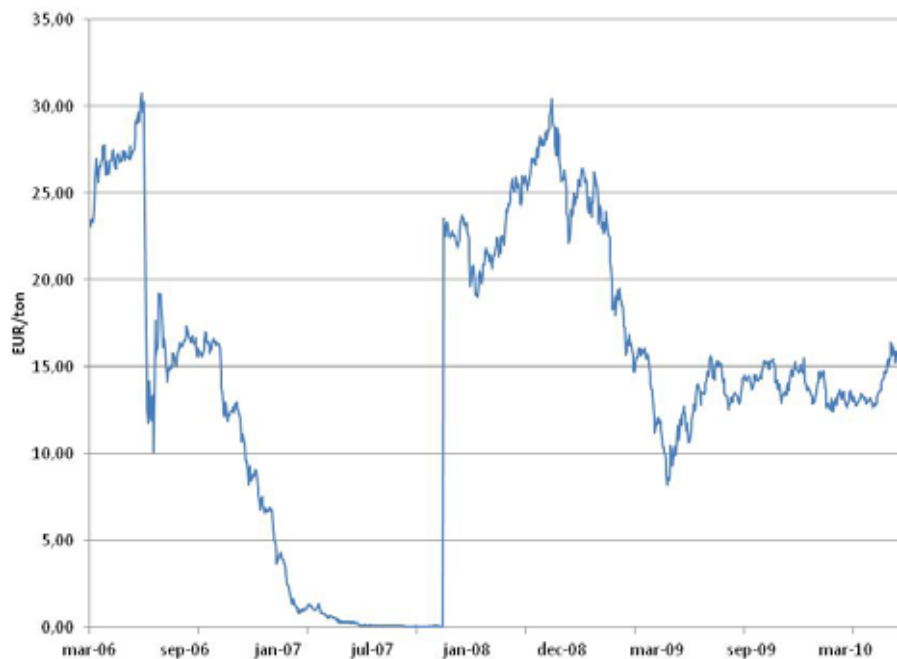
Grundprincipen inom EU ETS är att ett tak sätts för de sammanlagda utsläppen från de sektorer som innefattas i handelssystemet men att utsläppen från olika företag inom systemet skall kunna variera genom handel med utsläppsrätter.

Marknadspriset för utsläppskrediter under EU ETS styrs av tillgång och efterfrågan. I den första perioden för handelssystemet, under åren 2005 till och med 2007, fanns det ett överskott av krediter. Detta ledde till att priserna minskade kraftigt och var näst intill noll i början av år 2007.

### **4.2.2 Nuvarande handelsperiod för EU ETS**

Handeln med utsläppsrätter är inne på sin andra period som sammanfaller med Kyotoprotokollets åtagandeperiod, det vill säga 2008-2012. Totalt är det omkring 13 000 anläggningar som ingår i systemet och dessa utgör ca 40 % av EU:s koldioxidutsläpp. De typer av anläggningar som omfattas av den andra handelsperioden är i princip samtliga tyngre industrier och kraftsektorn. Generellt gäller också att förbränningsanläggningar med en installerad kapacitet över 20 MW samt mindre förbränningsanläggningar anslutna till fjärrvärmnät med en total kapacitet över 20 MW omfattas av EU ETS.

Priset på utsläppskrediter (så kallade EU emission Allowance, EUA) gick ner kraftigt under början av 2007, eftersom det då blev uppenbart att det rådde ett överskott på utsläppsrätter för den första handelsperioden. Priserna har emellertid stabiliserats under den andra handelsperioden. I figur 4.2 framgår det att priset har varit relativt stabilt under det senaste året.



**Figur 4.2** Prisutveckling för EUA (EU emission Allowance), ECX Emissions Index, från mars 2006 till maj 2010.

Källa: <http://www.ecx.eu/ECX-EUA-Indices>, 2010-05-27.

### 4.2.3 Kommande handelsperiod

Under den första och den andra perioden för utsläppshandel har företag huvudsakligen fått en fri tilldelning av utsläppsrätter, men inför den tredje perioden, som börjar år 2013, kommer inriktningen att vara att en allt större andel av utsläppsrätterna kommer att tilldelas mot betalning, det vill säga auktionering. Kraftsektorn är en sektor där möjligheterna att föra kostnader för koldioxidutsläpp vidare är goda och därför kommer huvudregeln vara full auktionering inom elsektorn.<sup>23</sup> Stora delar av industrin har inte samma möjligheter att skjuta över ökade kostnader för koldioxid till konsumenter och eftersom man inom EU inser problemet med att industriell produktion flyttar till platser utanför EU, så kallat koldioxidläckage, kommer en mjukare övergång att ske inom industrisektorn. Genom utnyttjanden av förhandsriktmärken (på engelska: baselines) för växthusgasutsläpp för olika produkter inom olika sektorer eller delsektorer, kommer utsläppsrätter att tilldelas gratis för 80 % av utsläppen under 2013, beräknade enligt ett genomsnitt för de 10 % mest effektiva anläggningarna under åren 2007 – 2008. Därefter skall den fria tilldelningen minska linjärt så att den utgör 30 % av de riktmärkesspecifika utsläppen under år 2020. För sektorer eller delsektorer där det föreligger betydande risk för koldioxidläckage kommer däremot gratis tilldelning att föreligga

<sup>23</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2009/29/EG av den 23 april 2009 om ändring av direktiv 2003/87/EG i avsikt att förbättra och utvidga gemenskapssystemet för handel med utsläppsrätter för växthusgaser.

för 100 % av de riktmärkesspecifika utsläppen.<sup>24</sup> Målet är att helt ha avskaffat gratis tilldelning av utsläppsrätter år 2027. Genom dessa åtgärder kommer alltså tilldelningen av utsläppsrätter inom EU att centraliseras och förutom skärpingarna med minskad gratis tilldelning kommer även den sammanlagda totala kvantiteten av utsläppsrätter att minska linjärt med 1,74 procentenheter för varje år från och med 2013.

Målet med det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter är att det på sikt ska utvecklas till att omfatta fler växthusgaser än koldioxid<sup>25</sup>, samt täcka upp fler branscher. Till den tredje perioden kommer även flygindustrin att vara en del av EU ETS. Flygplan som landar på eller avgår från europeisk mark, med några undantag, kommer att inkluderas i detta system. Det pågår även en diskussion om att försöka inkludera fartyg på ett liknande sätt.

EU har satt upp de övergripande målen att minska utsläppen av växthusgaser med 20 procent, att öka andelen förnybar energi med 20 procent och att energieffektivisera med 20 procent fram till år 2020. Dessa ambitiösa klimatmål kallas sammantaget EU:s 20-20-20-mål, se avsnitt 3.3.1. Förutom det utökade och mer strikt tillämpade EU ETS som beskrivs ovan, ingår även ett direktiv om främjande av användning av förnybar energi, en bördefördelning för utsläpp i sektorer som inte innefattas av EU ETS och ett regelverk för koldioxidavskiljning och lagring som en del i EU:s klimat- och energipaket för att nå dessa mål.

Den framtida prisutvecklingen är svår att förutspå, eftersom den kommer att påverkas av klimatöverenskommelser som ännu inte har uppnåtts, såväl som av det ekonomiska konjunkturläget i stort. För närvarande är priset omkring 15 EUR per ton koldioxid, se figur 4.2. New Carbon Finance har dock räknat fram ett medelpris på 40 EUR/ton koldioxid fram till år 2020<sup>26</sup>. En analys av Committee on Climate Change föreslår dock ett bara hälften så högt pris till år 2020, omkring 22 EUR per ton koldioxid<sup>27</sup>. Båda dessa hade tidigare prognoser på över 50 EUR per ton koldioxid, men det prognostiserade priset har av olika anledningar sjunkit under de senaste åren. Detta beror bland annat på lågkonjunkturen som har fört med sig minskade koldioxidutsläpp, vilket också leder till lägre priser på utsläppsrätter. I en rapport från FORES från 2010<sup>28</sup> presenteras följande sammanställning av prognoser för priset på utsläppsrätter inom EU ETS år 2020:

---

<sup>24</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2009/29/EG av den 23 april 2009 om ändring av direktiv 2003/87/EG i avsikt att förbättra och utvidga gemenskapssystemet för handel med utsläppsrätter för växthusgaser.

<sup>25</sup> För vissa industriella processer innefattas redan dikväveoxid från och med år 2013.

<sup>26</sup> Pressmeddelande, New Carbon Finance, 2009, Recession lowers cost of EU Emissions Trading Scheme by a half.

<sup>27</sup> Committee on Climate Change, Meeting Carbon Budgets – the need for a step change, Progress report to Parliament Committee on Climate Change October 2009.

<sup>28</sup> Vinnare och Förlorare, Jenny von Bahr, Matts Andersson, Jakob Rutqvist, Oskar Taxén, FORES Studie 2010:1, ISBN: 987-91-977849-9-3, 2010.

**Tabell 4.1 Sammanställning av prognoser för priset på europeiska utsläppsrätter (EUA) för år 2020. Källa: Vinnare och Förlorare, Jenny von Bahr, Matts Andersson, Jakob Rutqvist, Oskar Taxén, FORES Studie 2010:1, ISBN: 987-91-977849-9-3, 2010.**

PROGNOSGIVARE	ÅR	PROGNOS [EUR]
Barclays Capital	2010	40
New Carbon Finance	2009	44-63
ICF International	2009	-70
Point Carbon	2009	25-60 (år 2016)
Societe Generale	2008	45-93

De högre uppskattningarna i intervallen gäller för ett scenario där EU beslutar att minska utsläppen med 30 % till 2020 istället för 20 % (i jämförelse med basåret 1990). Det striktare åtagandet gäller om EU ingår ett internationellt åtagande med andra länder i enlighet med vad som tillkännagavs av Europeiska rådet i mars 2007<sup>29</sup>. Dessa prognoser står dock i bjärt kontrast mot en nyligen genomförd prognos från Europeiska kommissionen finansierade projektet PLANETS<sup>30</sup>. I denna prognos hamnade priset för en EUA på motsvarande 16,5 EUR vid 2020, vilket kan jämföras med motsvarande prognos från 2008 då priset per EUA hamnade på 30 EUR. En av slutsatserna från detta projekt var därför att CCS inte kommer att kunna drivas framåt och spridas med priset på EUA som den enda drivkraften.

#### **4.2.4 Kreditering av CCS applicerat på biogen koldioxid inom EU ETS**

När det nuvarande regelverket för CCS inom EU utvecklades diskuterades flera olika alternativ för hur incitamenten för CCS skulle kunna skapas, se rapporten lagstiftning och acceptans<sup>31</sup>. Den Europeiska kommissionens förslag blev att avskild och lagrad koldioxid ska införlivas inom det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter (EU ETS) men att det inte ska göras obligatoriskt eftersom man gör bedömningen att CCS-tekniken kommer att utvecklas om och när den blir kostnadseffektiv. Den antagna formuleringen gällande införlivning av CCS inom EU ETS blev:

*Skyldigheten att överlämna utsläppsrätter ska inte gälla i förhållande till utsläpp som verifierats som avskilda och transporterade för permanent lagring till en anläggning som har giltigt tillstånd i enlighet med Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/31/EG av den 23 april 2009 om geologisk lagring av koldioxid.<sup>32</sup>*

<sup>29</sup> Senare även bekräftad i COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, 17271/08, PRESIDENCY CONCLUSIONS, Delegations will find attached the conclusions of the Presidency of the European Council meeting in Brussels (11 and 12 December 2008), Brussels, 12 December 2008.

<sup>30</sup> Moving beyond a -20 % greenhouse gas target: Costs, benefits and policy options, Jos Delbeke, Climate Action, European Commission, Energy and Climate Scenarios to 2050: policy insights from the EC sponsored project PLANETS, Breugel Institute, 8 June 2010.

<sup>31</sup> Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.

<sup>32</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2009/29/EG av den 23 april 2009

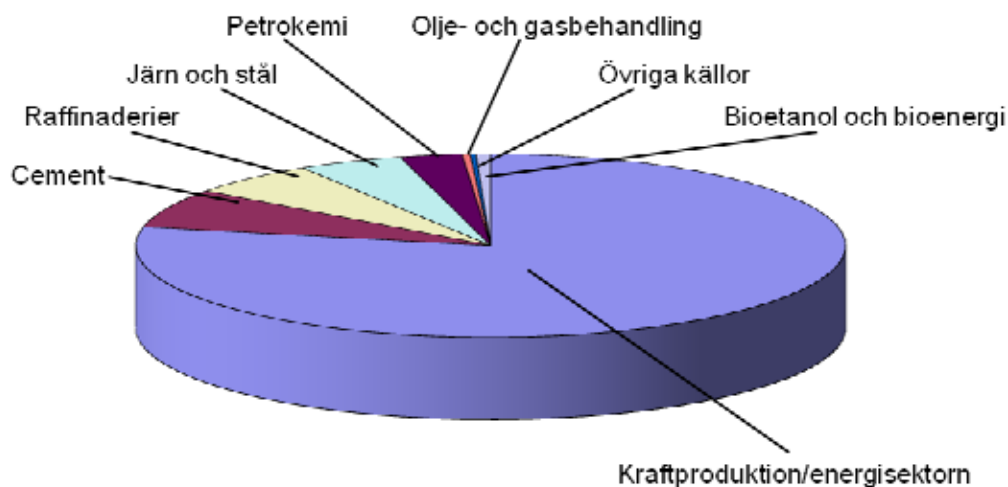
Innebörden av att införliva CCS inom EU ETS är att avskild och lagrad koldioxid kommer att räknas som inte utsläppt koldioxid under det europeiska handels-systemet för utsläppsrätter.

Beslutet, som det ser ut idag, innebär därför att det inte finns något ekonomiskt incitament för avskiljning och lagring av koldioxid från biologiska källor, eftersom några utsläppsrätter inte behövs, eller kommer att behövas, i det fallet. Både CCS och koldioxid från biomassa faller helt enkelt utanför systemet för handel med utsläppsrätter, se avsnitt 4.3.2 nedan.

## 4.3 Utsläppskällor

### 4.3.1 Stora utsläppskällor för världen i stort

De huvudsakliga diskussionerna om avskiljning och lagring av koldioxid i internationella sammanhang kretsar kring metodens tillämplighet på fossilbaserad kraftproduktion, vilket inte är märkligt om man betraktar fördelningen av världens stora punktemissionskällor av koldioxid. Den internationella klimatpanelen (International Panel on Climate Change), gjorde en sammanställning av världens punktemissionskällor med koldioxidutsläpp över 100 000 ton per år för år 2000 och resultaten visas i figur 4.3. I sammanställningen uppskattas även att närmare 60 % av de mänskliga koldioxidutsläppen som uppskattades till 23,5 Gton för år 2000 kommer från dessa punktutsläpp.



**Figur 4.3 Fördelning av globala utsläpp av koldioxid från punktemissionskällor med utsläpp över 100 000 ton CO<sub>2</sub> under år 2000. Källa: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.**

---

om ändring av direktiv 2003/87/EG i avsikt att förbättra och utvidga gemenskapssystemet för handel med utsläppsrätter för växthusgaser.

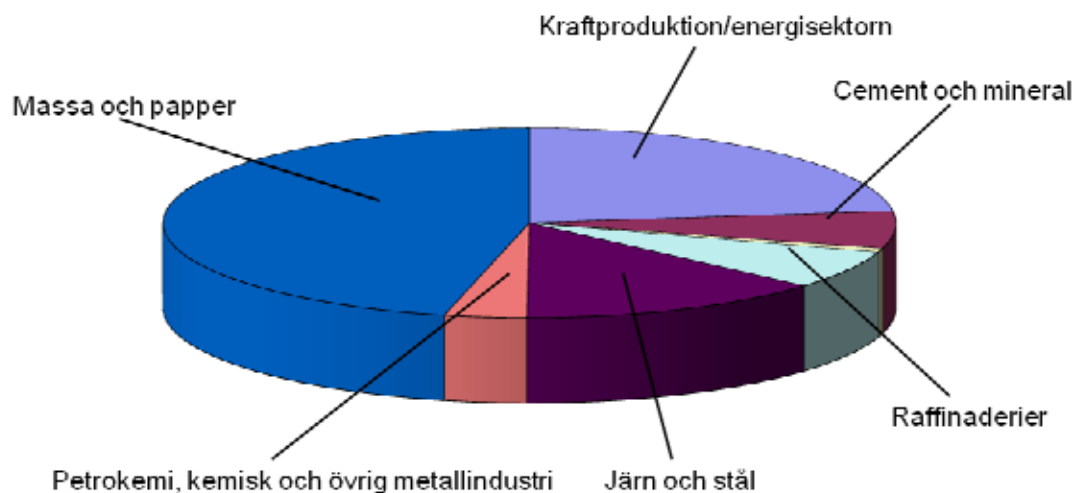
Sammanställningen visar att kraftproduktion helt dominerar de stora punkttemissionskällorna globalt sett och att det i övrigt bara är industrigrenarna cementproduktion, raffinaderier, järn- och stålindustri samt petrokemisk industri som är av betydelse för de stora globala punktutsläppen. Enligt IPCC:s sammanställning är de totala koldioxidemissionerna från bioetanol och bioenergi 91 miljoner ton CO<sub>2</sub>, vilket motsvarar utsläppen från ca 0,7 % av de globala punkttemissionskällorna. Här kan det finnas ett visst fog för att ifrågasätta uppskattningen då ett överslag av de biogena (av biologiskt ursprung) punktutsläppen från världens samlade produktion av kemisk massa visar att de troligtvis blir drygt 300 miljoner ton<sup>33</sup>. Trots detta förklarar en sammanställning som den som gjorts ovan varför fokus på koldioxidavskiljning internationellt sett är inriktat på fossilbaserad kraftproduktion.

#### **4.3.2 Stora punktutsläpp av koldioxid i Sverige**

Att diskussionen om CCS globalt sett är inriktad på fossilbaserad kraftproduktion är inte speciellt anmärkningsvärt om vi betraktar världens stora punktutsläpp av koldioxid enligt de sammanställningar som redovisats ovan. Sverige saknar dock inte stora punktutsläpp av koldioxid men fördelningen av dessa mellan olika industriella sektorer ser helt annorlunda ut, se figur 4.4.

---

<sup>33</sup> Uppskattningen är gjord med extrapolering och med förutsättningar som gäller för år 2007: En global produktion av 127 miljoner ton kemisk massa per år (källa Finnish Forest Industries), 8,5 miljoner ton svensk massa (källa: Skogsindustrierna, En faktasamling 2007), och de samlade biogena utsläppen från svenska kemiska massabruk med koldioxidutsläpp över 100 000 ton per år, vilket motsvarar 20,5 miljoner ton, källa CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige, (källa: CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige, ÅF på uppdrag av Ängpanneföreningens Forskningsstiftelse och Naturvårdsverket, 2008). Extrapolerat ger detta globala biogena koldioxidutsläpp från världens kemiska massabruk som motsvarar 308 miljoner ton CO<sub>2</sub> per år.



**Figur 4.4** Fördelning av svenska utsläpp av koldioxid från punktemissionskällor med utsläpp över 100 000 ton CO<sub>2</sub> under år 2006. Källa: CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige, ÅF på uppdrag av Ångpanneföreningens Forskningsstiftelse och Naturvårdsverket, 2008.

Figur 4.4 visar samtliga svenska utsläppskällor över 100 000 ton koldioxid per år. För Sveriges del dominerar de industriella utsläppskällorna än mer om bara de riktigt stora punktutsläppen beaktas. Energisektorns andel motsvarar endast 5 % (en utsläppskälla) av de totala utsläppen från Sveriges 14 utsläppskällor med utsläpp över en miljon ton koldioxid per år. De samlade utsläppen från dessa stora punktutsläpp är ungefär 23 miljoner ton koldioxid, vilket är en försvarlig mängd i förhållande till de 65,7 miljoner ton koldioxidekvivalenter som år 2006 motsvarade Sveriges totala utsläpp av växthusgaser<sup>34</sup>.

Sammanställningen är gjord med hjälp av rapporten CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige<sup>35</sup>, där data huvudsakligen är för år 2006. Det blir tydligt att den svenska massaindustrin dominerar med 46 % av de svenska punktutsläppen över 100 000 ton koldioxid per år följt av energisektorn med 23 % och järn och stålindustrin med 14 %. Ser vi på de punktutsläpp som storleksmässigt främst är intressanta för koldioxidavskiljning och lagring, det vill säga utsläppskällor över 1 miljon ton CO<sub>2</sub> per år, är massa- och pappersindustrin än mer dominerande med 56 % av utsläppen. Fördelningen mellan olika punktemissionskällor i Sverige skiljer sig därför dramatiskt från den globala bilden.

Förutom att punktutsläppens fördelning mellan olika industrigrenar skiljer sig mellan Sverige och världen i övrigt, finns det också en annan faktor som än mer

<sup>34</sup> Swedish Environmental Protection Agency, Sweden's National Inventory Report 2008 – Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2008.

<sup>35</sup> CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige, ÅF på uppdrag av Ångpanneföreningens Forskningsstiftelse och Naturvårdsverket, 2008.



markant skiljer de svenska punktutsläppen från de globala: andelen fossil koldioxid i förhållande till andelen med biogent ursprung. Enligt IPCC:s sammanställning av världens stora punktutsläpp utgör de biogena utsläppen en mycket liten andel medan andelen biogena punktutsläpp över 100 000 ton CO<sub>2</sub> per år utgör 58 % i Sverige<sup>36</sup>. Samma förhållande mellan biogena och fossila koldioxidutsläpp gäller även för punktutsläppen över 1 miljon ton koldioxid per år.

Dessa båda förhållanden: de stora punktutsläppens fördelning när det gäller industrigrenar och den stora andelen av koldioxidutsläpp med biogent ursprung, gör att förutsättningarna för koldioxidavskiljning i Sverige skiljer sig från många andra länders förutsättningar. Dessa skillnader medför att det både finns tekniska och administrativa skillnader som gör att huvuddelen internationella studier om koldioxidavskiljning och -lagring inte är direkt applicerbara på Sverige. Specifika svenska förutsättningar behöver därför studeras mer i detalj för att bedöma metodens tillämplighet i Sverige.

Att koldioxidutsläppen från de stora utsläppskällorna i Sverige till den största delen består av koldioxid från biogena källor kan få stora konsekvenser för möjligheterna att utnyttja avskiljning och lagring som en klimatåtgärd i Sverige. Koldioxid från biomassa har tidigare tagits upp ur atmosfären och netto tillförs inte någon koldioxid till atmosfären då biomassa eldas, förutsatt att det handlar om uthålligt producerad biomassa. Med uthålligt producerad biomassa menas i det här sammanhanget biomassa från skogar, åkrar eller dylikt där återväxten, och därför upptaget av kol (i form av koldioxid) ur atmosfären, är minst lika stort som det kol som finns bundet i den avverkade biomassan. Fossila bränslen ingår däremot inte i något kretslopp och den här skillnaden mellan biobränslen och fossila bränslen har medfört att avskiljning och lagring av koldioxid från biogena källor ofta är en förbisedd möjlighet och så också i de regelverk som reglerar hur koldioxidutsläpp räknas och krediteras.

I de regelverk som styr hur utsläpp och sänkor för växthusgaser räknas under FN:s klimatkonvention och dess Kyotoprotokoll finns texter som ger upphov till flera frågetecken om hur avskiljning och lagring av biogen koldioxid skall redovisas. Däremot är själva tabellerna för redovisningen i dagsläget relativt klara i det hänseendet<sup>37</sup>. Regelverket behöver dock utvecklas på den här punkten och ett förslag till hur avskiljning och lagring av biogen koldioxid skulle kunna inlemmas i ett framtida regelverk med metoder för skogsprodukter har presenterats av Grönkvist, Möllersten och Pingoud<sup>38</sup>. Eftersom det som redovisas till FN:s klimatkonvention och dess Kyotoprotokoll är hela länders utsläpp av växthusgaser behövs emeller-

---

<sup>36</sup> Uppskattningen är baserad på data från studien CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige, ÅF på uppdrag av Ångpanneföreningens Forskningsstiftelse och Naturvårdsverket, 2008.

<sup>37</sup> 2006 IPCC Guidelines, Annex 8A.2, Table 1.1 Energy Background Table: 1A1-1A2, p. T15-T16.

<sup>38</sup> Grönkvist, S., Möllersten, K. and Pingoud, K.: 2005. Equal opportunity for biomass in greenhouse gas accounting of CO<sub>2</sub> capture and storage: a step towards more cost-effective climate change mitigation regimes. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, Vol. 11, 1083-1096.

tid andra regelverk som ger incitament för enskilda företag att satsa på tekniken. För Sveriges del blir i det här sammanhanget utvecklingen av EU:s klimatregelverk avgörande. Inom EU har man slagit fast att koldioxidavskiljning och -lagring ska införlivas inom det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter (EU ETS)<sup>39</sup>. Innebörden av att införliva avskiljning och lagring av koldioxid inom EU ETS är att avskild och lagrad koldioxid kommer att räknas som inte utsläppt koldioxid under det europeiska handelssystemet.

EU:s regelverk för att hantera koldioxidavskiljning och -lagring, som det ser ut idag, kommer därför att innebära att det inte finns något ekonomiskt incitament för avskiljning och lagring av koldioxid från biologiska källor, eftersom några utsläppsrätter inte behövs, eller kommer att behövas, i det fallet. Det innebär följaktligen att större delen av Sveriges potential för att tillämpa avskiljning och lagring av koldioxid i Sverige helt enkelt inte kommer att kunna tävla med andra metoder för att minska nettoutsläppen av växthusgaser, även om det skulle visa sig vara kostnadseffektivt. Att förändra regelverket så att det ger ett likartat incitament för avskiljning och lagring av koldioxid från biogena källor är därför angeläget. Det finns dock vissa tecken på att regelverket som styr incitamenten för koldioxidavskiljning och -lagring inom EU kommer att förändras när det gäller koldioxid av biogent ursprung och dessa tecken utvecklas närmare i avsnitt rapporten lagstiftning och acceptans<sup>40</sup>.

#### **4.3.3 Stora punktutsläpp av koldioxid i Finland**

Växthusgasutsläppen i Finland under år 2007 var omkring 78,5 miljoner ton koldioxidekvivalenter<sup>41</sup>. Koldioxid utgjorde 66,3 miljoner ton av detta<sup>42</sup>. Utsläppen förväntas öka ytterligare under de kommande åren, trots att nuvarande mängder ligger tio procent över det finska åtagandet under Kyotoprotokollet.

Finland har en stor andel industri som är energikrävande, så som skogs- och stålindustri. De stora industrierna står för omkring hälften av den totala utsläppsmängden. Energisektorn, där el- och värmeproduktionen till 60 procent baseras på fossila energikällor, är också starkt bidragande till växthusgasutsläppen. Inte minst eftersom Finland använder stora mängder torv.<sup>43</sup>

---

<sup>39</sup> DIRECTIVE 2009/29/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community.

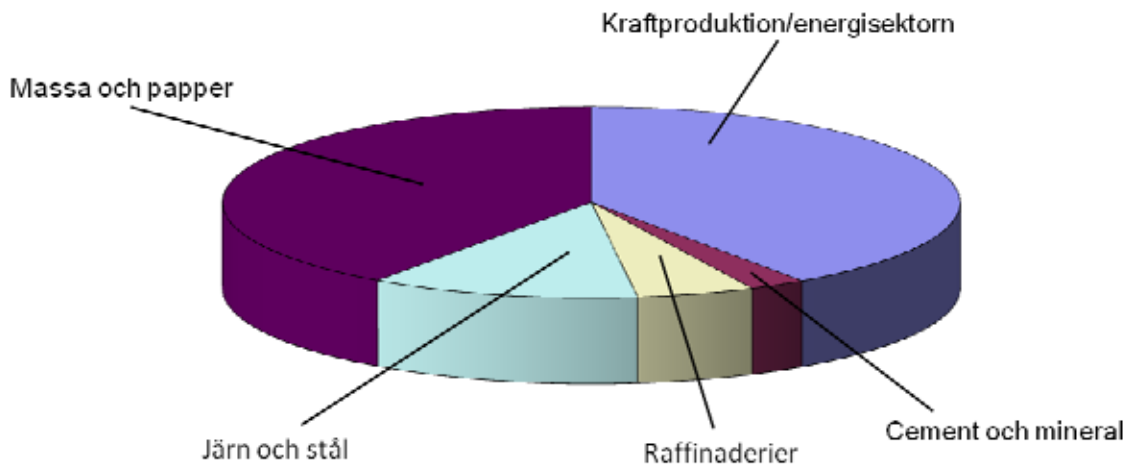
<sup>40</sup> Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.

<sup>41</sup> EEA Technical report No 6/2010, Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2008 and inventory report 2010, Submission to the UNFCCC Secretariat.

<sup>42</sup> Energimyndigheten, Energiläget, Fakta och siffror, 2009.

<sup>43</sup> Arasto, A., Teir, S., Koljonen, T., Kärki, J., Tourunen, A., Tsupari, E., and Nieminen, N.: Prospects for application of CCS in Finland, The 5th Trondheim Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage 16-17 June, 2009, Trondheim, Norway.

De anläggningar som ingår i denna studie hade under år 2006<sup>44</sup> sammanlagda koldioxidutsläpp på motsvarande 54,5 miljoner ton koldioxid, fördelade enligt figur 4.5. I jämförelse med Sverige så utgör kraftproduktion/energisektorn en större andel, ungefär lika stor som massa- och pappersindustrin.



**Figur 4.5** Fördelning av koldioxidutsläpp från finska punktemissionskällor under år 2006, baserat på de anläggningar som finns med i denna studies kartläggning.

#### 4.3.4 Avgränsningar

I den här utredningen har punktkällor för koldioxidutsläpp kring Östersjöregionen kartlagts. Eftersom det finns klara skaleffekter i samtliga steg av kedjan avskiljning till lagring av koldioxid, är det främst större utsläppskällor som är av intresse för att avskiljning ska vara ekonomiskt genomförbart vid respektive anläggning. Därför har en undre gräns för kartläggningen satts till 100 000 ton koldioxid per år. I vissa fall har dock mindre utsläppskällor inkluderats i kartläggningen i de fall där dessa är särskilt intressanta av andra skäl. Vissa anläggningar är exempelvis av specialintresse då verksamhetens art gör avskiljning fördelaktigt. I andra fall ligger anläggningen i närheten av andra större anläggningar, och en mindre anläggning skulle därför kunna utnyttja den infrastruktur som byggs upp för transport av koldioxid från området.

Kartläggningen gör inte anspråk på att ge en komplett bild av utsläppskällorna i Östersjöregionen. Fokus har varit att kartlägga de källor som är av intresse för denna studie. Kartläggningen av Sveriges punktutsläpp ger dock en förhållandevis fullständig bild av de större källor som finns, medan kartläggningen för övriga länder är mindre exakt. I södra Norge ingår ett urval av anläggningar som korresponderar med projektet CCS skagerrak – kattegat, i övrigt omfattas Norge inte av denna studie.

<sup>44</sup> Statistiken bygger huvudsakligen på uppgifter om koldioxidutsläpp från år 2006 men även andra år förekommer i statistiken av olika skäl.

Data kommer i de flesta fall från år 2006. I de fall där data från 2006 inte finns tillgängligt har motsvarande siffror från tidigare år använts. Chalmers utsläpps-databas har använts som källa där så varit möjligt, men har kompletterats med data från andra utsläppsdata-baser så som länsstyrelsernas databas EMIR, IEA GHG CO2 emissions database och Naturvårdsverkets utsläppsdata-bas<sup>45</sup>. För massa- och pappersindustrin har även Skogsindustrierna, Stora Enso, Finnish Forest Industries Federation och International Pulp and Paper Directory använts som källor.

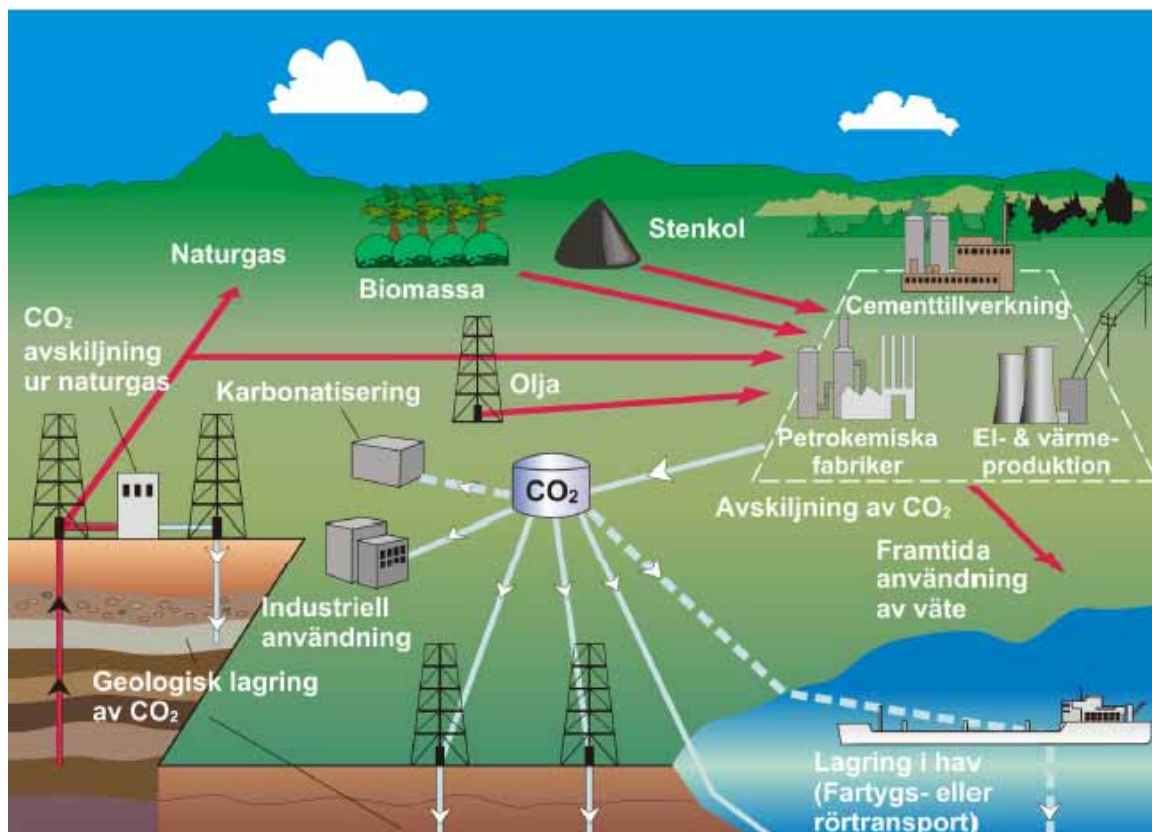
#### 4.4 Kort om CCS

Avskiljning och lagring av koldioxid har under snart ett decennium internationellt sett varit en av de mest omdiskuterade metoderna för att dämpa den mänskliga påverkan på klimatet. Det är en av ett flertal olika metoder att dämpa nettoutsläppen av växthusgaser till atmosfären. Andra exempel på metoder är olika former av ekonomiska styrmedel som skall ha en dämpande effekt på användningen av fossila bränslen eller skapa substitution till olika energialternativ som ger mer begränsade klimateffekter, till exempel förnyelsebar energi och kärnkraft, samt olika varianter på energieffektivisering i tillförsel- och användarled. CCS skiljer här ut sig eftersom den är den enda av metoderna som kan fungera som ett klimatpolitiskt verktyg utan att avsikten direkt behöver vara att begränsa användningen av fossila bränslen. CCS kan faktiskt till och med öka användningen av fossila bränslen och fortfarande fungera som ett klimatpolitiskt verktyg.

CCS brukar delas in i de tre stegen avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Olika alternativa varianter av den kedjan visas i figur 4.6. Inom respektive steg finns också olika varianter av vilka vissa presenteras i figuren men det finns också delsteg, exempelvis komprimering eller förvätskning, som är betydelsefulla för kostnaderna, och därmed realiserbarheten, av olika alternativ.

---

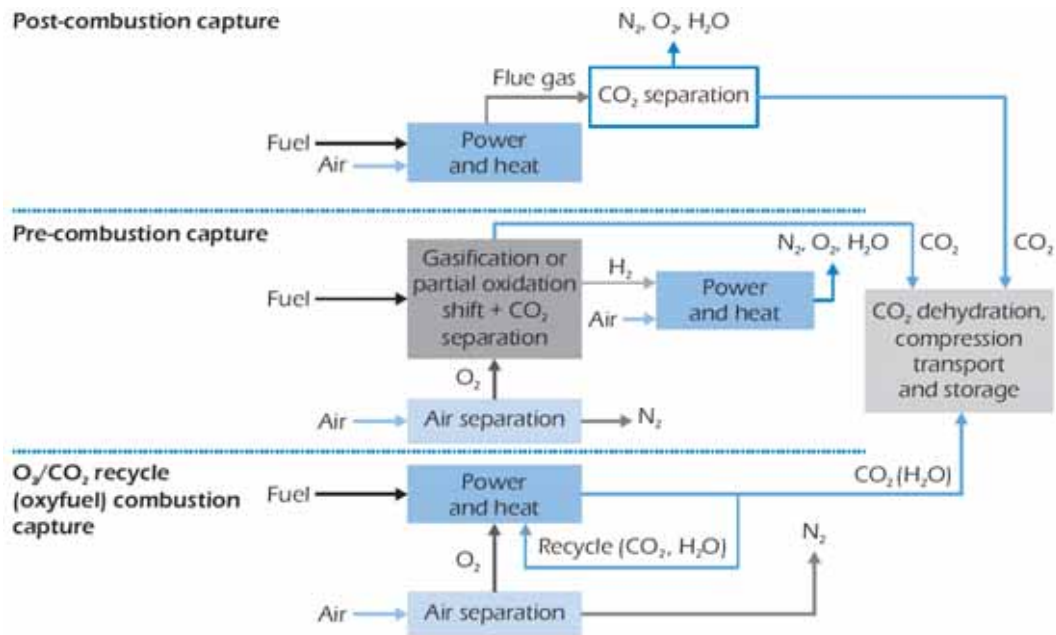
<sup>45</sup> Data från Sverige kommer huvudsakligen från dessa källor som sammanfattats i rapporten: CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige, ÅF på uppdrag av Ångpanneföreningens Forskningsstiftelse och Naturvårdsverket, september 2008.



**Figur 4.6 Olika tänkbara system för avskiljning och lagring av koldioxid.**

Källa: Figuren återfinns i ovanstående bearbetade form i Översikt över avskiljning och lagring av koldioxid (CCS), Sebastian Teir m.fl., Svenska Tekniska Vetenskapsakademien i Finland, Esbo, 4.9.2009 men är ursprungligen från IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.

Det första delsteget, koldioxidavskiljning, är det som diskuteras mest gällande olika tekniker. Avskiljning av koldioxid som annars skulle ha släppts ut i atmosfären görs för att erhålla en gasström av koncentrerad koldioxid. Om ändamålet är att koldioxiden skall användas för något kommersiellt ändamål är det tillämpningen som bestämmer vilken kvalitet koldioxiden behöver ha. Om huvudsyftet är att koldioxiden skall lagras i geologiska formationer för att undanhållas från atmosfären, behöver koldioxiden vara så koncentrerad att den går att hanteras i system för transport och geologisk lagring utan att hanteringen blir alltför kostsam. Att trycksätta, transportera och lagra hela rökgasströmmen från någon typ av process skulle kräva enormt mycket energi och följaktligen även stora summor pengar. Syftet med CCS är att hindra koldioxid från att nå atmosfären medan det inte finns någon anledning att hindra exempelvis kvävgas och syrgas från att nå atmosfären igen efter att de har passerat en process. Olika tekniker för avskiljning av koldioxid från en process kan delas in i tre huvudgrupper, avskiljning från rökgaser (post-combustion capture), avskiljning innan förbränning (pre-combustion capture) och avskiljning genom förbränning i syrgas (oxyfuel combustion capture), se figur 4.7.



**Figur 4.7 Indelning av tekniker för koldioxidavskiljning i tre undergrupper.**

Källa: "CO<sub>2</sub> Capture and Storage – A key abatement option, Energy", Technology Analysis, OECD/IEA, Paris, 2008.

Den första gruppen, avskiljning av CO<sub>2</sub> ur rökgas, kan oftast appliceras direkt på befintliga förbränningsanläggningar och är därför även det mest diskuterade alternativet för storskalig avskiljning på kort sikt. Koldioxidavskiljning har sedan lång tid tillämpats inom olika typer av industriella processer men syftet har huvudsakligen inte varit att extrahera ut en ren koldioxidström utan att rena en gasström från oönskade komponenter, varav koldioxid är en. Exempel på industriella processer där koldioxidavskiljning har tillämpats är vätgasproduktion, förgasningsprocesser eller uppgradering av naturgas och det finns ett antal tekniker för koldioxidavskiljning som är kommersiellt etablerade för tillämpningar som dessa.

Av de kommersiellt beprövade processerna för koldioxidavskiljning är det endast kemisk absorption med aminer som inte kräver trycksättning av den gasström från vilken koldioxid skall avskiljas för att fungera. Eftersom rökgasströmmar sällan är trycksatta och trycksättning av en rökgasström med låg koncentration av koldioxid är mycket energikrävande (per enhet koldioxid), är den mest diskuterade kommersiellt tillgängliga tekniken för koldioxidavskiljning från rökgaser kemisk absorption med aminer. De andra undergrupperna, koldioxidavskiljning innan förbränning och förbränning i syrgas, kan medföra klart lägre specifika kostnader för koldioxidavskiljning men det beror på processen från vilken koldioxid skall avskiljas. Dessa undergrupper kräver dessutom nästan alltid att hela processen anpassas för detta på ett sätt som ofta utesluter applicering på en befintlig process.

Transport av koldioxid görs idag med hjälp av lastbil, tåg, båt och rörledning. Transport via tåg och lastbil sker exempelvis inom livsmedelsindustrin, där koldioxid bland annat används för läskedrycker, men det är måttliga mängder i förhållande till vad som krävs vid storskalig avskiljning och lagring av koldioxid.

Transport med tåg eller lastbil är alltså tänkbara alternativ rent tekniskt, men studier av kostnaden för olika transportalternativ visar att lastbil är ett mycket dyrt alternativ och att även tåg är ett dyrt alternativ i jämförelse med rörbunden transport<sup>46</sup>. De alternativ som idag verkar vara de mest realistiska är rörbunden transport på land medan transport till havs både skulle kunna ske genom rörledningar och med fartyg. Dessa två transportsätt kommer att beskrivas närmare längre fram i rapporten.

Även för lagring av koldioxid finns flera olika alternativ som kan fungera för att permanent (eller i det närmaste permanent) undanhålla koldioxid från att nå atmosfären, bland annat:

- Lagring på stora djup i hav
- Lagring i djupt liggande ”obrytbara” kolfält vilket även kan ge möjligheter till ökad utvinning av metan från kolfälten (Enhanced Coal Bed Methane Recovery, ECBM)
- Lagring i uttömda gas- och oljefält, vilket för det senare fallet även kan ge möjligheter till ökad utvinning av olja (Enhanced Oil Recovery, EOR)
- Lagring i saltvattenakvifärer

Lagring i haven på stora havsdjup är något som tidigare diskuterades mycket men idag ses det inte som något realistiskt alternativ för permanent lagring av koldioxid. Lagring i havsvatten är dessutom inte tillåtet enligt OSPAR-konventionen (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic, OSPAR Convention).

Lagring i uttömda gas- och oljefält har fördelarna att geologin är väl känd i dessa fält och att motståndet mot injektering av koldioxid ofta är förhållandevis lågt i jämförelse med exempelvis akvifärer. Osäkerheter gällande tätheten för denna typ av lager föreligger dock, på grund av otäta borrhål, sprickor som uppkommit vid de trycksänkningar (som uppkommer då fälten har tömts på olja eller gas) eller på grund av sprickor som uppkommer som en följd av det övertryck som kan skapas då koldioxid pumpas in i fälten<sup>47</sup>.

Den lagringsmetod av ren koldioxid som erbjuder bäst möjligheter globalt sett och som också är den mest realistiska idag, är lagring i saltvattenakvifärer.<sup>48, 49</sup> Saltvattenakvifärer är porösa geologiska formationer som innehåller saltvatten, eller i

---

<sup>46</sup> Se exempelvis: Svensson, R., Odenberger, M., Johnsson, F. och Strömberg, L., 2004. Transportation systems for CO<sub>2</sub>-application to carbon capture and storage, Energy Conversion & Management, Vol. 45, 2243-2353.

<sup>47</sup> Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt systemperspektiv – en studie baserad på arbete inom IEA:s FoU-program kring växthusgaser. Elforsk rapport 04:17, 2004. Rapporten redovisar faktorer kring tätheten i lager som hade ifrågasatts vid ”6<sup>th</sup> International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies”.

<sup>48</sup> Lackner, K.S., “A Guide to CO<sub>2</sub> Sequestration”, Science, Vol. 300, 1677- 1678.

<sup>49</sup> Putting carbon back into the ground, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2001.

<http://www.ieagreen.org.uk/putback.pdf>

vissa fall bräckt vatten. Den porösa berggrunden består av sandsten eller olika former av karbonater och något som är helt nödvändigt för möjligheten att lagra koldioxid är att den överliggande berggrunden är tät (på engelska: caprock). En uppskattning av den globala lagringspotentialen för koldioxid i olika varianter av geologisk lagring presenteras i tabell 4.2. Egenskaper hos akvifärer och möjligheterna att lagra koldioxid i Östersjöregionens akvifärer kommer att beskrivas i avsnitt 5.5.

**Tabell 4.2 Av IEA GHG R&D Programme uppskattad lagringskapacitet för koldioxid samt förhållandet till prognostiserade globala koldioxidutsläpp fram till år 2050. IEA påpekar att värdet för saltvattenakviförer troligtvis är i underkant.**

GLOBAL LAGRINGSKAPACITET		
Lagringsätt	Gton CO <sub>2</sub>	Procent av globala CO <sub>2</sub> -utsläpp fram till år 2050
Uttömnda gas- och oljefält	920	45
Saltvattenakvifärer	400 - 10 000	20 - 500
Djupa obrytbara kolfält	>15	>1

Källa: Putting carbon back into the ground, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2001.

## 4.5 CCS-programmets syfte

I kapitel 2, Syfte och mål, görs en sammanställning av de syften och mål med Etapp 1 av CCS-programmet som finns beskrivna i Energimyndighetens programbeskrivning för programmet Koldioxidavskiljning och lagring<sup>50</sup> samt i uppdragsbeskrivningen från Elforsk<sup>51</sup>. I den beskrivningen används syfte och mål nästan synonymt. I många sammanhang används däremot ordet syfte för att beskriva något mer övergripande medan mål används för att beskriva något mer specifikt och som i bästa fall kan vara mätbart. Ett mål bör också vara relaterat till det övergripande syftet.

Målen i det projekt som leds av ÅF inom CCS-programmets Etapp 1 är i uppdragsbeskrivningen uttryckt på följande sätt:

*”Projektet ska med en systemstudie och state-of-the-art-rapporter översiktligt belysa förutsättningar för och hinder emot transport av koldioxid från ”Östersjöregionen” med slutlig lagring i samma region och jämföra detta med de kända alternativa lagringsplatserna i Skagerackregionen eller Norsk sockel samt identifiera erforderliga forskningsinsatser mm.”*

I uppdragsbeskrivningen förklaras vidare att projektet omfattar skrivandet och koordinerandet av en så kallad systemstudie och dels koordinerandet av ett antal

<sup>50</sup> Programbeskrivningen för programmet Koldioxidavskiljning och lagring, 2009-06-01 – 2010-11-30, Energimyndigheten, Diarienummer 2009-000460.

<sup>51</sup> Förfrågan om anbud för genomförande av projekt rörande CCS (”Carbon Capture and Storage” inkl transportlogistik) och som omfattar framtagandet av en Systemstudie – samt samordning av insatser i delprojekt State-of-the-art inom CCS-program etapp1, Elforsk, Förfrågan, 2009-09-28.



så kallade state-of-the-art-rapporter. Under projektets gång har det beslutats att state-of-the-art-rapporterna skall utgöras av en teknisk rapport där samtliga delar i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid beskrivs samt en rapport om lagstiftning och acceptans, det vill säga en rapport i var och en av de tre arbetsgrupperna i vilka arbetet skall bedrivas. Det finns också beskrivet att såväl systemstudien som state-of-the-art-rapporterna skall utformas så att de ger underlag för en forskningsplan som tas fram av programstyrelsen.

Målen som beskrivits ovan är en naturlig del av CCS-programmets mål/syften med den första etappen som enligt Energimyndighetens programbeskrivning sammanfattas i punkterna:

1. Framtagandet av en översiktlig studie där tyngdpunkten är analys av transport och lagring av koldioxid från svenska anläggningar på lång och kort sikt, detta inbegriper bland annat:
  - Analysera möjliga svenska kluster baserat på utsläpp, transport- och lagringsmöjligheter
  - Belysa möjliga nordiska kluster
  - Analysera olika typer och platser (inte bara i Sverige) för geologisk lagring av koldioxid samt även icke geologisk lagring i mineraler
2. Sammanställandet av en branschvis ”state-of-the-art” för CCS med tyngdpunkt på avskiljning av koldioxid (även från biogent ursprung)
3. Bevakning av juridik- och finansieringsfrågor kring CCS samt bidra till informationsspridning om CCS till allmänheten
4. Åstadkomma kunskapsöverföring mellan deltagande branscher och forskargrupper
5. Framtagandet av en forskningsplan som identifierar forskningsområden av branschöverskridande intresse

Med användandet av distinktionen mellan mål och syfte som nämndes ovan är punkt 1, 2 och 5 mål medan punkt 3 och 4 är syften. Arbetet som bedrivs inom ramarna för det projekt som leds av ÅF inom CCS-programmets Etapp 1 och resultatet därav bidrar därför till att uppfylla hela eller delar av de mål/syften som beskrivits ovan.



## **5 Vad omfattar analysen/-systemstudien?**

### **5.1 Geografiskt perspektiv**

Den här rapporten omfattar större punktutsläpp av koldioxid runt Östersjön, det vill säga Bottenhavet, Finska viken, Rigabukten och Gdanskbukten. Även Kattegatt och Skagerack ingår, för att möjliggöra jämförelser med projektet CCS skagerrak – kattegat. Huvudfokus ligger på Sverige, därefter Finland, men även övriga Östersjöländer belyses eftersom eventuella lagringsplatser i Östersjön kan vara av intresse även för baltstaterna samt delar av Polen, Tyskland, Danmark och Ryssland. Med undantag för ett fåtal anläggningar i södra Norge så har inte några utsläppskällor i Norge kartlagts.

Kartläggningen innefattar potentiella havsbaserade lager som är lokaliserade i Östersjön och i några fall även i Nordsjön. Potentiella landbaserade lager har kartlagts i den mån de är intressanta för de länder som ingår i studien, d.v.s. Östersjöregionens länder. Nordsjön ligger huvudsakligen utanför den geografiska omfattningen av systemstudien, men är relevant eftersom den inrymmer ett flertal potentiella lager som är intressanta som alternativ för länderna kring Östersjön.

För att transport av koldioxid från Östersjöområdet till olika geologiska lagringsplatser i samma region ska vara möjligt, så måste avstånden vara rimliga. I Ryssland, Polen och Tyskland har därför en avgränsning gjorts för vilka anläggningar som kan anses vara tillräckligt nära Östersjön för att lagring i dess närhet ska kunna anses som ett alternativ. För Ryssland har endast anläggningar tagits med som ligger väster om Moskva. För Polen och Tyskland har den sydliga gränsen dragits söder om Warszawa, och målsättningen har varit att försöka få en komplett bild av större utsläppskällor inom dessa områden.

### **5.2 Tidsperspektiv**

Om EU skall nå aviserade mål för reduktioner i utsläpp av växthusgaser på 20 till 30 % till 2020 och 80 till 95 % till 2050 (EC 2009) så måste sannolikt alla tillgängliga lösningar användas. På kort sikt (upp till år 2020) har man i praktiken endast tre möjligheter, nämligen energieffektivisering (på alla nivåer och inom alla sektorer), expansion av förnybara energislag och att byta från kol till gas. På lite längre sikt, efter 2020, kan eventuellt även CCS och kärnkraft vara med och bidra till reduktionsminskningar. Om målsättningen om emissionsreduktioner på 80 – 95 % för växthusgaser år 2050 skall nås, så är det tveksamt om vi kan ha utsläpp av koldioxid alls från stationära källor eftersom koldioxid står för ca 80 % av de totala emissionerna av växthusgaser, varav i sin tur ca 25 % härrör från transportsektorn (i båda fallen inklusive det negativa nettobidraget från mark-

användning och skogsbruk, på engelska kallat Land Use, Land Use Change and Forestry, LULUCF)<sup>52</sup>.

Lite mer än hälften av EU:s totala utsläpp av växthusgaser härrör från förbränning av fossila bränslen från stora stationära källor. Fem sektorer: kraft- och värme- produktion, järn och stål, raffinaderier, kemisk industri och cementindustrin hade samlade CO<sub>2</sub>-emissioner år 2007 på nästan 1,9 miljarder ton varav kraft- och värme- produktion var ansvarig för tre fjärdedelar, eller 1,4 miljarder ton<sup>53</sup>. Fokus kommer i första hand att vara på anläggningar inom dessa sektorer när det gäller CCS plus möjligtvis även inom pappers- och massaindustrin eftersom CCS från dessa anläggningar faktisk kan ge negativa emissionerna, eftersom de i huvudsak släpper ut biogent baserad koldioxid. En av förutsättningarna för att så kallade negativa emissioner skall kunna åstadkommas är att CCS då appliceras på koldioxidutsläpp från uthålligt producerad biomassa, se kapitel 7 i Lagstiftnings- och acceptansrapporten. CCS som appliceras på anläggningar med biogena utsläpp kan på så sätt neutralisera emissionerna från andra sektorer där det är svårare att uppnå emissionsminskningar, som till exempel inom transportsektorn. Det bör nämnas att både ZEP (2008), McKinsey (2008) och IEA (2009), alla rekommenderar CCS applicerat på biogena emissioner.

EU har tidigare aviserat sin målsättning om att ha 10-12 storskaliga CCS demon- anläggningar i drift till 2015. Man har också aviserat ett omfattande ekonomisk stödprogram där upp till 50 % av ett projekts investeringskostnader kan täckas genom finansiering från EU, dels genom ”the European Energy Programme for Recovery” (EEPR), och dels genom den så kallade NER 300-fonden (”New Entrants Reserve Fund”) där fonden byggs upp av inkomsterna från försäljningen av 300 miljoner emissionsrätter<sup>54</sup>. En av förutsättningarna för att erhålla stöd är att projektet innehåller alla delsteg inom CCS, det vill säga avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Fördelningen av medel genom EEPR har redan annonserats och fem kolkraftverk i England, Nederländerna, Polen, Spanien och Tyskland får vardera 180 miljoner EUR medan ett kolkraftverk i Italien får 100 miljoner EUR. Samtliga tre avskiljningstekniker och lagring i onshore- och offshoreakvifärer och offshore gasfält kommer att bli demonstrerad i de sex anläggningarna som valts ut för EEPR:s stöd<sup>55</sup>. Under 2011 skall Europeiska Investeringsbanken utvärdera potentiella projekt som skall erhålla stöd från

---

<sup>52</sup> Enligt EEA (2009) var totala utsläppet av växt husgaser inklusive LULUCF ca 4.6 miljarder ton i 2007 varav 3.8 miljarder ton koldioxid medan CO<sub>2</sub>-emissioner från transportsektorn uppgick till 966 miljoner ton.

<sup>53</sup> EEA, 2009

<sup>54</sup> I februari 2010 blev det bestämt att åtta CCS-projekt och att ett projekt inom var och en av 34 underkategorier för innovativa förnybara teknologier skall få finansiering via NER 300, se: Draft COMMISSION DECISION of [...] laying down criteria and measures for the financing of commercial demonstration projects that aim at the environmentally safe capture and geological storage of CO<sub>2</sub> as well as demonstration projects of innovative renewable energy technologies under the scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community established by Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council. <http://www.ner300.com/wp-content/uploads/2010/02/DRAFT-NER300-Decision.pdf>

<sup>55</sup> EU har upprättat ett nätverk för demoprojekten med en egen webbplats: [www.ccsnetwork.eu](http://www.ccsnetwork.eu)

försäljningen av utsläppsrätter och innan slutet av 2011 skall Europeiska kommissionen ha beslutat vilka som får detta stöd.

ZEP ("Zero Emission Fossil Fuel Power Plants") bildades 2005 av Europeiska kommissionen som en utav 35 europeiska teknologiplattformar för att föra samman olika aktörer för att styra utvecklingen och användningen av nyckel-tekniker som kommer att leda till ökad konkurrenskraft, tillväxt och hållbarhet inom EU. ZEP:s målsättning är att göra CCS kommersiellt tillgänglig år 2020 med hjälp av ett EU-stött demonstrationsprogram, att påskynda FoU i nästa generations CCS-teknik och att möjliggöra en omfattande användning av CCS efter 2020.

EU:s krav om 10-12 demoanläggningar baserades på rekommendationer från ZEP (2008) som ansåg att så många anläggningar behövdes för att identifiera kvarstående tekniska frågeställningar genom hela kedjan och ta CCS-tekniken till en kommersiell nivå fram till 2020. Mer specifikt så ville ZEP ha koldioxidavskiljning demonstrerad inom var och en av de tre undergrupper som olika avskiljningstekniker ofta delas in i, de som på engelska benämns post-combustion, pre-combustion samt oxy-fuel, och lagring demonstrerad både genom lagring i akviferer och i olje-/gasfält. ZEP (2008) gick igenom 43 projekt varav 36 involverade avskiljning från kraftverk.

Ur ZEP:s lista valde EU-kommissionen 13 projekt varav 12 var kolkraftverk medan det sista projektet var ett stålverk i Frankrike. Ur dessa 13 projekt har 6 kolkraftverk beviljats sammanlagt en miljard EUR genom EEPR (se ovan). Sannolikheten är alltså stor att flertalet av de första 10-12 demoanläggningarna som planeras vara i drift vid 2015 kommer att vara kolkraftverk. Till detta tillkommer möjligtvis några ytterligare kraftverk som kommer att erhålla nationella stöd (till exempel har regeringen i England annonserat att de är villiga att stödja upp till fyra CCS-anläggningar, initialt endast kolkraftverk men detta krav har nu ändrats till att omfatta alla kraftverk som släpper ut koldioxid<sup>56</sup>) samt ett litet antal industrianläggningar som producerar vätgas, ammoniak och gödselmedel och där andelen koldioxid i rökgasen är hög, och/eller där gasströmmen från vilken koldioxid skall avskiljas är trycksatt, vilket gör att avskiljningskostnaden är relativt låg. Om avskiljning från dessa anläggningar kunde kombineras med lagring som genererar mervärde, via så kallad EOR ("Enhanced Oil Recovery") och/eller EGR ("Enhanced Gas Recovery"), så kommer sannolikt sådana projekt att sättas igång relativt snabbt, i synnerhet om man ser för sig en utveckling där både bränslepriser och emissionspriser kommer att stiga. Sådana "lågkostnadsprojekt" kan också bidra till att bygga upp ett CCS-nätverk. Ser man emellertid till de sex projekt som kommer att erhålla stöd genom EEPR så har de stor geografisk spridning med få eller inga möjligheter för att samverka om transport och lagring (se ovan).

---

<sup>56</sup> Samtidigt har det nyligen också varit ett skifte av regering i England och den nya regeringens energipolitik är inte klar än.

Ser man på den vidare expansionen av CCS i Europa efter 2015 så har den beskrivits av både Bellona (2007), Chalmers (2009, 2010)<sup>57</sup>, IEA (2009)<sup>58</sup> och McKinsey<sup>59</sup> (2008). Det är dock stora skillnader mellan de olika expansions-scenarierna. Medan McKinsey (2008) beskriver hur man kan gå från demoprojekt via tidig kommersiell fas till mogen kommersiell fas med 80 till 120 anläggningar och en årlig maximal platå för lagringsbehovet på 400 miljoner ton år 2030, så beskriver Bellona (2007), Chalmers (2009) och IEA (2009) en möjlig utvecklingsväg upp till 2050 då mellan 1,0 (IEA) och 1,7 (Bellona) till 1,8 (Chalmers) miljarder ton koldioxid kan lagras årligen i Europa.

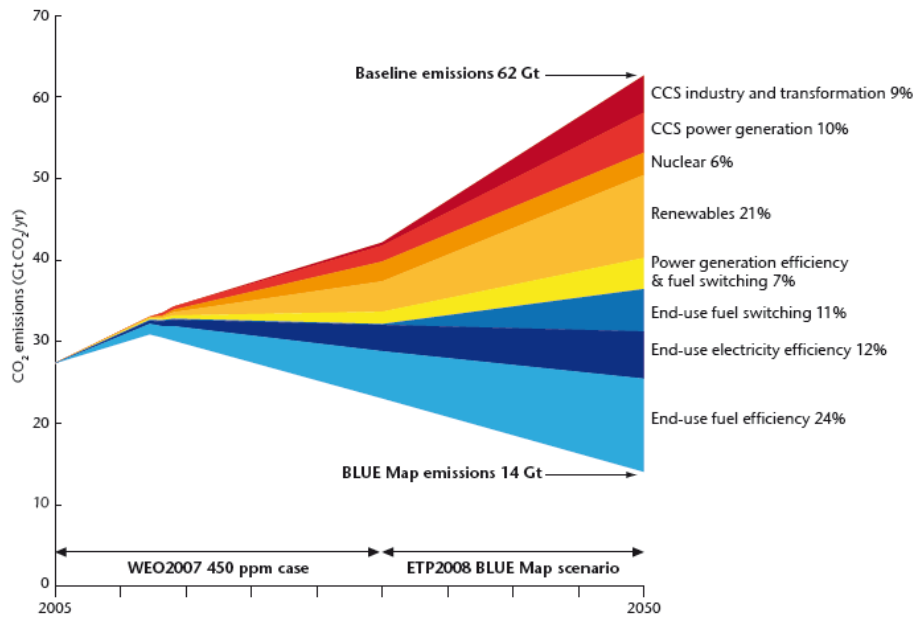
IEA (2009) refererar till deras så kallade BLUE Map Scenario i 2008 års version av ”Energy Technology Perspectives” (ETP 2008) där fossilbaserade CO<sub>2</sub>-utsläpp antas ha minskat med 50 % år 2050 relativt år 2005. I scenariot antas CCS vara en mycket betydelsefull faktor då närmare en femtedel av de utsläppsreduktioner som redovisas genom olika tekniska lösningar kan hänföras till CCS. Figur 5.1 har tagits från IEA (ETP 2008) och visar hur IEA föreställer sig att emissionerna skall minska globalt per sektor fram till 2050 relativt ett ”Business as usual”-scenario, det vill säga minska från antagna 62 miljarder (i ett ”Business as usual”-scenario) till 14 miljarder ton år 2050, där det sistnämnda motsvarar ungefär 50% av emissionsnivån år 2005.

---

<sup>57</sup> Chalmers, 2009. ”Pathways for the European electricity supply system to 2050—the role of CCS to meet stringent CO<sub>2</sub> reduction targets”. Skriven av M. Odenberger et al., och publicerad i International Journal of Greenhouse Gas Control, September 2009, samt Chalmers, 2010. Artiklar under bearbetning av Mikael Odenberger, Chalmers, för publicering inom projektet ”Pathways to sustainable European Energy Systems”. [www.energy-pathways.org](http://www.energy-pathways.org) Dessa betraktar endast CCS applicerat på kraft- och värmeproduktion.

<sup>58</sup> IEA, 2009. International Energy Agency. ”Technology Roadmap Carbon Capture and Storage” refererar till OECD Europa.

<sup>59</sup> McKinsey, 2008. ”Carbon Capture and Storage: Assessing the economics”.



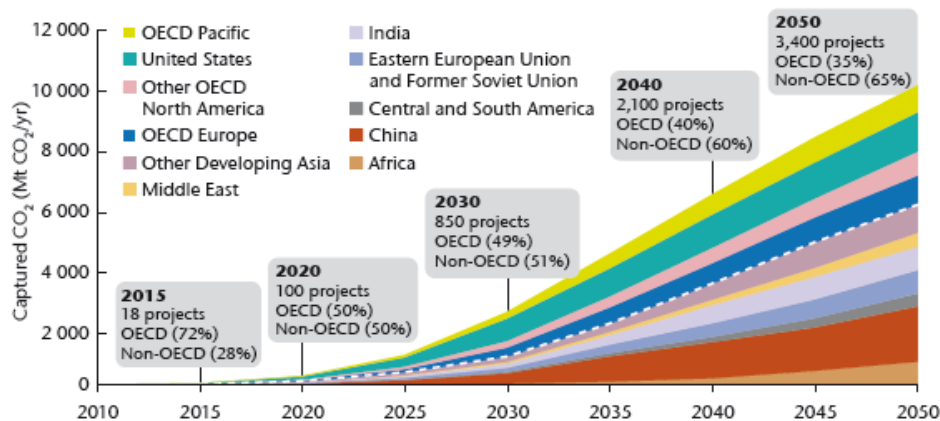
**Figur 5.1** Projicerade emissionsminskningar fördelat på olika tekniker för perioden 2005-2050 i IEA:s BLUE Map Scenario. Blue Map Scenario är en projektion där netto-utsläppen av växthusgaser minskar med 50 % till år 2050 i förhållande till utsläppen år 2005. I figuren visas också ett så kallat "Business as usual"-scenario.

Källa: IEA ETP, 2008.

Kumulativt och globalt antas det i BLUE Map-scenariet att cirka 145 miljarder ton koldioxid lagras mellan 2020 och 2050 och att det årliga lagringsbehovet är ca 10 miljarder ton år 2050. Cirka 55 % av alla CCS-relaterade minskningar år 2050 förväntas ske i kraftsektorn och 16 % i industrin. Globalt väntas 100 CCS projekt vara igång år 2020 och 3 400 år 2050. Merparten av projekten förväntas bli byggda i Kina, Indien och USA medan IEA uppskattar att det finns 14 CCS-projekt i OECD Europa år 2020 och 320 år 2050.<sup>60,61</sup> Figur 5.2 visar hur IEA föreställer sig att CCS sprids per region mellan 2020 och 2050.<sup>60</sup> Området ovanför den vita streckade linjen markerar OECD-länder medan icke-OECD länder ligger under den streckade linjen.

<sup>60</sup> IEA ETP 2008. International Energy Agency. "Energy Technology Perspectives".

<sup>61</sup> IEA, 2009. International Energy Agency. "Technology Roadmap Carbon Capture and Storage"



**Figur 5.2 Spridning av CCS per region i IEA ETP BLUE Map scenario 2020-2050. Den vita streckade linjen anger OECD (över) respektive icke-OECD (under) länder.**

Källa: IEA ETP 2008. International Energy Agency. "Energy Technology Perspectives".

I figur 5.2 kan man se att IEA i sitt Blue Map-scenario globalt förväntar sig 18 driftstagna projekt år 2015, merparten inom OECD, och 100 projekt år 2020, fördelad på hälften i vardera OECD och icke-OECD-länder. I Europa förväntar sig IEA i Blue Map-scenariet att mängden koldioxid som lagras expanderar snabbt efter år 2030 och den projicerade lagringsmängden per år för åren 2020 och 2050 visas i tabell 5.1. Enligt IEA (2009) är deras projektioner för 2015 och 2020 i linje med de rekommendationer som har utfärdats av G8-länderna.

**Tabell 5.1 CCS spridning per sektor 2020 – 2050 i OECD Europa, IEA EPT BLUEMap.**

	2020			2050		
	Antal Projekt	CCS-kapacitet	Lagrad	Antal Projekt	CCS-kapacitet	Lagrad
		GWe	Mt/år		GWe	Mt/år
Kraftsektorn	9	5,5	26	195	140	680
Industri och uppströms	5		11	120		310

Källa: IEA, 2009. International Energy Agency. "Technology Roadmap Carbon Capture and Storage".

I avsnittet om forskningsbehov, 5.14, diskuteras några av de stora osäkerheterna när det gäller faktorer som påverkar en sådan utveckling som beskrivs i exempelvis Blue Map-scenariet.

### 5.2.1 Kraftsektorn

Kraftsektorn är den sektor som kommit längst i utvecklingen av olika avskiljningsmetoder för koldioxid och mycket pekar på att man kommer nå målsättningen att 10-12 demoanläggningar kommer att vara i drift 2015. Samtliga större kraftverksägare med kolbaserad kraft är starkt involverade i en rad forskningsprojekt för avskiljning, transport och lagring av koldioxid och flera kraftproducenter har samtidigt också klara uttalade strategier för hur CCS skall introduceras på kommersiell basis inom företaget. De europeiska elproducenternas intresse-



organisation, Eurelectric<sup>62</sup>, har uttryckt sitt stöd för CCS och de har intentionen att deras medlemmar skall producera 100 % klimatneutral el år 2050. Samtidigt drivs utvecklingen framåt av olika regionala intressegrupperingar som önskar bilda regionala kluster med CCS-nätverk. Den europeiska region som kommit längst i planeringen av CCS är sannolikt Rotterdam där det redan finns distribution av koldioxid till användning i växthus och där det finns ett initiativ som heter Rotterdam Climate Initiative (RCI 2009). När Shells raffinaderi i Pernis börjar avskilja koldioxid kommer mängden koldioxid som transporteras genom det Nederländska systemet att utökas till 1 miljon ton årligen. Vidare expansion av systemet till fem miljoner ton koldioxid årligen och lagring i gasfält i Nordsjön planeras ske kring 2015 då två demokraftverk skall installera CCS. Ett av dessa demokraftverk har beviljats 180 miljoner EUR i EU-stöd från EEP programmet, se avsnitt 5.2, och ytterligare 150 miljoner EUR i stöd från den nederländska regeringen. År 2020 planeras mängden avskiljd koldioxid att öka till 15 miljoner ton årligen bland annat genom fullskalig avskiljning från två nya kolkraftverk och från två vätgasanläggningar. Platånivån på cirka 20 miljoner ton årligen kommer enligt planerna att nås 2025 genom fullskalig avskiljning från flera kolkraftverk och genom eftermontering av koldioxidavskiljning på existerande industrianläggningar.

Svenska Vattenfall deltar aktivt i många CCS-relaterade forskningsprojekt. Vattenfalls vision är att 16 % av bolagets totala elproduktion skall vara CCS-baserad fossil produktion år 2030 och att all egen elproduktion skall vara klimatneutral år 2050<sup>63</sup>. Figur 5.3 visar Vattenfalls<sup>64</sup> CCS-projekt fram till och med 2008 och hur man inom företaget planerar den framtida utvecklingen av CCS.

---

<sup>62</sup> Eurelectric är en förening för elproducenter och dets medlemmar representerar företag ansvariga för mer än 70 % av den samlade elproduktionen inom EU.

<sup>63</sup> Vattenfall, 2009. "Bridging to the future". Vattenfalls newsletter on carbon capture and storage no. 14, December 2009.

<sup>64</sup> Vattenfall, 2009. Corporate Social Responsibility Report 2009.



**Figur 5.3 Vattenfalls CCS-relaterade projekt till och med 2008 och hur bolaget tänker sig utvecklingen fram till år 2020.**

Källa: Vattenfall, 2009, Corporate Social Responsibility Report 2009.

Vattenfall startade upp sin första pilotanläggning för CO<sub>2</sub>-avskiljning vid Schwarze Pumpe i Brandenburg i Tyskland i september 2008. I Schwarze Pumpe testas oxyfuel-tekniken. Man tittar också på samförbränning av brunkol och biomassa i oxyfuel-processen. Vattenfall deltar också i Doosan Babcocks testcenter för oxyfuel-tekniken i Skottland och i en pilotanläggning för post-combustion avskiljning vid ett existerande kolkraftverk i Yorkshire i England (Ferrybridge). Genom köpet av nederländska Nuon under 2009 har Vattenfall också planer på en pilotanläggning för koldioxidavskiljning genom pre-combustion i Limburg och denna anläggning planerar man starta upp i augusti 2010. I tyska Jämschalde planerar Vattenfall att testa både post-combustion- och oxyfuel-teknikerna i en 250 MW<sub>e</sub> demoanläggning som planeras stå färdig kring 2015. Två potentiellt lämpliga akvifärer ca 50 kilometer från Jämschalde-anläggningen undersöks för möjlig lagring av koldioxiden och hösten 2009 öppnade Vattenfall ett lokalt informationskontor för befolkningen i området. Förutom detta siktar man på att ha en demoanläggning för pre-combustion klar i Eemshaven i Nederländerna. Vattenfall förväntar sig att CCS skall nå en kommersiell nivå kring 2020. Investeringskostnaden för demoanläggningen i Jämschalde beräknas bli 1,6 miljarder EUR vilket ger en specifik investeringskostnad på 6 400 EUR/kW<sub>e</sub><sup>65</sup>. Ett av skälen till att Vattenfalls demoanläggning i Jämschalde har så hög specifik investeringskostnad är att företaget skall demonstrera två avskiljningstekniker.

Den specifika investeringskostnaden för ett 1 000 MW brunkolkraftverk utan CCS är ungefär 1 300 till 1 400 EUR per kW<sub>e</sub> medan till exempel ENCAP

<sup>65</sup> Vattenfall, 2009. Corporate Social Responsibility Report 2009.

(2008)<sup>66</sup> beräknade att den specifika kostnaden för motsvarande kommersiella CCS-kraftverk skulle ligga på omkring 2 000 EUR/kW<sub>e</sub>. McKinsey (2008)<sup>67</sup> beräknar att ett 900 MW<sub>e</sub> konventionellt kolkraftverk år 2020 kommer att kosta ca 1,5 miljarder EUR medan motsvarande kraftverk med CCS kommer att öka kostnaderna med runt 50 %, vilket medför att den specifika kostnaden per kW elproduktionskapacitet kommer öka från ca 1 700 EUR/kW<sub>e</sub> till 2 500/kW<sub>e</sub>. Ser man på den specifika kostnaden för CO<sub>2</sub>-minskningar uppskattar McKinsey (2008) att kostnaden för hela kedjan kommer att ligga mellan 60 och 90 EUR per ton undvikta koldioxidutsläpp<sup>68</sup> under demonstrationsfasen medan motsvarande uppskattning när CCS-teknik nått kommersiell mognad är 30 – 45 EUR per ton undvikta koldioxidutsläpp.

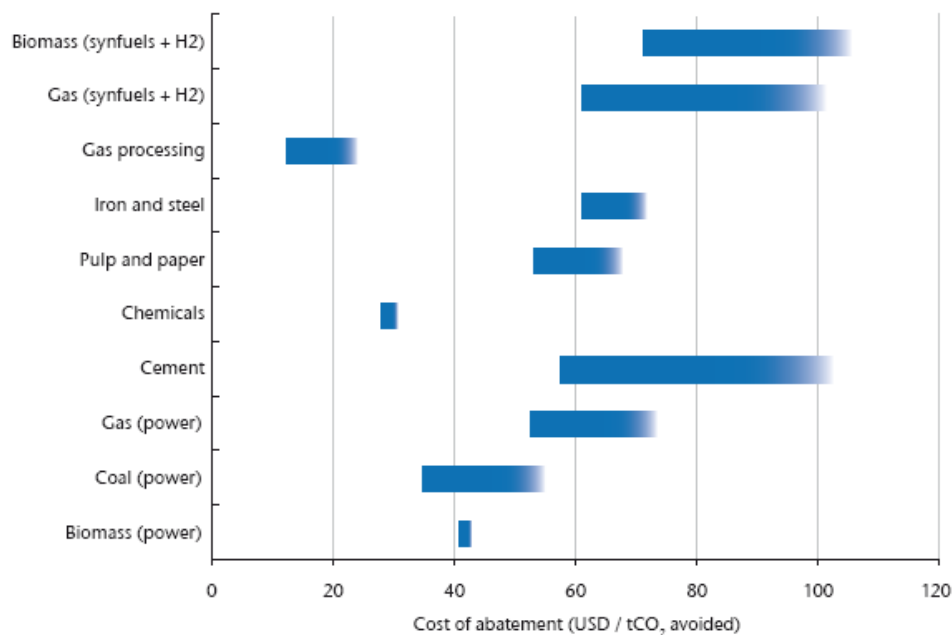
Ytterligare uppemot 10 EUR per ton undvikta koldioxidutsläpp lägre kostnader kan enligt McKinseys uppskattningar uppnås genom teknologiska genombrott i avskiljningsteknologi och vid en bred global utbredning av CCS. Kostnaden är dock både projekt- och fasspecifik eftersom McKinsey bland annat antagit att längre transportsträckor och mer offshorelagring behövs allt eftersom CCS breder ut sig samt att kraftverkets/källans utnyttjandegrad och livslängd kan ökas i senare faser relativt demofasen.<sup>67</sup> Figur 5.4 visar IEA:s (2009) den uppskattning över specifika kostnaden i USD/ton undvikta koldioxidutsläpp för hela CCS-kedjan vid olika teknikval som användes i BLUE Map-scenarierna för tiden 2010 till 2050 (se ovan). Kostnaderna är beräknade på ett sådant sätt att de påverkas av de antaganden IEA gjort för CCS potential inom de enskilda sektorerna. Med det menas att för sektorer med en låg CCS-potential så reflekterar kostnadsnivån i figur 5.4 endast så kallade lågt hängande frukter, d.v.s. lågkostnadsalternativ, medan den illustrerade kostnadsnivån för sektorer där CCS-potentialen är hög (som tills exempel kol- och gasbaserad kraftproduktion) är mer relevant för hela sektorn. I figur 5.4 kan man därför se att särskilt naturgasindustrin och viss kemiindustri har en gynnsam kostnad men detta representerar bara enskilda anläggningar där halten koldioxid i den gasström från vilken koldioxid skall avskiljas är hög, uppemot 100 %.

---

<sup>66</sup> ENCAP, 2008. "Power systems evaluation and benchmarking". Public version. EU project report. Deliverable D1.2.4. URL: [www.encapco2.org](http://www.encapco2.org).

<sup>67</sup> McKinsey, 2008. "Carbon Capture and Storage: Assessing the economics".

<sup>68</sup> Undvikta koldioxidutsläpp innefattar uppskattningar av direkta och indirekta koldioxidutsläpp som orsakas av koldioxidavskiljning i jämförelse med en lösning utan koldioxidavskiljning.



**Figur 5.4**

Källor: IEA (2008 och 2009).

Av sektorer med riktigt stora CO<sub>2</sub>-utsläpp är det främst kolbaserad kraftproduktion som anses ha störst potential för att tidigt nå konkurrenskraftiga kostnader. Notera också att CCS från gasbaserad kraft och inom cement- och stålsektorn antas ha en relativ hög kostnadsnivå. Att gasbaserad kraft antas ha så mycket högre specifik kostnad för CCS reflekterar främst den högre specifika kostnaden för avskiljning eftersom det är lägre halt koldioxid i rökgasen från ett gaskraftverk i jämförelse med ett kolkraftverk. Vilka följder detta kan få för penetreringen av gasbaserad kraft har modellerats av Chalmers och visas i figur B3 (se bilaga 2).

Uppskattningar av kostnader för koldioxidavskiljning vid olika industriella branscher är osäkra, vilket bland annat illustreras av den spridning i kostnadsuppskattningar för cementbranschen som redovisas i figur 5.4. Att spridningen i kostnader är så stor i cementbranschen kan ha sin förklaring i att IEA i en rapport om koldioxidavskiljning i cementindustrin studerat flera alternativa avskiljningstekniker<sup>69</sup>. Den bedömda specifika kostnaden för koldioxidavskiljning skiljer sig avsevärt mellan alternativen, från 40,2 EUR per ton undvikta CO<sub>2</sub>-utsläpp med koldioxidavskiljning genom förbränning i syrgas, till 107,4 EUR per ton undvikta CO<sub>2</sub>-utsläpp för koldioxidavskiljning från rökgaser genom kemisk absorption.

En viktig förutsättning för att CCS skall kunna etableras som en kommersiell teknik är att den specifika kostnaden för CCS måste vara lägre än kostnaden för att släppa ut koldioxid. Sedan början av 2009 har emellertid CO<sub>2</sub>-priset legat på mellan 10-15 EUR per ton CO<sub>2</sub> vilket är ett av skälen till att man diskuterar

<sup>69</sup> IEA Greenhouse Gas R&D Programme, CO<sub>2</sub> Capture in the Cement Industry, Technical Study, Report Number: 2008/3, July 2008.

införandet av så kallade ”Emission Performance Standards” (EPS), det vill säga utsläppsgränser i form av gram koldioxid per producerad kilowattimme el (se bilaga 2).

I bilaga 2 återges resultaten från av Chalmers genomarbetade modelleringar av CCS-teknikens spridning i Europas kraftsektor fram till år 2050. Med tanke på att diskussionen om CCS i Europa och globalt är fokuserad på fossilbaserad kraftproduktion, är det också troligt att infrastrukturens utbyggnad kommer att vara beroende på hur tekniken kommer att utvecklas inom kraftsektorn. Det är därför inte orimligt att anta att utvecklingen för CCS i stort kommer att följa utvecklingen inom kraftsektorn. Resultatet av modelleringen är att CCS begränsas till länder med kolbaserad elproduktion utanför Norden under hela perioden fram till år 2050. I realiteten däremot, så planerar Vattenfall att installera CCS på Nordjyllandsverket i Jylland kring 2020 och Fortum undersöker möjligheterna för CCS vid kolkraftverket Meri Pori på Finlands östkust, vilket också nämnts ovan.

### **5.2.2 Emissionsintensiv industri**

EU:s järn- och stålindustri, raffinaderier, kemisk industri och cementindustri släppte ut närmare 500 miljoner ton koldioxid år 2007, motsvarande ca 12 % av totala utsläppen av koldioxid och 10 % av totala utsläppen av växthusgaser inom EU (inklusive nettobidraget från LULUCF). När det gäller CCS inom emissionsintensiv industri så kan det först konstateras att forskningen kring CCS och då främst inom avskiljning inte är lika långt framskriden som inom kraftsektorn. Det kan också konstateras att avskiljning kommer att bli svårare och dyrare bland annat därför att stålverk, cementanläggningar och raffinaderier ofta har flera utsläppskällor inom samma anläggning. Det är också oklart hur emissionsintensiv industri kommer att behandlas under handelssystemet för emissionsrätter eftersom de ofta verkar på en global marknad i konkurrens med icke-europeiska aktörer som möjligen inte kommer att få samma kostnader för koldioxidutsläpp, se avsnitt 5.10.2.<sup>70</sup>

Totala utsläpp av koldioxid från järn- och stålsektorn inom EU uppgick till ungefär 115 miljoner ton år 2007.<sup>71</sup> ”The European Steel Technology Platform” (ESTEP) är stålsektorns motsvarighet till ZEP (se ovan). ESTEP driver ”The European Ultra-low CO<sub>2</sub> Steelmaking programme” (ULCOS) som har utvecklat tre koncept för att minska emissionerna av koldioxid, däribland CCS. CCS-relaterad forskning inom ULCOS utvecklar tre konceptuella lösningar; ”Top Gas Recycling” (TGR), ”Hisarna” och ”Ulcored”. TGR som tillämpas på masugnen verkar vara den mest lovande tekniken och det har uppskattats att uppemot 70 %

---

<sup>70</sup> Det diskuteras inom EU att sektorer som opererar på en global marknad skall få möjlighet att erhålla en del av sina emissionsrätter utan kostnad i en viss tid förutsatt att de använder en emissionseffektiv teknologi. Förslaget som för närvarande diskuteras inom EU är att enbart de anläggningar som har lika effektiv produktionsprocess som de tio procent av anläggningarna som har den mest effektiva produktionen skall få rätt att erhålla en del av sina emissionsrätter utan ersättning.

<sup>71</sup> EEA, 2009. European Environmental Agency. “Annual European Community greenhouse gas inventory 1990 – 2007 and inventory report 2009”. Submission to the UNFCCC Secretariat.

av koldioxiden i ett integrerat stålverk<sup>72</sup> kan avskiljas genom denna teknik.<sup>73</sup> I november 2009 annonserade Corus (2009) att de ville starta upp en pilotanläggning under 2010 för att utveckla ”Hisarna”-konceptet vid sitt stålverk i Ijmuiden, Nederländerna. Enligt Corus (2009) så har konceptet möjlighet att minska emissionerna från masugnen med mer än 50 %. Corus pilotanläggning kommer att finansieras dels av den Nederländska staten, EU-kommissionen och ULCOS. Utöver detta så har ArcelorMittal:s stålverk i Florange identifierats som möjlig industrianläggning berättigad till 50 miljoner EUR i EU-stöd genom EEPF.<sup>74</sup> Enligt planerna för ULCOS så skall demoanläggningar för avskiljning kunna sättas upp mellan 2010 och 2020 med kommersiell spridning från 2025.<sup>75</sup>

De totala koldioxidutsläppen från EU:s cement- och kalkproduktion var ca 135 miljoner ton under 2007.<sup>76</sup> ECRA (European Cement Research Academy) startade 2007 ett forskningsprojekt kring potentialen för CCS i cementindustrin. Fas 1 i projektet avslutades sommaren 2007 och identifierade de mest lovande teknikerna för avskiljning; post-combustion och oxyfuel. Fas 2 som gick mellan sommaren 2007 och sommaren 2009 fokuserade närmare på dessa två tekniker och kostnaderna för avskiljning. Fas 3 som löper mellan 2009 och 2011 har flyttats till laboratorienivå. Närapå alla koldioxidutsläpp i cementindustrin kommer från tillverkningen av den klinker som är huvudbeståndsdelen i cement. Ungefär 60 % av utsläppen är så kallade processspecifika utsläpp<sup>77</sup> och resterande från förbränning av bränslen. På kort sikt anses post-combustion vara den mest lovande tekniken och det har uppskattats att upptill 95 % av emissionerna från en cementanläggning kan avskiljas genom post-combustionavskiljning<sup>73</sup>. Enligt ECRA, bör man kunna sätta upp demoanläggningar för post-combustionavskiljning runt 2015 om nödvändigt ekonomisk stöd kan erhållas. De första demoanläggningarna för oxyfuel-tekniken tros däremot inte kunna sättas upp före år 2020. I en projektion i IEA:s BLUE Map-scenario för år 2050 antas

---

<sup>72</sup> Cirka 60 % av stålproduktionen inom EU sker i så kallade integrerade stålverk (J. Rootzén, J. Kjærstad, F. Johnsson, 2009. ”Assessment of the potential for CO<sub>2</sub> capture in European heavy industries”. Paper accepted for presentation at the 5<sup>th</sup> Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik, Croatia, September 29 - October 3 2009.)

<sup>73</sup> J. Rootzén, J. Kjærstad, F. Johnsson, 2009. ”Assessment of the potential for CO<sub>2</sub> capture in European heavy industries”. Paper accepted for presentation at the 5<sup>th</sup> Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik, Croatia, September 29 - October 3 2009.

<sup>74</sup> European Council, 2009. ”Presidency compromise proposal for financing of the infrastructure projects put forward by the Commission as part of the EEPF”. Brussels March 20, 2009. 7848/1/09 REV 1.

<sup>75</sup> Syndex, 2010. ”Climate disturbances, the new industrial policies and ways out of the crisis”. A study by Syndex, S. Partner and WMP Consult, ordered by ETUC (European Trade Union Confederation) in partnership with EMF (European Metalworkers Federation) and EMCEF.

<sup>76</sup> EEA, 2009. European Environmental Agency. ”Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2007 and inventory report 2009”. Submission to the UNFCCC Secretariat.

<sup>77</sup> Huvuddelen av de processspecifika utsläppen från cementindustrin kommer från kalcinering av kalksten (kalciumkarbonat) till bränd kalk (kalciumoxid), varvid koldioxid avgår.

det att CCS finns applicerat på omkring hälften av alla cementanläggningar i Europa, Nordamerika, Australien och Östasien.<sup>78</sup>

Raffinaderisektorn inom EU släppte ut ca 135 miljoner ton koldioxid under 2007.<sup>79</sup> Det finns emellertid framtida krav på bränslespecifikationer inom CAFE-programmet (Clean Air for Europe) som kan medföra att en större andel diesel kommer att användas. En övergång till mera diesel både inom transport och jordbruk kan komma att öka energikonsumtionen och därmed också koldioxidutsläppen från raffinaderier till uppemot 200 miljoner ton år 2020.<sup>80</sup> Raffinering av olja omfattar ett flertal processteg och ett raffinaderi består därför av flera separata men integrerade produktionsprocesser. De rökgaser som bildas i ugnar och pannor kan också ha varierande sammansättning beroende på de bränslen som används, och det är vanligt att en blandning av olika restgaser från raffinaderiets processer används som bränslen. De totala emissionerna från ett raffinaderi kommer följaktligen från flera källor som i viss mån har varierande förutsättning för koldioxidavskiljning. Sett ur ett strikt CCS-perspektiv är det också ett problem att de genomsnittliga koldioxidutsläppen per anläggning är relativt låga. Enligt Syndex (2010) så släpper ett europeiskt raffinaderi ut i genomsnitt 1,4 miljoner ton koldioxid per år. Ett av de processteg som finns på vissa raffinaderier, produktion av vätgas, erbjuder dock goda möjligheter till kostnadseffektiv koldioxidavskiljning.

Concawe (Europeiska oljebolagens förening för miljö, hälsa och säkerhet inom raffinaderisektorn) bedömer inte att CCS kommer att vara kommersiellt tillgängligt inom raffinaderisektorn innan 2025. Koldioxidavskiljning där koldioxiden används för kommersiella ändamål finns redan i drift vid minst två europeiska raffinaderier och i dessa fall är koldioxidavskiljningen kopplad till vätgas-anläggningar.

van Straelen et al. (2009) uppskattade kostnaden för koldioxidavskiljning från rökgaser från källor som täcker ca 40 % av de totala utsläppen i ett typiskt storskaligt raffinaderi till mellan 90 och 120 EUR per ton undvikta koldioxidutsläpp.<sup>81</sup> Vid en jämförelse med raffinaderier ägda av Shell fann studien att uppemot 50 % av emissionerna kunde avskiljas till samma kostnad.<sup>82</sup> Figur 5.5a visar exempel på halter av CO<sub>2</sub> i rökgaserna från olika emissionskällor inom ett raffinaderi medan figur 5.5b visar hur kostnaden för avskiljning av koldioxid är beroende av CO<sub>2</sub>-halten.<sup>81</sup>

---

<sup>78</sup> IEA ETP 2008. International Energy Agency. "Energy Technology Perspectives".

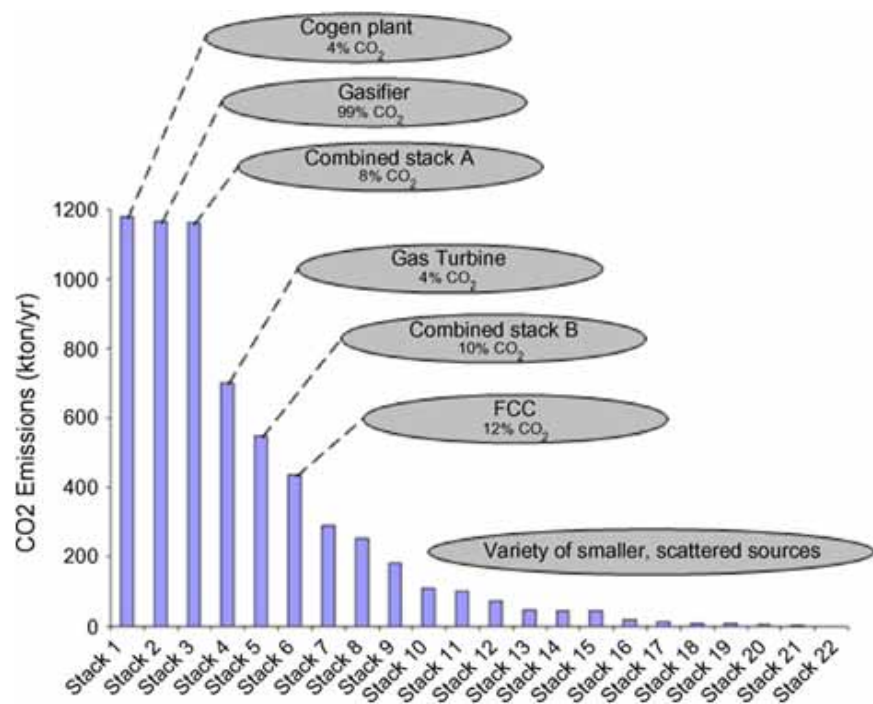
<sup>79</sup> EEA, 2009. European Environmental Agency. "Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2007 and inventory report 2009". Submission to the UNFCCC Secretariat.

<sup>80</sup> Syndex, 2010. "Climate disturbances, the new industrial policies and ways out of the crisis". A study by Syndex, S. Partner and WMP Consult, ordered by ETUC (European Trade Union Confederation) in partnership with EMF (European Metalworkers Federation) and EMCEF.

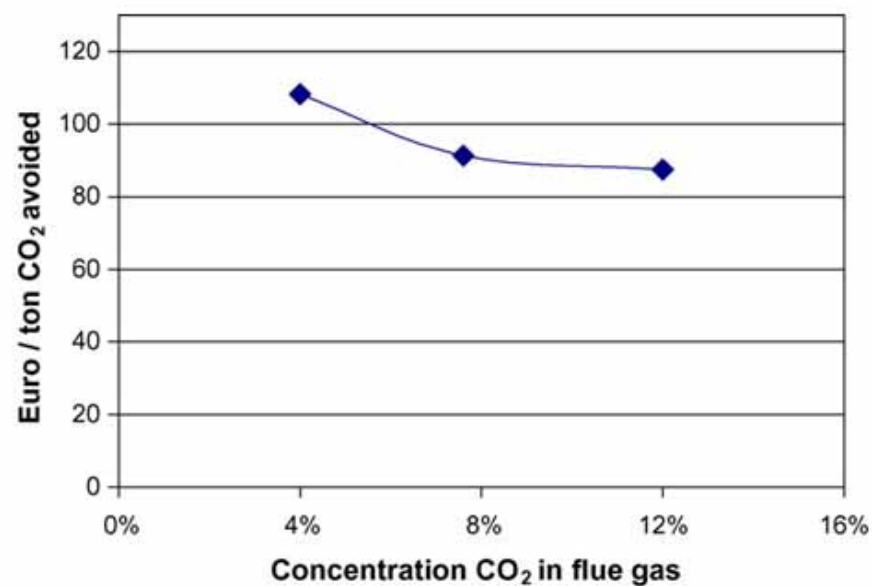
<sup>81</sup> van Straelen et al., 2009. "CO<sub>2</sub> capture for refineries, a practical approach". International Journal of Greenhouse Gas Control, article in press.

<sup>82</sup> Kostnaderna inkluderar avskiljning och kompression (det nämns inte till vilket tryck) för ett typiskt västeuropeiskt raffinaderi med en kalkylränta på 7 %.

5.5a



5.5b



Figur 5.5a visar halten koldioxid från olika källor i ett typiskt raffinaderi medan figur 5.5b visar kostnaden för avskiljning som funktion av koldioxidkoncentrationen i rökgasen.

Källa: van Straelen et al., 2009. "CO<sub>2</sub> capture for refineries, a practical approach". International Journal of Greenhouse Gas Control, article in press.



Vid två europeiska raffinaderier planeras demoprojekt för CCS och vid båda dessa har man stött på förhinder. Shell planerar att lagra ca 0,4 miljoner ton per år i ett tomt gasfält i Barendrecht, Nederländerna. Koldioxiden skall tas från förgasningsprocessen vid raffinaderiet i Pernis som genererar ca 1 miljon ton nästan helt ren koldioxid per år. Emellertid så har Shell stött på stort lokalt motstånd vid lagringsplatsen och projektet som skulle ha startat 2010 blir minst två år försenat. Det andra projektet involverar dels testcentret för CO<sub>2</sub>-avskiljning vid Mongstad (TCM) där avskiljning från bland annat raffinaderier skall studeras. Projektet involverade också en fullskalig avskiljningsanläggning vid ett gaskraftverk. Emellertid så har den norska regeringen nyligen uppskjutit beslutet om finansieringen av den delen av projektet till tidigast år 2014, vilket innebär att anläggningen tidigast kan stå färdig 2018. Skälen till det var att projektkostnaden blev högre än det som tidigare hade antagits.

Den kemiska industrin inom EU släppte ut drygt 80 miljoner ton koldioxid under 2007<sup>83</sup>. Kemiindustrin innefattar industriella processer från vilka det avges gasströmmar med nästan ren koldioxid, till exempel vid produktion av ammoniak. Det är möjligt att sådana källor kommer att finnas bland de tidigt kommersiella CCS-projekten eftersom kostnaden för avskiljning är marginell. Potentialen är dock relativt liten.

Massa- och pappersindustrin släpper ut ca 80 miljoner ton koldioxid årligen från närmare 130 anläggningar i Europa, dock med en stor koncentration i Finland och Sverige. Cirka 17 miljoner ton koldioxid härrör från förbränning av fossila bränslen och resterande koldioxidutsläpp från förbränning av biogena bränslen. Däremot är det inte troligt att massa- och pappersindustrin kommer att ha anläggningar med CCS i ett tidigt skede, det vill säga i mitten av 2020-talet. Anledningen till det är att koldioxidutsläpp från biogena källor inte räknas som emissioner enligt handelssystemet, vilket medför att det för närvarande inte finns några incitament för CCS från sådana utsläpp, se kapitel 7 i Lagstiftnings- och acceptansrapporten.

### **5.2.3 Slutsatser om tidsperspektivet för CCS i Östersjöregionen**

Sannolikt kommer 10-12 storskaliga demoanläggningar stå klara kring 2015 och merparten är antagligen kolkraftverk. Att bygga ett nytt kolkraftverk tar emellertid 5-6 år inklusive projektering och tillståndsprocess och vid ett CCS-projekt så tillkommer även transport och lagring. För att ett kraftverk med CCS skall stå klart till 2020 behöver alltså planeringen starta innan och byggandet starta kort efter att de tidiga demoanläggningarna tagits i drift. Ser man på den årliga kapaciteten att installera ny kraft så borde det inte vara något problem att addera 10 GW CCS-baserad kraft per år när man väl kommit igång om man betraktar de årliga kapacitetstillskotten över de senaste 40-50 åren, se bilaga 2.

Modellering av kraftsektorn som utförts av Chalmers ger vid lag att CCS inom kraftsektorn blir koncentrerad till typiska kolländer med få eller inga projekt i

---

<sup>83</sup> EEA, 2009. European Environmental Agency. "Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2007 and inventory report 2009". Submission to the UNFCCC Secretariat.

Norden fram till år 2050. Förutsättningarna vid modelleringen är krav på 85 % minskning av koldioxidutsläppen år 2050 relativt 1990, 45 % andel förnybara och marginell ökning av efterfrågan på el. Det är trots detta sannolikt att CCS måste tillämpas på nästan alla stationära anläggningar med koldioxidemissioner om utsläppsminskningar i storleksordningen 80-95 % relativt 1990 skall kunna nås. Att modellen indikerar att CCS inte kommer att spridas till länder i Norden behöver inte alls betyda att det är så det kommer att bli. Modellerna baseras på kraftsektorn som utgör en mycket liten andel av de stora utsläppskällorna i framför allt Sverige men industrins andel av de stora utsläppskällorna är även stor i Finland. Det är alltså möjligt att bilden hade sett annorlunda ut om samtliga stora utsläppskällor hade inkluderats i modelleringen. En annan faktor som är av betydelse för resultatet är att Chalmers modell ger lägsta kostnad för det totala systemet, det vill säga för EU:s elproduktionssystem inklusive Island, Norge och Schweiz. Det utfallet skiljer sig från vad som är optimalt för enskilda aktörer och det är sannolikt det sistnämnda som kommer att bestämma utvecklingen av CCS.

Det är osäkert om man av politiska skäl önskar behålla kol som primär energikälla i EU, eftersom kol höjer försörjningstryggheten under en tid då Europas resurser av primärenergier sänks. Brunkolet är på många sätt extra problematiskt, eftersom det har stor ekonomisk betydelse lokalt, fortfarande kan utvinnas kommersiellt inom Europa och vissa länder som Tyskland och Polen sitter på stora reserver.

Det största frågetecknet gällande CCS är huruvida kostnaderna för CCS kan bli tillräckligt låga för att göra CCS konkurrenskraftigt, det vill säga att kostnaden för CCS maximalt motsvaras av kostnaden för att släppa ut koldioxiden. Ser man på priset på utsläppsrätter de senaste åren så är det tveksamt, eftersom det sedan november 2008 konsekvent har legat under 20 EUR per ton CO<sub>2</sub>. Priset på utsläppsrätter kommer dock i längden att bero på den politiske viljan i EU:s medlemsstater att genomdriva utsläppsminskningar men dessa möjligheter är också till stor del beroende av den internationella klimatpolitiken.<sup>84</sup> Än så länge verkar det finnas ett samförstånd inom EU men det är svårt att säga vad som kommer att hända efterhand som kraven blir allt strängare och får allt större påverkan på energisystemet. Som det nämnts ovan så kan sannolikt inga stationära källor i den industriella delen av världen tillåtas ha koldioxidutsläpp år 2050 om klimatmålen skall nås såsom de beskrivs idag. Samtidigt så är det klart att sådana minskningar kommer kräva en global överenskommelse om bindande utsläppsminskningar, eftersom Europas del av de globala utsläppen av växthusgaser blir allt mindre.

Acceptansproblem nämns ofta som ett potentiellt hinder för CCS, men om målsättningarna om kraftiga minskningarna av utsläpp av växthusgaser fram till år 2050 vidmakthålls så kommer sannolikt acceptansproblemen att bli stora på flera områden, till exempel för vindkraft. Utvecklingen efter demoanläggningarna är enligt det som skrivits ovan förhållandevis osäker. Det anses tekniskt och resurs-

---

<sup>84</sup> Som nämnts ovan så har man också flera verktyg som till exempel EPS eller krav på CCS vid nybyggnationer och/eller efter ett visst år men införandet av detta kommer också att bero på den politiska viljan.

mässigt möjligt att kunna påbörja en spridning av CCS efter 2020, främst inom kraftsektorn med emissionsintensiv industri några år efter. Det avgörande kommer dock att vara den politiska viljan, inte bara inom Europa men även globalt, för att nå de utsläppsminskningar man önskar för att begränsa den globala temperaturökningen till det mål på 2°C som satts inom EU och FN.

Vad är då rimligt att anta om utvecklingen för CCS i Östersjöregionen? Hela CCS-teknikens utveckling kommer som mycket annat inom klimatområdet att vara beroende av att det kommer att finnas en global bindande klimatöverenskommelse, se avsnitt 4.1. Om väl en sådan finns på plats behöver den också vara så ambitiös att kostnaden för att släppa ut koldioxid blir så hög att det kommer att finnas en långsiktig lönsamhet att storskaligt satsa på CCS. Detta är emellertid något som inte är specifikt för Östersjöregionen utan gäller utvecklingen för CCS globalt.

Utvecklingen i Östersjöområdet kommer att se annorlunda ut i jämförelse med många andra delar av världen på grund av att ett antal förutsättningar är annorlunda. Det som är speciellt är bland annat att de geologiska förutsättningarna för koldioxidlagring i regionen är begränsade till några få potentiella områden, att de stora punktutsläppen åtminstone från den östra sidan huvudsakligen är koncentrerade kring industrin, att utsläppskällorna är förhållandevis små och geografiskt utspridda samt att en mycket stor andel av utsläppen är av biogent ursprung (i ett internationellt perspektiv). Dessa förutsättningar är också huvudorsakerna till varför CCS inte har diskuterats i någon större utsträckning i Sverige. Sverige är det land som skiljer ut sig mest angående förutsättningarna men även Finlands förutsättningar skiljer sig påtagligt från Kontinentaleuropas, vilket bland annat klargörs i den här rapporten.

Vilka tekniska och politiska/acceptansmässiga möjligheter det finns att lagra koldioxid under Östersjöns botten är en av de stora osäkerhetsfaktorerna och här återstår arbete med att fastställa om storskalig lagring koldioxid är geologiskt möjlig. Etableringen av en infrastruktur för transport av koldioxid i regionen är beroende av utsläppskällornas fördelning och storlek. Dessa förutsättningar pekar mot att etableringen av CCS i Östersjöområdet kommer att etableras senare än i andra delar av Europa och det gör också det faktum att en industrins andel av utsläppskällorna är större än på kontinenten<sup>85</sup>. Att det i dagsläget inte finns några incitament för CCS kopplat till koldioxid av biogent ursprung får också konsekvenser för möjligheten att etablera en infrastruktur i området eftersom de specifika kostnaderna för infrastrukturen är beroende av det totala flödet som för Sveriges och Finlands del minskar påtagligt om inte massindustrin är med. Utvecklingen av koldioxidavskiljning inom massindustrin blir naturligtvis också fördröjd av att det inte finns några ekonomiska incitament för detta. Något som kan tala i motsatt riktning när det gäller etableringen av CCS i regionen är att Sverige har visat stor beslutsamhet gällande klimatpolitiska åtaganden i förhållande till de flesta andra

---

<sup>85</sup> Utvecklingen inom CCS-området är som mest aktiv inom kraftsektorn och det är därför troligt att även de första kommersiella tillämpningarna av CCS kommer att ha koppling till kraftsektorn.

länder. Om CCS kommer att betraktas som ett av de viktigaste klimatpolitiska verktygen finns det därför förutsättningar för att utvecklingen kan gå fort även i Sverige. En annan faktor som talar för en utveckling av en infrastruktur för CCS är att det redan pågår projekt i området, varav det största är Fortums kraftverk i Meri-Pori. Att bland annat Vattenfall är ett av de företag som kommit längst i utvecklingen av CCS globalt sett och att det pågår projekt inom området på flera håll inom landet gör också att det finns kompetens inom området i Sverige. Det är något som också har noterats av IEA i en internationell genomgång av pågående projekt inom CCS-området<sup>86</sup>.

Sammantaget indikerar det som diskuterats ovan att någon infrastruktur för CCS förmodligen inte kommer att finnas på plats i Östersjöregionen vid ett tidigt skede, det vill säga runt år 2020, men att ett antal demoanläggningar kan ha etablerats. Om tekniken kommer att ha förutsättningar att spridas på Kontinentaleuropa med exempelvis lagring i Nordsjön, är det däremot inte otänkbart att en infrastruktur för CCS även kommer att kunna vara etablerad i Östersjöregionen vid 2035. En trolig förutsättning för att de specifika kostnaderna för transporter inte skall bli alltför stora är dock att det finns möjligheter till geologisk lagring i regionen, vilket indikeras av beräkningar av olika transportkostnader som redovisas i avsnitt 5.7.

### 5.3 Relevanta utsläppskällor

De utsläppskällor som har kartlagts i denna studie ger inte en fullständig bild av de utsläppspunkter som finns i länderna kring Östersjön. Ambitionen har i huvudsak varit att täcka de geografiskt sett mest relevanta utsläppskällorna för diskussionen om en kommande infrastruktur för avskiljning och lagring av koldioxid i Östersjöregionen. Eftersom skaleffekter är påtagliga gällande samtliga steg i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid, är kartläggningen av utsläppskällor därför också avgränsad till att, med några undantag, endast ta med anläggningar som släpper ut mer än 100 000 ton koldioxid per år. Gränsen är dock flytande och vissa utsläppskällor med lägre årliga utsläpp finns också med i kartläggningen. Anledningen till det kan vara att utsläppskällorna ligger nära andra utsläppskällor eller att koldioxidavskiljning från dessa källor av processtekniska skäl bedöms kunna bli relativt kostnadseffektiv. För Sverige är noggrannheten högst, i övriga länder har fokus framför allt varit att få med de anläggningar som släpper ut mer än 500 000 ton koldioxid per år.

Flera källor har använts för kartläggningen av utsläppskällor i Östersjöregionen, bland annat från Chalmers databas, IEA:s (International Energy Agency) globala databas för utsläpp<sup>87</sup>, Länsstyrelsernas databas över uppgifter om utsläpp, EMIR<sup>88</sup>, Naturvårdsverkets sammanställning av utsläpp och tilldelning av

---

<sup>86</sup> CO<sub>2</sub> CAPTURE AND STORAGE – A key carbon abatement option, International Energy Agency (IEA), 2008.

<sup>87</sup> IEA Greenhouse Gas R&D Programme CO<sub>2</sub> Emissions Database, 2006.

<sup>88</sup> EMIR, Länsstyrelsernas EmissionsRegister, EMIR, 2006.

utsläppsrätter<sup>89</sup> samt från databaser för vissa industriella sektorer från branschorganisationer, däribland Skogsindustriernas miljödatabas.

Basåret för sammanställningen av utsläppsdata i den här rapporten är år 2006 och en anledning att det blev det året är att det är ett år där projektgruppen hade tillgång till mest komplett information om koldioxidutsläppen. Det är dessutom ett år som är relativt representativt inför framtiden då den senaste lågkonjunkturen ännu inte hade satt sitt avtryck i de årliga koldioxidutsläppen. Några undantag till regeln om att data är från 2006 finns dock i kartläggningen och en orsak till det kan exempelvis vara att år 2006 var exceptionellt på något sätt eller av någon anledning inte relevant för att representera framtida koldioxidutsläpp i befintliga anläggningar. En sammanställning av de kartlagda utsläppskällorna visas i figur 5.8 i avsnitt 5.4 nedan.

### 5.3.1 Koldioxidavskiljning från olika typer av utsläppskällor

Det finns ett flertal faktorer som påverkar den specifika kostnaden för avskiljning av koldioxid från en industriell process, bland annat:

- De totala årliga utsläppen av koldioxid
- Den årliga drifttiden för anläggningen
- Koncentrationen av koldioxid i rökgasen eller den gasström från vilken koldioxid skall avskiljas
- Sammansättningen i den gasström från vilken koldioxid skall avskiljas inklusive förekomst av föroreningar som SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar
- Trycksättning av den gasström från vilken koldioxid skall avskiljas
- Tillgång till termisk energi av låg kostnad
- Speciella egenskaper i processen som gör att någon typ av avskiljningsteknik blir speciellt lämpad

Det finns många olika tekniker för avskiljning under olika stadier av utvecklingen fram till kommersiellt tillgängliga tekniker, och ännu fler tekniker på idéstadiet. De flesta av metoderna kan dock klassificeras inom någon av de tre huvudgrupper av avskiljningstekniker som i korthet beskrevs i avsnitt 4.4: avskiljning från rökgaser (post-combustion capture), avskiljning innan förbränning (pre-combustion capture) och avskiljning genom förbränning i syrgas (oxyfuel combustion capture). Sammanfattande beskrivningar av olika typer av avskiljningstekniker finns att tillgå i åtskilliga rapporter<sup>90</sup>.

---

<sup>89</sup> Material från Naturvårdsverket, personlig kontakt med Fredrik Zetterlund.

<sup>90</sup> Se exempelvis: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005 och CO<sub>2</sub> CAPTURE AND STORAGE – A key carbon abatement option, International Energy Agency (IEA), 2008.

Avskiljning av CO<sub>2</sub> ur rökgas kan oftast appliceras direkt på befintliga förbränningsanläggningar och är därför även det mest diskuterade alternativet för storskalig avskiljning på kort sikt. Här finns också en mängd olika kommersiellt tillgängliga tekniker som är tänkbara och som dessutom använts i industriella tillämpningar under många år. Rökgasströmmar är sällan trycksatta och trycksättning av en rökgasström med låg koncentration av koldioxid är mycket energi-krävande (per enhet koldioxid). Detta enkla faktum gör att det i dagsläget i stort sett bara återstår en möjlig teknik för koldioxidavskiljning från rökgaser, kemisk absorption. De kommersiellt tillgängliga teknikerna inom detta område använder oftast olika former av aminer för att absorbera koldioxiden. Aminer är emellertid känsliga för föroreningar som SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar i rökgaserna, och för höga halter av vissa föroreningar gör bland annat att behovet att ersätta aminerna blir kostsamt.

Avdrivningen av koldioxid bundet till amin sker med hjälp av lågtrycksånga och eftersom aminerna binder hårt till koldioxiden krävs stora mängder termisk energi, ofta mellan 2,5 och 4,0 GJ/ ton avskild koldioxid, vilket också är metodens största nackdel. Tabell 5.2 visar utvecklingen och en prognos för framtida specifik energiåtgång för kemiska absorptionsmetoder. Trots den goda utvecklingen och även om den specifika energiåtgången vid kemisk absorption blir så låg som prognosen anger, kommer kostnaderna för den energi processen kräver troligtvis även i framtiden att vara den enskilt största rörliga kostnaden i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid. Det pågår en intensiv utveckling inom området kemisk absorption och det är framförallt stort fokus på att sänka det specifika energi-behovet för processen. Eftersom den kemiska bindningsenergin kan vara svår att påverka, sker ofta utvecklingen genom mer och mer avancerade lösningar med processintegration. Ett annat angreppssätt är att utveckla nya absorbenter och en sådan process som nått relativt långt i utvecklingen är absorption med en kyld ammoniumkarbonatlösning.<sup>91</sup> Anledningen till att absorbenten måste hållas kyld är att ammoniak annars följer med de från koldioxid renade rökgaserna och ammoniak och förutom att det betyder förluster av absorbent är ammoniak mycket giftigt och miljöfarligt.

---

<sup>91</sup> Chilled-Ammonia Post Combustion CO<sub>2</sub> Capture System — Laboratory and Economic Evaluation Results, Electric Power Research Institute (EPRI), Rhudy, R., Report No, 1012797, Technical Update, November 2006.

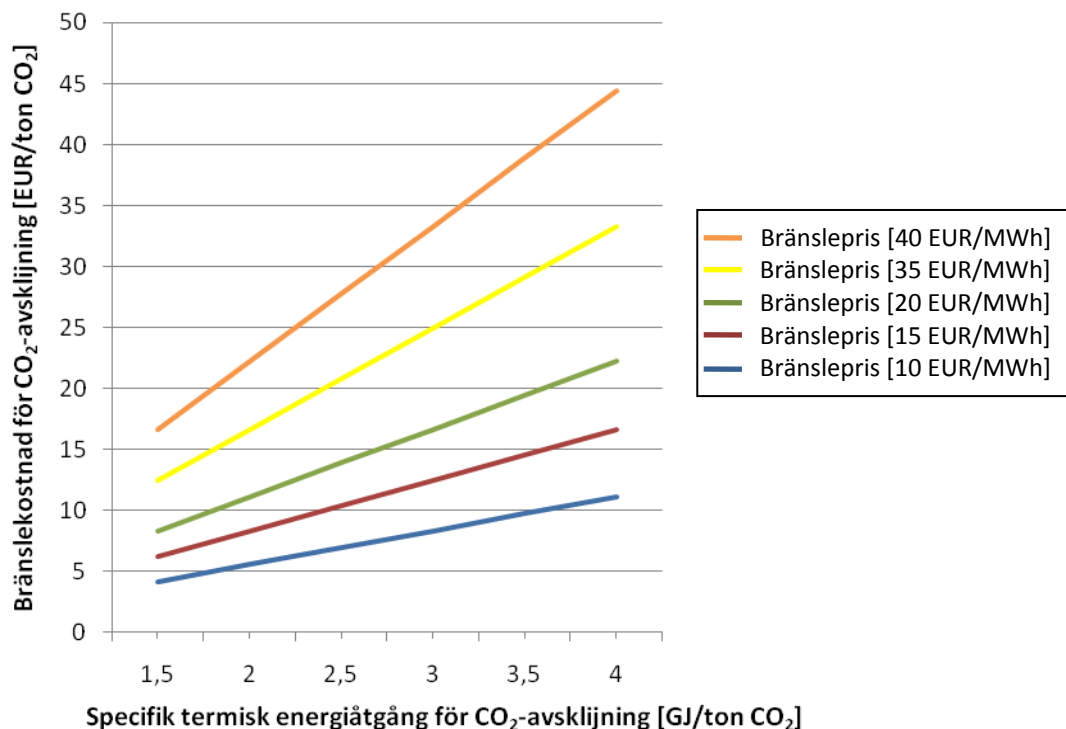
**Tabell 5.2 En prognos för hur energiåtgången för kemiska absorptionsprocesser för koldioxid kan komma att minska fram till år 2015.**

Year	1995	2005	2015
Thermal energy	4.2 GJ/t CO <sub>2</sub>	3.2 GJ/t CO <sub>2</sub>	2.0 GJ/t CO <sub>2</sub>
Power equivalent factor used	0.292 kWh/kg CO <sub>2</sub> (0.25)	0.178 kWh/kg CO <sub>2</sub> (0.20)	0.083 kWh/kg CO <sub>2</sub> (0.15)
Power for capture	0.040 kWh/kg CO <sub>2</sub>	0.020 kWh/kg CO <sub>2</sub>	0.010 kWh/kg CO <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub> compressor	0.114 kWh/kg CO <sub>2</sub>	0.108 kWh/kg CO <sub>2</sub>	0.103 kWh/kg CO <sub>2</sub>
<b>Total</b>	<b>0.446 kWh/kg CO<sub>2</sub></b>	<b>0.306 kWh/kg CO<sub>2</sub></b>	<b>0.196 kWh/kg CO<sub>2</sub></b>

Källa: Bailey, D.W. and P.H.M. Feron (2005), "Post-Combustion Decarbonisation Processes", Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP, vol. 60:3, pp. 461-474, via "CO<sub>2</sub> Capture and Storage – A key abatement option, Energy", Technology Analysis, OECD/IEA, Paris, 2008.

Att nå gränsen 2,0 GJ/ton avskild CO<sub>2</sub> för kemisk absorption vid 90 % avskiljningsgrad har varit en långsiktig målsättning inom det avslutade EU-finansierade projektet Castor även om man i testanläggningar i Danska Esbjerg inte nått lägre än 3,2 GJ/ton CO<sub>2</sub><sup>92</sup>. Att utvecklingen har varit inriktad på minskad specifik energianvändning är naturligt för de flesta former av processutveckling men för koldioxidavskiljning från rökgaser kan det vara av helt avgörande betydelse, vilket figur 5.6 illustrerar. Figuren visar den specifika energikostnaden för koldioxidavskiljning som funktion av den specifika energiåtgången för koldioxidavskiljning vid olika bränslepriser. I figuren antas att verkningsgraden för produktion av ånga för desorption av koldioxid är 100 %. Det blir tydligt att enbart energikostnaden blir ca 25 EUR/ton CO<sub>2</sub> vid en bränslekostnad som motsvarar 35 EUR/MWh och en specifik energiåtgång motsvarande 3,0 GJ/ton CO<sub>2</sub>. Figuren visar därmed att det troligtvis kommer att bli mycket svårt att motivera koldioxidavskiljning utan ett högt pris på utsläppsrätter om inte den specifika kostnaden för desorption kan hållas lägre än vad som blir fallet med realistiska uppskattningar av bränslepriser och specifik energiåtgång. Det enklaste sättet att lösa den här knuten är att sänka de specifika kostnaderna för energi genom att integrera den ångproduktion som krävs för desorptionen med någon process. Det är därför det inte är helt realistiskt att beskriva avskiljning från rökgaser som helt fristående från den process från vilken koldioxid skall avskiljas.

<sup>92</sup> Referensanläggningen hade ett specifikt termiskt energibehov på 4,0 GJ/ton CO<sub>2</sub>, medan motsvarande siffra för den nya absorbent som utvecklats inom projektet (kallad Castor-2) var 3,5 GJ/ton CO<sub>2</sub>. Med integrering blev siffran 3,2 GJ/ton CO<sub>2</sub>. Castor, CO<sub>2</sub>, From Capture to Storage, Final Publishable Executive Summary, 1 Feb. 2007 to 31 Jan. 2008.



**Figur 5.6** Specifik bränslekostnad för koldioxidavskiljning som funktion av specifik termisk energiåtgång vid olika priser på bränsle. Förutsättningen i diagrammet är att en separat panna med 100 % termisk verkningsgrad används för att producera den lågtrycksånga som behövs för koldioxidavskiljningen.

Ett annat och för regionen mycket aktuellt problem med koldioxidavskiljning genom kemisk absorption med aminer är att vissa biprodukter kan bildas när små mängder aminer från processen sprids till omgivningen. Det är sannolikt en av orsakerna till att den norska regeringen har beslutat sig för att skjuta på investeringsbeslutet för de planerade testerna av koldioxidavskiljning inom det planerade European CO<sub>2</sub> Technology Centre Mongstad (TCM).<sup>93</sup>

Den andra gruppen av avskiljningstekniker är avskiljning innan förbränning. Precis som namnet indikerar avskiljs koldioxid från en gasblandning innan den förbränns och tekniken kan exempelvis tillämpas vid förgasning av ett bränsle varvid endast vätgas förbränns i ett senare skede. Tekniken är också tillämpbar vid exempelvis ångreformerings, som är den dominerande tekniken för framställning av vätgas. fördelarna med att avskilja innan förbränning är att andelen koldioxid i gasblandningen ofta är högre än vid avskiljning från rökgaser och att gasströmmen dessutom är trycksatt. Dessa båda faktorer gör att partialtrycket på koldioxid blir så högt att vissa kommersiellt tillgängliga metoder med låga specifika energibehov kan tillämpas för koldioxidavskiljningen.

<sup>93</sup> Utsläppen stoppade koldioxidfångst, processnet, 2010-05-04.  
<http://www.processnet.se/iuware.aspx?pageid=4160>



För den här studien är koldioxidavskiljning av typen avskiljning innan förbränning mest intressant för de vätgasanläggningar som finns i regionen. Den tillämpning som däremot diskuteras mest internationellt sett är koldioxidavskiljningen från en syntesgas innan den förbränns i ett kombikraftverk, så kallad IGCC-teknik (integrated gasification combined cycle), har däremot ännu inte provats i full skala. Eftersom den här studien fokuserar på befintliga anläggningar är IGCC med CCS inte föremål för mer diskussion här. Det finns emellertid långtgående planer på IGCC-kraftverk med CCS i full skala på flera håll<sup>94,95,96</sup>.

Koldioxidavskiljning genom förbränning i syrgas är möjligt att applicera på befintliga anläggningar även om det kräver omfattande ombyggnationer. Tekniken går ut på att kväve tas bort från luften i en syrgasanläggning varvid rökgaserna inte blir utspädda med kväve. Huvuddelen av rökgaserna från en förbränning består då av koldioxid och vatten och en ”ren” koldioxidström kan erhållas genom att vattnet kondenseras. Hur hög koldioxidströmmen är i det läget beror naturligtvis på hur mycket kväve det fanns i syrgasen och hur rent bränslet var från annat än kol och väte. Koldioxid, med eller utan vattenånga, måste i de flesta tänkbara tillämpningar recirkuleras för att temperaturen ska kunna hållas nere vid förbränningen.

Den metod som används för storskalig produktion av syrgas är (kryogen) destillation av luft, vilket är energikrävande och det utgör oftast huvuddelen av den specifika mängd mekanisk energi som metoden kräver. Andra processteg som kräver mekanisk energi är rening och komprimering av koldioxidströmmen. Med den här metoden är det dessa poster som utgör det stora energibehovet och inte termisk energi som vid kemisk absorption med aminer. Energiåtgången för koldioxidavskiljning genom förbränning i syrgas är därför till stor del kopplat till produktionen av syrgas. För jämförelser vid koldioxidavskiljning är det däremot det specifika energibehovet per ton koldioxid som är det relevanta och mängd syrgas som behövs per mängd avskild koldioxid är beroende av vilket bränsle som används men ännu mer beroende av vilket process avskiljningen appliceras på. Om avskiljbar koldioxid genereras av själva processen och inte enbart genom förbränningen av bränslet, minskar energibehovet för framställning av syrgas per avskild mängd koldioxid. Inom de industrier som är intressanta för koldioxidavskiljning i Östersjöregionen finns några processer där koldioxid genereras på detta sätt, bland annat cementugnar, kalkugnar och mesaugnar.

---

<sup>94</sup> RWE planerar en 450 MW anläggning nära Köln.  
<http://www.rwe.com/web/cms/en/2688/rwe/innovations/power-generation/clean-coal/igcc-ccs-power-plant/>

<sup>95</sup> Målsättningen inom en sammanslutning som heter FutureGen är att bygga ett 275 MW IGCC-kraftverk med CCS i Mattoon, Illinois. FutureGen är finansierat av Department of Energy (DOE) och ett antal industriella aktörer. <http://www.futuregenalliance.org/>

<sup>96</sup> Tenaska planerar en 730 MW<sub>th</sub> förgasningsanläggning för kol i Tayloville, Illinois. Gasen kommer endera att användas för en kombicycle eller för försäljning i naturgasnätet. I projektet skall man använda sig av förgasningsenheter från Siemens.  
<http://www.tenaska.com/newsItem.aspx?id=67>

Gemensamt för dessa processer är att koldioxid genereras genom kalcinering av kalciumkarbonat ( $\text{CaCO}_3$ ) till bränd kalk (kalciumoxid,  $\text{CaO}$ ), varvid koldioxid avgår. Ett måttetal för mängden avskiljbar koldioxid i förhållande till mängden insatt syrgas har kallats ”oxygen efficiency” och är ett inverterat måttetal för hur mycket energi som behövs för syrgasproduktion för att kunna avskilja en viss mängd koldioxid<sup>97</sup>. I tabell 5.3 anges ”oxygen efficiency” för några olika typer av processer. Tabellen ger en indikation men innehåller en del förenklingar, bland annat att uträkningen är baserad på stökiometrisk förbränning, att de angivna bränslena inte alltid är representativa och att den inte tar hänsyn till att all koldioxid inte kan avskiljas, eftersom utbytet vid reningen av rågasen/rökgasen inte är fullständigt.

**Tabell 5.3 ”Oxygen efficiency” när avskiljning genom syrgasförbränning tillämpas på olika typer av processer.**

TEKNIK	BRÄNSLE	”OXYGEN EFFICIENCY” [MOL $\text{CO}_2$ / MOL $\text{O}_2$ ]
Gasturbin	Naturgas (metan)	0,50
Kolkondens	Bituminöst kol <sup>a</sup>	0,86
Mesaugn	Olja <sup>b</sup>	2,00
Cementugn	Bituminöst kol <sup>a</sup>	2,50

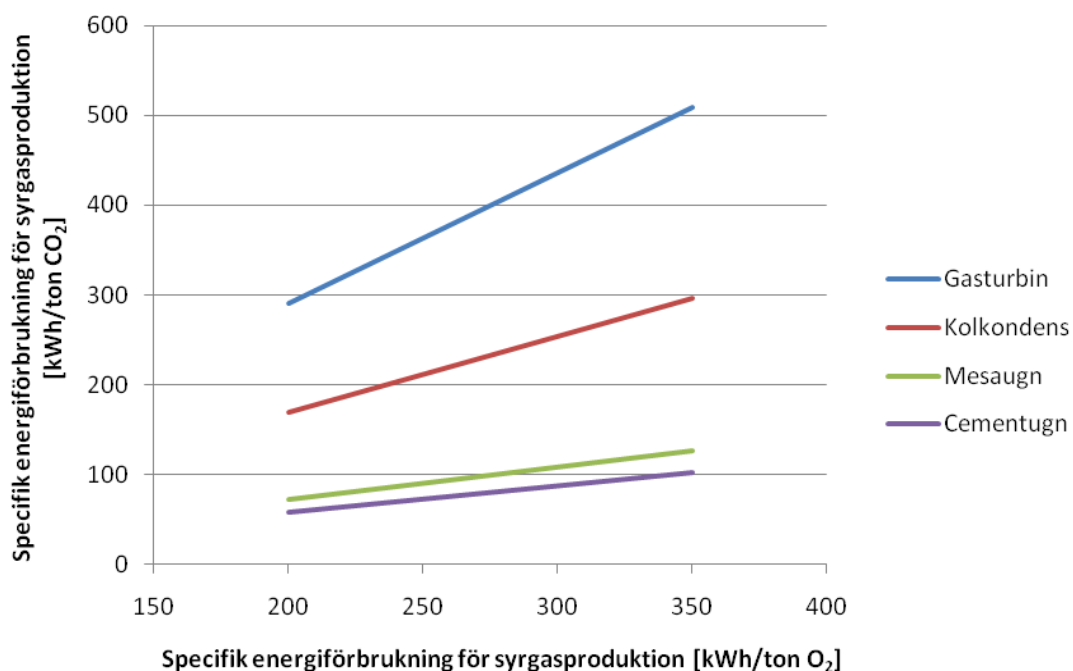
a. Bituminöst kol antas bestå av 80,7 % kol, 4,5 % väte och 2,4 % syre.

b. Olja antas bestå av 86,1 % kol och 11,9 % väte.

Källa: Grönkvist, S., Bryngelsson, M. and Westermark, M.: 2006. Oxygen efficiency with regard to carbon capture. Energy, Vol. 31 (15), 3220-3226

Tabell 5.3 visar att det med de förutsättningar som anges krävs närmare tre gånger så mycket mekanisk energi för syrgasproduktion när den appliceras på ett kolkondenskraftverk i jämförelse med när samma teknik appliceras på cementproduktion. Det specifika energibehovet för syrgasproduktion per ton koldioxid i rökgaserna för de olika processerna har i figur 5.7 plottats som en funktion av det specifika energibehovet för syrgasproduktion per ton syrgas för de olika processerna.

<sup>97</sup> Grönkvist, S., Bryngelsson, M. and Westermark, M.: 2006. Oxygen efficiency with regard to carbon capture. Energy, Vol. 31 (15), 3220-3226.



Figur 5.7 Det specifika energibehovet för syrgasproduktion per ton koldioxid i rök-gaserna för olika processer som funktion av det specifika energibehovet för syrgasproduktion per ton syrgas.

### 5.3.2 Utsläppskällor i Östersjöregionen

De utsläppskällor i Östersjöregionen som kartlagts i den här studien representerar samtliga kategorier av de stora utsläppskällor som oftast diskuteras i samband med CCS: cementindustrin, kemisk industri, järn- och stålindustrin, petrokemisk industri, och massa- och pappersindustrin. Det finns även exempel bland de industriella processer som brukar räknas som de allra lägst hängande frukterna gällande avskiljning av koldioxid: ammoniakproduktion, etanolproduktion, naturgasproduktion och vätgasproduktion. Även om de specifika kostnaderna för koldioxidavskiljning från dessa processer är låg representerar de inte de största utsläppskällorna för koldioxid globalt (eller i regionen).

Förutsättningarna för koldioxidavskiljning ser olika ut för olika typer av processer. En faktor som påverkar möjligheterna att utnyttja någon teknik för avskiljning från rökgaser är koncentrationen av koldioxid i rökgasen och en sammanställning av koldioxidkoncentrationer för gasströmmar i eller från olika industriella processer visas i tabell 5.4.

**Tabell 5.4 Koncentration och partialtryck för koldioxid samt totaltryck för några rökgas- och andra gasströmmar från eller i ett antal processer.**

Source	CO <sub>2</sub> concentration % vol (dry)	Pressure of gas stream MPa <sup>a</sup>	CO <sub>2</sub> partial pressure MPa
<b>CO<sub>2</sub> from fuel combustion</b>			
• Power station flue gas:			
Natural gas fired boilers	7 - 10	0.1	0.007 - 0.010
Gas turbines	3 - 4	0.1	0.003 - 0.004
Oil fired boilers	11 - 13	0.1	0.011 - 0.013
Coal fired boilers	12 - 14	0.1	0.012 - 0.014
IGCC <sup>b</sup> : after combustion	12 - 14	0.1	0.012 - 0.014
• Oil refinery and petrochemical plant fired heaters	8	0.1	0.008
<b>CO<sub>2</sub> from chemical transformations + fuel combustion</b>			
• Blast furnace gas:			
Before combustion <sup>c</sup>	20	0.2 - 0.3	0.040 - 0.060
After combustion	27	0.1	0.027
• Cement kiln off-gas	14 - 33	0.1	0.014 - 0.033
<b>CO<sub>2</sub> from chemical transformations before combustion</b>			
• IGCC: synthesis gas after gasification	8 - 20	2 - 7	0.16 - 1.4

Källa: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.

Generellt går det att säga att cement- och kalkindustrins samt vissa av stålindustrins processer genererar höga koldioxidkoncentrationer. Det som nämns om höga koldioxidkoncentrationer i rökgaser från förbränning av masugnsgas (blast furnace gas) gäller i än högre grad en annan av stålverkens restgaser, den så kallade LD-gasen som kommer från färskningsprocessen. Den tredje av stålverkens restgaser, koksugnsgas, genererar däremot rökgaser med låg koldioxidkoncentration (typiskt < 6 %, torr gas). Merparten av koldioxidutsläppen kommer dock från masugnsgasen.

Rökgaser från raffinaderier innehåller generellt sett relativt låga koncentrationer av koldioxid, med något undantag<sup>98</sup>, medan koldioxidkoncentrationen i massaindustrins rökgaser ofta är något högre än rökgaser från koleldade pannor (vid samma syreöverskott och för torr rökgas)<sup>99</sup>. Det beror huvudsakligen på att biobränslen innehåller mer syre än kol, vilket gör att det behövs mindre luft vid förbränningen. Det finns även en process i sulfatmassabruken som genererar rökgaser med koldioxidkoncentrationer som ligger i paritet med cement- och kalkindustrin processer: mesaugnen. Likheterna mellan dessa tre industriella ugnprocesser har även tidigare berörts och anledningen till att koldioxidkoncentrationen i rökgaserna i dessa tre ugnar är så hög, upp till dryga 30 % enligt tabell 5.4, är att inte bara förbränningen utan även processen genererar koldioxid.

Vid kemisk absorption med aminer påverkar koldioxidkoncentrationen främst kapitalkostnaden då absorptionskolonnens diameter kan minskas vid ett lägre rökgasflöde. Den stora driftskostnaden är i regel däremot den termiska energi som behövs för desorptionen, och den påverkas inte av rökgasens koldioxidkoncentration. En avskiljningsteknik vars driftskostnader däremot påverkas av koldioxid-

<sup>98</sup> Exempelvis rökgaser från vissa krackningsprocesser och vätgasanläggningar.

<sup>99</sup> Det beror huvudsakligen på att biobränslen innehåller mer syre än kol, vilket gör att det behövs mindre luft vid förbränningen.

koncentrationen i rökgaser är absorption i kyld ammoniumkarbonatlösning, Chilled Ammonia Process (CAP). Det beror på att en stor andel av den mekaniska energi som processen behöver används för kylning av rökgasen och om mängden rökgaser blir mindre blir följaktligen energibehovet mindre. CAP-processen är därför speciellt intressant för de industriella processer som genererar höga koldioxidkoncentrationer.

En annan faktor som påverkar kostnaden för koldioxidavskiljning från rökgaser är möjligheten att generera billig lågtrycksånga, vilket även framgår av figur 5.6. Industriella processer genererar ofta så kallade spillvärmeflöden men dessa är ofta av för låg temperatur för att direkt kunna användas för regenerering av en absorberent. Ett undantag kan vara raffinaderiindustrin<sup>100</sup> som kan ha spillvärmeflöden av tillräckligt hög temperatur för att kunna generera lågtrycksånga av tillräcklig mängd för att tydligt kunna påverka driftskostnaden för koldioxidavskiljning.

När det gäller generering av billig lågtrycksånga har kraftindustrin goda möjligheter genom att driva anläggningen i mottryck (kraftvärmeproduktion). Det här är också det huvudsakliga skälet till varför uppskattade kostnader för avskiljning av koldioxid från kraftindustrins processer oftast är lägre än motsvarande avskiljning från industriella rökgaser. I industrier med stora egna mottrycksanläggningar, exempelvis massaindustrin, finns många gånger möjligheter att generera billig lågtrycksånga på likartat sätt som i kraftindustrin.

Något som påverkar kostnaderna för koldioxidavskiljning negativt är om utsläppen är fördelade på många skorstenar och om dessa dessutom är geografiskt utspridda. Här har kraftindustrin tillsammans med cement- och kalkindustrin en fördel eftersom utsläppen här oftast är koncentrerade till en enda skorsten. Järn- och stålindustrin samt raffinaderiindustrins processer har ofta utsläppen fördelade på ett flertal skorstenar medan massaindustrins utsläpp oftast är koncentrerade till ett fåtal skorstenar.

Något som kan bli än mer betydelsefullt för de specifika kostnaderna för koldioxidavskiljning än de faktorer som diskuterats ovan är om det finns någon process där det finns förutsättningar för att kostnadseffektiv koldioxidavskiljning är betydligt bättre än för avskiljning från rökgaser. Allra mest påtagligt blir det för industriella processer där relativt rena koldioxidströmmar genereras. Det kan gälla produktion av ammoniak eller etanol. I den mån dessa processer finns i Östersjöregionen faller de dock ofta under den kvantitativa gräns gällande årliga koldioxidutsläpp som diskuterats gällande kartläggningen ovan (se avsnitt 5.3). Vid vissa processer i Östersjöregionen genereras trycksatta rökgas- eller andra gasströmmar och vid dessa finns det ofta möjligheter att utnyttja redan kommersiellt tillgängliga metoder som redan används inom olje- och gasindustrin för rening av naturgas och andra kolväteströmmar. Dessa avskiljningstekniker kräver ofta betydligt mindre energi för regenerering än de aminer som kan användas vid absorption av icke trycksatta rökgasströmmar. Exempel på trycksatta gasströmmar

---

<sup>100</sup> Och möjligen järn- och stålindustrin.

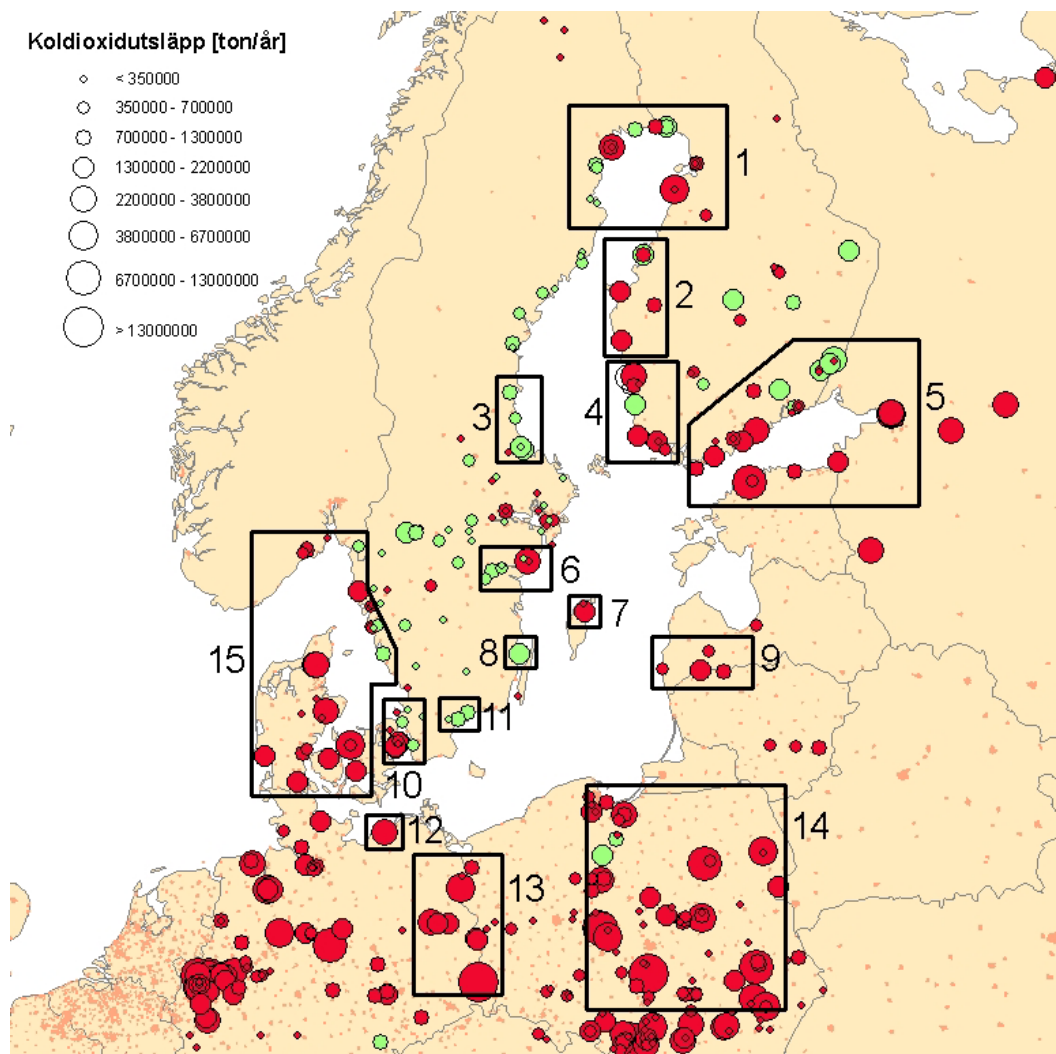
med koldioxid är de vätgasanläggningar som finns på vissa raffinaderier och den PFBC-anläggning (pressurized fluidized bed combustion) som det finns en av i Östersjöregionen.

Andra processer där det finns möjligheter till kostnadseffektiv koldioxidavskiljning genom förbränning med syrgas är cement-, kalk- och mesaugnar. Anledningen till att det finns potentiella möjligheter till kostnadseffektiv koldioxidavskiljning från dessa processer diskuteras i avsnitt 5.3.1. Det finns också en god potential för kostnadseffektiv koldioxidavskiljning genom att utnyttja syrgas vid järn- och stålindustrins masugnar. Här finns inte samma hävarm för koldioxidavskiljning genom processgenererad koldioxid utan den huvudsakliga processspecifika fördelen med att utnyttja syrgas istället för luft är att restgasen från masugnen kan recirkuleras in i masugnen vilket ger besparingar gällande processens behov av kol.

Den kemiska industrins processer finns med något undantag inte nämnd i de generella resonemangen ovan och det beror på att det är svårt att generalisera en sådan heterogen industriell bransch.

## **5.4 Kluster**

De källor som kartlagts i studien har indelats i kluster. Dessa ger exempel på hur källor som ligger nära varandra kan använda en gemensam infrastruktur för transport och lagring av koldioxid. Klustren har skapats där det finns en hög täthet av utsläppskällor som är tillräckligt stora för att vara av intresse. Även mindre kluster har skapats, i fall då dessa ligger på platser som är intressanta genom deras närhet till potentiella lagringsplatser. Femton olika kluster har skapats enligt figur 5.8 och dessa redovisas närmare i bilaga 3. Det är en stor spridning i dessa klusters totala utsläppsmängder, från kluster 7 och 8, som båda representerar koldioxidutsläpp på motsvarande mindre än två miljoner ton koldioxid per år, till kluster 14, som omfattar utsläpp på mer än 130 miljoner ton koldioxid per år. I kartläggningen har stora utsläppskällor tagits med oavsett om koldioxiden är av fossilt eller biogent ursprung. Om mer än hälften av de årliga koldioxidsläppen vid en specifik utsläppskälla är av biogent ursprung representeras detta av en grön prick i figur 5.8 medan utsläppskällor där majoriteten av utsläppen är av fossilt ursprung representeras av en röd prick.



**Figur 5.8 Kluster av utsläppskällor i Östergötlandsregionen. Om huvuddelen av koldioxiden är av biogent ursprung är pricken grön medan den är röd om huvuddelen av utsläppen är av fossilt ursprung.**

En stor andel, 58 %, av utsläppen från källor större än 100 000 kton per år i Sverige är av biogent ursprung, se avsnitt 4.3.2. Det inverkar på de potentiella möjligheterna för CCS i landet eftersom CO<sub>2</sub>-utsläpp från förbränning av biomassa inte räknas som utsläpp i det Europeiska handelssystemet för utsläppsrätter och det föreligger därför inte heller några incitament för avskiljning och lagring av CO<sub>2</sub> från sådana anläggningar. Det finns ofta också någon form av tröskelvärde när det gäller flödet av koldioxid som skall transporteras över vilket den specifika kostnaden för transporter sjunker kraftigt. Att en stor del av de svenska koldioxidutsläppen, de biogena, inte ges några ekonomiska incitament för CCS kan därför också innebära att den infrastruktur som är nödvändig för de fossila koldioxidutsläppen blir för dyr i Sverige och vissa andra delar av Östergötlandsregionen.

EU-kommissionen (2009) indikerade å andra sidan att industriländer bör minska sina utsläpp av växthusgaser med mellan 80 och 95 % till 2050 för att tvågraders-

målet skall kunna nås.<sup>101</sup> Vid sådana krav på utsläppsminskningar är det tveksamt om det kommer att kunna finnas några utsläpp alls från stationära källor vilket innebär att man i framtiden sannolikt kommer ge incitament för CCS även från anläggningar som förbränner biomassa. Vidare skall det noteras att de svenska källorna är relativt små och dessutom ganska spridda vilket gör det svårare att hitta kluster av utsläppskällor med så stora sammantagna koldioxidutsläpp att den specifika kostnaden för transporter kan hållas inom rimliga nivåer i förhållande till uppskattade kostnader för koldioxidtransporter från många andra regioner i Europa. Endast 2 av de ca 40 svenska källorna som har tagits med i studien har emissioner större än 2 miljoner ton per år och 11 källor har emissioner större än 1 miljon ton per år. Flera relativt små utsläppskällor finns med i kartläggningen, bland annat 17 anläggningar som har årliga emissioner mindre än 300 kiloton, varav 12 anläggningar som har årliga koldioxidutsläpp på mindre än 200 kiloton.

Eftersom det endast finns ett fåtal potentiella lagringsplatser i Östersjöregionen och utsläppskällorna är geografiskt utspridda, är transportavstånden i regionen betydande. Avstånden mätt som en rak linje i GIS (geografiskt informations-system) från anläggningarna i Bottenviken till de potentiella lagringsplatserna sydost om Gotland är mellan 970 och 1165 km medan motsvarande avstånd till Tubåen-formationen och andra lämpliga akvifärer i Barents hav endast är mellan 650 och 850 km. Merparten av den senare sträckan är dessutom på land, om än med många naturliga hinder som kommer att komplicera dragning och därmed öka längden och kostnaderna för rörledningen. Bottenviksklustrets (kluster 1) samlade koldioxidutsläpp uppgår till ca 18,5 miljoner ton per år. Om det schablonmässigt antas att 80 % av dessa utsläpp kan avskiljas innebär det att potentiellt kan uppemot 14,8 miljoner ton CO<sub>2</sub> årligen fraktas och lagras från klustret.

Flera stora utsläppskluster kan också identifieras i länderna kring Östersjön varav det största mätt i CO<sub>2</sub>-utsläpp per km<sup>2</sup> ligger i Nordrhein-Westfalen. Där kan man i en cirkel med centrum i Düsseldorf och en radie på 60 km hitta åtminstone 26 stora källor med en samlad årlig avskiljningspotential kring 130 Mt CO<sub>2</sub> (vid 90 procents avskiljning). Ett annat intressant kluster, närmare Östersjön, borde kunna utvecklas kring Vattenfalls CCS demokraftverk i Jämschwalde med planerad start 2015 och där Vattenfalls övriga brunkolskraftverk i regionen kunde ingå tillsammans med större utsläppskällor kring Berlin och Potsdam och möjligtvis även 2 stora kolkraftverk i Polen, Türow och Dolna Odra. De samlade årliga utsläppen från Vattenfalls fyra kolkraftverk i området, Vattenfalls kraftverk i Berlin, de två kolkraftverken i Polen samt andra stora källor i området överstiger 90 miljoner ton koldioxid per år. I södra Polen, kring Europas största utsläppskälla, kolkraftverket Belchatow som årligen släpper ut ca 30 Mt CO<sub>2</sub>, finns ett flertal andra större utsläppskällor som också kan ingå i ett stort kluster. En anledning till att dessa kluster också kan vara intressanta att nämna i den här rapporten är att Tyskland och Polen har merparten av sin identifierade lagringspotential i landbaserade strukturer. Vid vissa projekt har det nämligen visat sig varit svårt att erhålla lokal

---

<sup>101</sup> EC, 2009. European Commission. "Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen". Communication, January 28, 2009. COM (2009) 39 Final.



acceptans för planer på landbaserad lagring av koldioxid, se rapporten lagstiftning och acceptans<sup>102</sup>. Havsbaserad koldioxidlagring bör därför vara intressant att studera även för dessa utsläppskluster och då är potentiella lagringplatser under Östersjön det närmast liggande alternativet.

Med utgångspunkt i de kartlagda utsläppsklustren som visas i figur 5.8 och redovisas mer i detalj i bilaga 3, har ett antal olika alternativ för koldioxidtransporter valts ut för att transportkostnader skall kunna beräknas. Av de kluster som valts ut finns 6 kombinationer från vilka det gjorts transportberäkningar: kluster 1, kluster 2,3 och 4, kluster 4 och 5, kluster 6, 7 och 8, kluster 10 och 11 samt delar av kluster 15. Anledningen till att endast delar av kluster 15 är med är att detta transportfall mer skall likna det som gjorts inom Skagerrakprojektet och där ingår inte de stora danska kolkraftverken i södra Danmark. Huvudfokus i Skagerrakprojektet har också varit inriktat på CCS applicerat på utsläppskällor inom industrin och inte inom kraftsektorn. Se avsnitt 5.9.3 för en genomgång av hur olika transportkostnader har beräknats.

## 5.5 Lagring av koldioxid

### 5.5.1 Baskrav och börvärden för lagring av koldioxid i berggrunden

Avskiljning och lagring av koldioxid i berggrunden anses idag som en av de åtgärder som måste till för att vi ska klara de mål med att minska utsläppen av koldioxid i atmosfären.

Underjordiska geologiska formationer som anses lämpliga för koldioxidlagring är saltdomer, kollager, saltvattenförande djupa akvifärer och tömda olje- och gasfält. Av de alternativ för geologisk lagring av koldioxid som utvärderats bedöms lagring i djupa akvifärer i sedimentär berggrund ha den största potentialen. Framför allt eftersom dessa har en stor utbredning och ofta förekommer i nära anslutning till utsläppskällorna. Totalt har dessa bedömts kunna lagra flera hundra års utsläpp av koldioxid från förbränning av fossila bränslen på jorden. Den verkliga lagringspotentialen diskuteras dock livligt eftersom den är en av de mest svårbedömda faktorerna i lagringsammanhang.

Vid urvalet av lämpliga områden och platser för lagring finns ett antal börvärden och baskrav som måste uppfyllas för att det ska vara tänkbart att lagra koldioxid. Dessa presenteras i tabell 5.5. Grundläggande krav för lagring är att det sker under sådana förhållanden att koldioxiden är i ett superkritiskt ”flytande tillstånd”. Detta sker vid tryck över 71 bar och en temperatur på minst 31 grader. Detta för att kunna optimera mängden koldioxid som kan lagras då volymen koldioxid i superkritiskt tillstånd är avsevärt mindre än i gasfasen. För att uppnå superkritiskt tillstånd krävs i regel att lagringsakvifären ligger på minst 800 m djup.

---

<sup>102</sup> Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.

Generellt vid värdering av lagringspotentialen i djupa akvifärer måste hänsyn tas till några grundläggande faktorer. Först och främst ska ett lager ha en kapacitet att ta emot stora mängder koldioxid, helst mer än vad koldioxidkällan till lagret genererar under sin livslängd. Som exempel genereras i ett större koleldat kraftverk i Tyskland 5 – 10 MtCO<sub>2</sub>/år vilket motsvarar 200 – 400 MtCO<sub>2</sub> under en driftperiod på 40 år. Motsvarande mängder för de större koldioxidkällorna i Sverige är ca 100 MtCO<sub>2</sub>.

Teoretisk mängd koldioxid som kan lagras i berggrunden är, förutom lagringsakvifärens totala volym, beroende på hur stor mängd porer det finns, d.v.s. porositeten. Porositetsvärden på minst 15 till 20 procent har angetts som börvärden av bland annat CO2STORE-projektet<sup>103</sup>.

Den faktiska lagringskapaciteten är generellt sett avsevärt mindre än den teoretiska vilket beror på en mängd andra faktorer. Det kan vara förekomsten av förkastningar, heterogenitet, kemiska förhållanden, temperatur, formationstryck, bergspänningar m.m.

En annan viktig faktor vid bedömningen är hur lätt är det att få ner koldioxiden i berggrunden, dvs. injekterbarheten. Genomsläppligheten (permeabiliteten) är en mätbar parameter som ger en indikation på hur lätt vätskor och gaser kan transporteras genom bergarten. Börvärden på minst 300 mD (milliDarcy) har angetts.<sup>103</sup>

Tätheten är en tredje avgörande faktor som man måste bedöma vid utvärderingen av möjliga lagringsplatser. Överliggande berggrund, så kallade ”caprock”, ”seal” eller takbergart måste vara tillräckligt tät för att garantera säkerheten och förhindra läckage av koldioxid till markytan och atmosfären. Skulle det ske kan man få oönskade effekter på miljön och ekosystemen i anslutning till ett lager.

---

<sup>103</sup> Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S. och Zweigel, P.: 2008, "Best Practice for the Storage of CO<sub>2</sub> in Saline Aquifers - Observations and Guidelines from the SACS and CO2STORE projects". Nottingham, UK, British Geological Survey, (British Geological Survey Occasional Publication, 14).

**Tabell 5.5 Sammanställning av olika börvärden för utvärdering av möjliga lagringsalternativ.**

PARAMETER	BÖRVÄRDE	KOMMENTAR
Lagringskapacitet	>100 Mt CO <sub>2</sub>	Motsvarande produktion av ca 2 MtCO <sub>2</sub> /år från en källa under 40 år. Lagringskapaciteten ska generellt vara mycket större än vad närliggande källa producerar under sin livslängd.
Djup	800 – 2500 m	Kring 800 m djup övergår koldioxiden i superkritiskt tillstånd. Under 2500 m djup är berggrunden (akvifären) allmänt för tät pga höga tryck.
Tjocklek på akvifären	20 – 50 m	Nettotjocklek. Kan således vara uppdelat på ett till flera akvifäravsnitt (sandstensnivåer) med mellanliggande täta bergarter.
Porositet	>10%	Helst över 15 %.
Temperatur	>31,1°	För att koldioxiden ska var i superkritiskt tillstånd.
Salinitet i formationsvätskan Cl <sup>-</sup>	>30 g/l	Helst över 100 g/l.
Tryck	>73,9 bar	För att koldioxiden ska var i superkritiskt tillstånd.
Permeabilitet	>(10) – 300 mD	Olika uppgifter finns rapporterade.
Tjocklek på takbergarten	>100 m	Minimikrav för att garantera täthet.

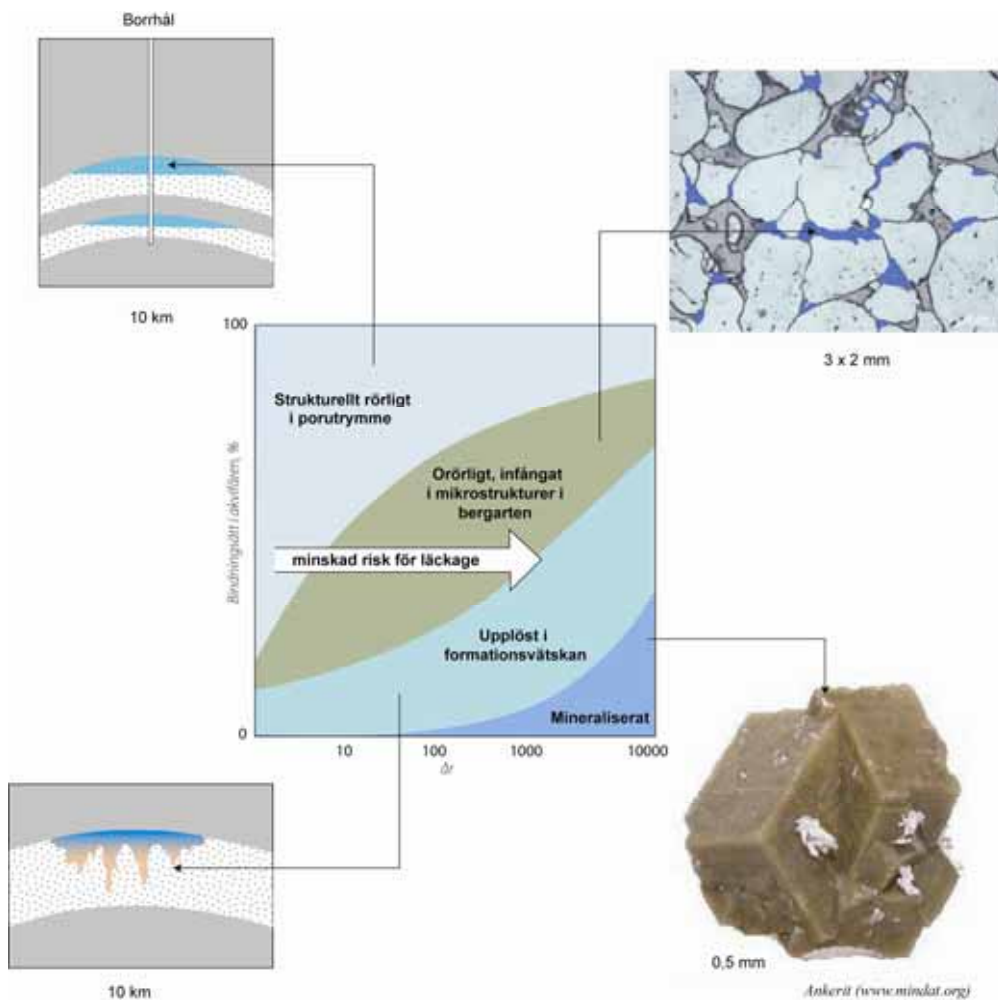
Källa: angivna värden i tabellen ovan är huvudsakligen baserade på resultat från SACS- (Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage) och CO<sub>2</sub>STORE-projekten, vilka finns sammanfattande i: Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S. och Zweigel, P.: 2008, "Best Practice for the Storage of CO<sub>2</sub> in Saline Aquifers - Observations and Guidelines from the SACS and CO<sub>2</sub>STORE projects". Nottingham, UK, British Geological Survey, (British Geological Survey Occasional Publication, 14).

### 5.5.2 Avgränsad struktur (fälla) eller inte?

Förutom ovan angivna parametrar förespråkas idag att lagring ska ske i väl avgränsade strukturer (fällor) i berggrunden. En typisk fälla består av omböjda berggrundslager (sandstensakvifären) som formar en kupolartad struktur vilken överlagras av tät berggrund (takbergart- ”caprock” eller ”seal”).

Motiveringen för att förorda lagring i avgränsade fällor är att man möjliggör en bättre kontroll av koldioxidens utbredning i akvifären då den hålls på plats under ”kupolen”. Eftersom superkritisk CO<sub>2</sub> har en lägre densitet jämfört med formationsvätskan i akvifären stiger den initialt uppåt. På lång sikt löses dock en tilltagande del av koldioxiden i formationsvätskan som då blir tyngre och sjunker neråt i akvifären. Mängden koldioxid i superkritiskt tillstånd under kupolens topp minskar därmed med tiden. Med tiden avtar den strukturella fällans betydelse

eftersom koldioxiden reagerar med berggrunden och mineraliseras i akvifären (figur 5.9).



**Figur 5.9 Förändringen i förhållandet mellan koldioxidens olika bindningsätt över en tidsperiod på 10 000 år. Förhållanden baseras på en generell bedömning.**

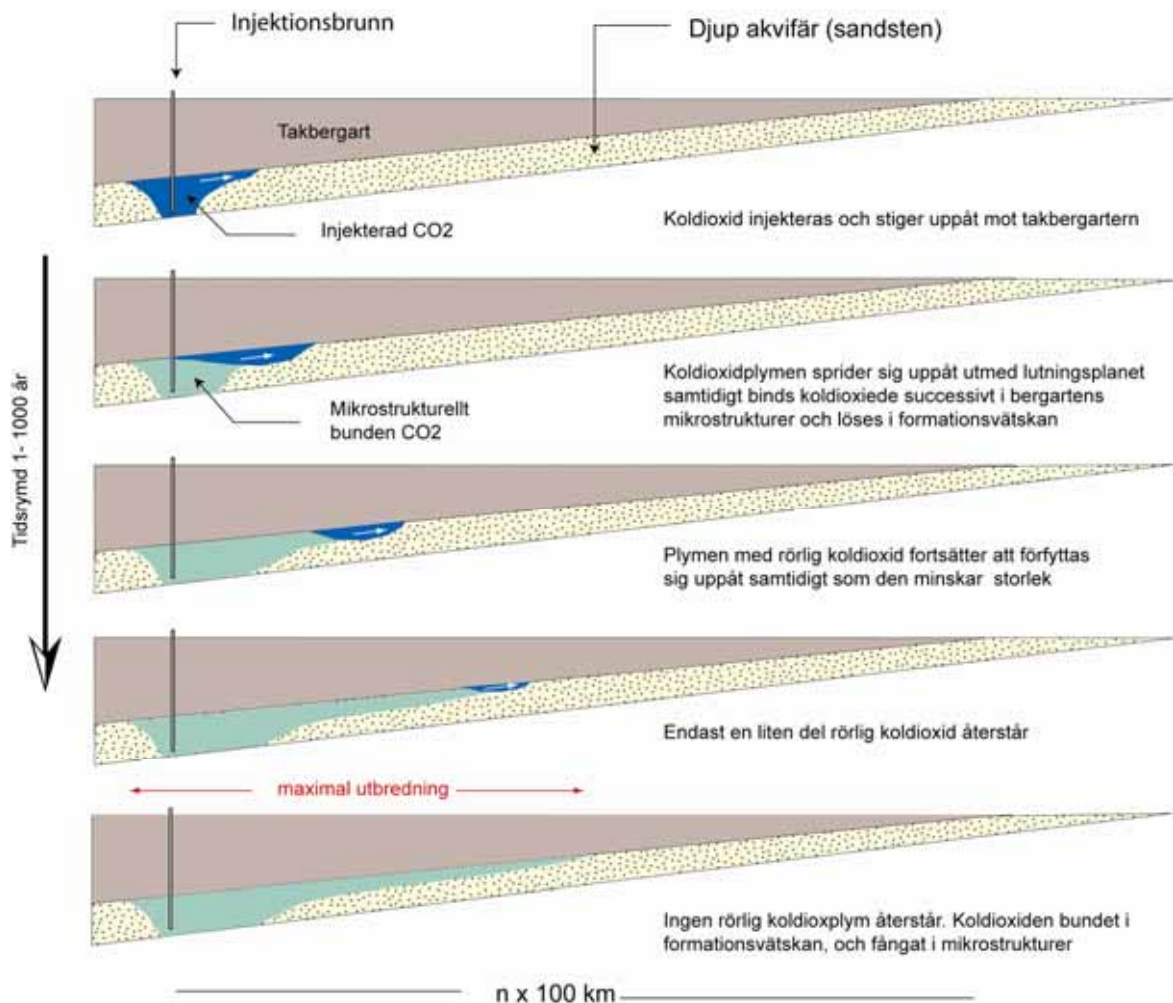
Källa: IPCC, 2004.

Det finns flera publikationer<sup>104</sup> som pekar på möjligheten till lagring även i lutande öppna akvifärer med en regional utbredning (1000 tals km<sup>2</sup>). På grund av lutningen får injikerad koldioxid en större kontaktyta mot akvifären vilket ökar andelen mikrostrukturell bindning (jmf figur 5.9). En annan positiv effekt är att den vertikala permeabiliteten, som ofta är lägre än den horisontella, inte har lika stor betydelse på koldioxidplymens spridning som när man har en strukturell fälla

<sup>104</sup> Se exempelvis Akervoll I., Zweigel P. & Lindeberg E., 2006: CO<sub>2</sub> storage in open dipping aquifers. Extended abstract, 8<sup>th</sup> Conference on Greenhouse gas Control Technologies (GHGT-8), June 2006, Trondheim eller Fang Y., Baojoun B., Dazhen T., Dunn-Norman S. & Wronkiewicz D., 2010: Characteristics of CO<sub>2</sub> sequestration in saline aquifers. *Petroleum Science* 7, 83-92.

där koldioxiden huvudsakligen stiger vertikalt uppåt.<sup>105</sup> Koldioxidens maximala utbredning i lutande akvifärer är främst beroende på lutningen och permeabiliteten. Hög permeabilitet och kraftigt lutande lager gör att koldioxidplymen rör sig en längre sträcka än under motsatta förhållanden.

För beräkning av den maximala utbredningen av injekterad koldioxid i en lutande akvifär krävs 4D-modelleringar som beskriver spridnings- och bindningsförlopp (jmf figur 5.10).



Figur 5.10 Schematisk illustration av hur spridningsförloppet kan se ut vid injektering och lagring av koldioxid i en lutande akvifär.

### 5.5.3 Gränsförhållanden "boundary conditions"

Lagringsakvifärens gränsförhållanden har stor betydelse för bedömningen av risken för upptryckning av formationsvatten till ytligare liggande berggrund. De hydrauliska gränserna kan vara en förkastningszon, sprickzon och/eller vara

<sup>105</sup> Hesse M.A., Tchalepi H.A. & Orr F.M., 2006: Scaling analysis of the migration of CO<sub>2</sub> in saline aquifers. Paper SPE 102796 presented at SPE Annual Technical conference and Exhibition, San Antonio, Texas.

knutna till akvifärens geometri (exempelvis linsformad slutna, lutande öppen m.m.). Den hydrauliska påverkan är vanligtvis påvisbar långt utanför koldioxidens utbredning i lagret. Dess effekter är avgörande för bedömning av potentialen att lagra koldioxid på en specifik plats.

När koldioxid injekteras i akvifären medför det att det sker en tryckhöjning när den ska tränga undan befintlig formationsvätska i bergartens porer. Denna tryckhöjning kan maximalt vara så hög som överliggande berggrund tål annars kan det leda till sprickbildning och läckage genom taklagret. En viss del av denna tryckhöjning tas upp genom kompressibiliteten i formationen (bergarter och formationsvätska) men i akvifärens öppna gränser (exempelvis förkastningszon) kan man även få uppträngning av formationsvätskor om tryckhöjningen är tillräckligt stor.

En fördel vid lagring i tömda olje- och gasfält är att produktionen av kolväten resulterat i en trycksänkning i formationen vilket minskar risken för tryckpåverkan vid koldioxidinjektering. Även lagring i stora öppna akvifärer är fördelaktigt eftersom det sker en regional fördelning av tryckhöjningen som också minskar risken för påverkan i akvifärens randområden.

Vid lagring i slutna mindre akvifärer krävs ofta stora injekteringstryck vilket begränsar lagringspotentialen, då undanträngt formationsvatten inte kan tryckas undan mer än vad kompressibiliteten och formationsintegriteten tillåter.

#### **5.5.4 Berggrundens lämplighet i Sverige**

Sedimentär berggrund med förekomst av djupa akvifärer utgör en mindre del av Sveriges berggrund. I figur 5.11 visas områden med sedimentär berggrund. För merparten av dessa områden är berggrunden inte lämpad för lagring av koldioxid eftersom förekommande akvifärer ligger för ytligt. Nedan följer en kort presentation av områdena illustrerade i figur 5.11.<sup>106</sup>

##### *Fjällkedjan*

Kraftigt tektoniserad sedimentär berggrund som domineras av täta mer eller mindre omvandlade bergarter av kambrosilurisk ålder. Högt liggande områden. Fallor bort på grund utav flera urvalskriterier, bland annat tryck, temperatur, avsaknad av lämplig akvifärer m.m.

##### *Bottenviken och Bottenhavet*

Större delen av ytberggrunden i Bottenviken består av sedimentär berggrund som till merparten är av prekambrisk ålder. Mindre än 100 m tjock sekvens med paleozoisk berggrund överlagrar en uppemot 500 m mäktig lagerserie med prekambrisk så kallade jotniska sandstenar. Genom två borrhningar i Bottenhavet (Fingrundet och Västra Banken) har man relativt god kunskap om den paleozoiska sedimentära berggrundens uppbyggnad. I borrhningarna påträffades upp-

---

<sup>106</sup> Baserat på Erlström M., Lagring av koldioxid i djupa akviferer - Lagringsmöjligheter i Sverige och Danmark, december 2008. Elforsk rapport 08:84.

emot 100 m med ordovicisk kalksten överlagrande ca 40 m kambrisk sandsten. Maximalt är den paleozoiska lagerföljden 375 m tjock. Dessa lager överlagrar i sin tur en svårbedömd lagerserie med äldre jotniska sandstenar. Eftersom de jotniska sandstenarna är dåligt undersökta, bland annat rörande deras fysikaliska egenskaper (permeabilitet och porositet), rekommenderas en bättre analys av området för att bedöma de jotniska sandstenslagrens lämplighet som lagringsakvifärer. En preliminär bedömning är att de är för täta för att vara lämpliga lagringsakvifärer.

#### *Siljansområdet*

Uppemot 400 m tjock sekvens med paleozoisk berggrund (sandsten, kalksten, skiffer) som är kraftigt tektoniserad. I området förekommer olja och gas i små strukturella fällor i berggrunden. Tänkbara akvifärer ligger för ytligt och utbredningen är för liten vilket gör det olämpligt för koldioxidlagring.

#### *Närke, Östergötland och Västergötland*

Oregelbunden ytligt förekomst av ett par hundra meter mäktig lagersekvens med paleozoisk berggrund. Den kambriska sandstenen är i området en relativt god akvifär i området men ligger alldeles för ytligt för att vara lämplig för koldioxidlagring.

#### *Öland, Gotland och Södra Östersjön*

Större sammanhängande område med paleozoisk berggrund. Underst förekommer ett antal sandstenslager tillhörande den kambriska lagerföljden och som bedöms vara intressanta akvifärer. Sandstenslagren går i dagen utmed Kalmarsund. I centrala delen av södra Östersjön ligger de på tillräckligt stora djup för koldioxidlagring. Sandstenslagren överlagras av flera hundra meter tjocka lager med leriga kalkstenar och lerstenar som sannolikt har utmärkta egenskaper som takbergart. På den baltiska sidan av Östersjön finns flera oljefyndigheter i den kambriska sandstenen. Ett antal mindre slutna strukturer är påvisade i de seismiska undersökningarna. Tolv djupa borrhål på den svenska sidan ger god information om den generella berggrundsbyggnaden. Sammantaget är den kambriska sandstenen en av de potentiella lagringsakvifärer som presenteras mer ingående i följande kapitel.

#### *Kristianstadsområdet och Hanöbukten*

Här finns yngre sedimentära bergarter som i de södra delarna av Hanöbukten är uppemot 1 000 m mäktiga. Flera mycket goda akvifärer finns med det är mer osäkert om det finns tillräckligt god takbergart. Dessutom är det mycket begränsade områden där akvifärerna ligger tillräckligt djupt vilket gör området mindre intressant för lagring.

#### *Södra Kattegatt*

Utanför Kullen finns på gränsen mot Danmark mäktiga lager med sedimentär berggrund. På danskt område finns en djupborrning (Hans-1) som tillsammans med geofysiska undersökningar gjort det möjligt att kartlägga området relativt noggrant. Resultaten från denna kartläggning presenteras i Erlström & Sivhed

(2001). Lagerföljden består bland annat av den så kallade Gassumformationens och Skagerrakformationens sandstenslager som i GEUS förstudier ansetts som intressanta kandidater för lagring. Strukturellt finns också en antiklinal domstruktur precis på gränsen till Danmark som kan vara intressant.

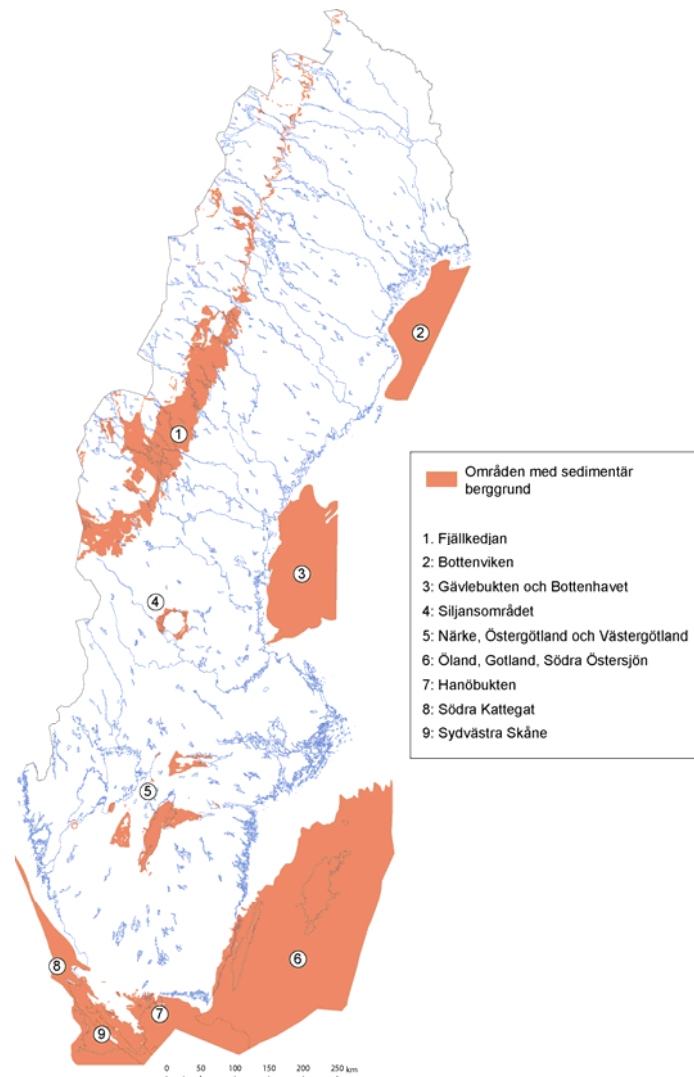
### *Sydvästra Skåne*

I området finns en 2–4 km tjock sekvens sedimentär berggrund som innehåller flera potentiellt goda akvifärer på >800 m djup. Tillhör regionalt den danska bassängen och har en likartad geologisk uppbyggnad som berggrunden i Danmark. De potentiella akvifärerna påträffas på djup mellan 1 200 och 2 500 m och överlagras av täta leriga kalkstens-, lerstens- och siltstenslager.

Inom akvifärformationerna finns även täta sekundära takbergartsformationer. Av alla de områden som presenterats ovan finns det endast tre som uppfyller de grundläggande baskraven när det gäller förekomst av potentiella akvifärer för koldioxidlagring i Sverige. I södra Östersjön, sydvästra Skåne och möjligtvis södra Kattegat finns det akvifärer som ligger tillräckligt djupt (det vill säga med tillräckligt högt formationstryck och temperatur för att koldioxiden ska vara i flytande tillstånd), har tillräcklig tjocklek (nettosand) och utbredning. I södra Östersjön är det den kambriska sandstenen som är en tänkbar kandidat. I sydvästra Skåne är det de mesozoiska sandstensformationerna inkluderande Arnagergrönsanden – undre krita och den rät – underjurassiska Höganäsformationen. I Kattegat är det Skagerrak- och Gassumformationerna som är tänkbara lagringsalternativ.

Akvifärernas tjocklek och utbredning i dessa områden är relativt väl dokumenterad. Däremot är deras fysikaliska egenskaper inte lika väl undersökta. Allmänt saknas också kunskap om takbergarternas täthet och uppbyggnad. I följande kapitel sammanfattas kunskapsläget avseende berggrunden och de djupa akvifärerna inom två av dessa områden, sandstensformationerna i södra Östersjön och sydvästra Skåne.





Figur 5.11 Karta som visar förekomsten av områden med sedimentär berggrund i Sverige.

### 5.5.5 Bedömning av kapaciteten

Flertalet utredningar som gjorts de senaste åren har alla påtalat osäkerheten i att värdera lagringskapaciteten. Detta eftersom där är många påverkande variabler att ta hänsyn till. Inom GeoCapacity<sup>107</sup> har man använt sig av en teoretisk kapacitet som baseras på den totala porvolymen i akvifären och en praktisk som utgår från hur effektivt denna porvolym kan utnyttjas för lagring. I deras beräkningar som bland annat gjorts på danska, polska och baltiska akvifärer har en sådan faktor ett värde mellan 1 och 10 %. I de fall man har en identifierad strukturell fälla har man antagit högre värden på lagringsfaktorn beroende på att man generellt har en bättre värderingsgrund gällande lokala jämfört med regionala förhållanden och något mindre osäkerheter. I dessa fall antas lagringsfaktorn vara uppemot 40 % vilket också stöds av resultat från naturgaslagring i fällor med motsvarande karaktär.

<sup>107</sup> Ett projekt inom EU:s sjätte ramprogram för forskning och utveckling (FP6).

$$M_{CO_2} = A \times T \times \phi \times \phi_{eff} \times \rho_{scCO_2}$$

$M_{CO_2}$  = mängden CO<sub>2</sub> i ton i superkritiskt tillstånd

A= area, m<sup>2</sup>

T= medeltjockleken på akvifären, m

$\phi$ = medelporositeten %

$\rho_{scCO_2}$  = densiteten för superkritiskt CO<sub>2</sub> på aktuellt djup

$\phi_{eff}$  =lagringsfaktor ("storage efficiency factor")

För att kunna jämföra de kapacitetsbedömningar som anges i GeoCapacity-projektet och i vår grannländer har samma beräkningsgrund använts här.

### 5.5.6 Bedömning av sänkor i Sverige, Baltikum, Polen och Danmark

#### Arbetsgång

Med utgångspunkt från de baskrav och börkrav som presenterats ovan, samt strukturella förhållanden, görs en stegvis identifiering och värdering av möjliga områden och platser för lagring av koldioxid inom vårt närområde.

- 1) Nationell övergripande värdering av tänkbara områden baserad på allmän geologisk information.
- 2) Regionala bedömningar och värderingar av akvifärer och takbergarter, deras egenskaper utifrån befintlig regional geologisk information (geofysik, borrhål, analyser). Avgränsning av möjliga delområden utifrån kravspecifikationer för lagring av CO<sub>2</sub> i akvifärer.
- 3) Lokala undersökningar av delområden för ökad tillförlitlighet i bedömningar av potentialen och platsval. Kompletterande geofysik (seismik, borring, analyser). Modelleringar.
- 4) Platsspecifika undersökningar. Omfattande geofysiska och borrhålsundersökningar. Verifiering av modelleringar.

I denna stegvisa process ökar detaljeringsgraden successivt. Speciellt i samband med att nya data tas fram i steg 3 och 4.

I många av våra grannländer har man genom prospektering och kolväteproduktion erhållit en god kännedom om berggrundens uppbyggnad och kemisk-fysikalliska egenskaper som har direkt bäring på bedömningen av lämpligheten för koldioxidlagring. I de oljeproducerande grannländerna har man gjort långtgående värderingar av potentialen i berggrunden utifrån dessa undersökningar. Man har också deltagit i EU-projekt där man kartlagt möjligheterna till lagring, till exempel GeoQuest, CO<sub>2</sub>SINK och CO<sub>2</sub>STORE. Man har således gått igenom steg 1-2, delvis steg 3 och i vissa fall har man även påbörjat en del platsspecifika undersökningar (steg 4 ovan).

I Sverige har det endast gjorts övergripande värderingar och identifiering av några områden som kan vara tänkbara för koldioxidlagring, det vill säga i stort motsva-

rande steg 1 och delvis steg 2. Resultaten från dessa övergripande värderingar har presenterats i en studie av Elforsk<sup>108</sup>. Södra delen av Östersjön, sydvästra Skåne och södra Kattegatt har pekats ut som områden där det kan finnas tänkbara lagringsplatser. Underlagsmaterialet för denna bedömning utgörs av geofysiska mätningar (seismik) och prospekteringsborrningar utförda av OPAB under 1970- och 1980-talen. Data möjliggör endast en regional bedömning av de geologiska förhållandena. För en platsspecifik bedömning kommer det att krävas omfattande kompletteringar.

### **5.5.7 Tänkbar sänka i Södra Östersjön**

Den paleozoiska berggrunden inklusive den kambriska sandstensakvifären stupar svagt (<1°) åt OSO vilket gör att successivt yngre berggrund bidrar berggrundsytan i riktning mot den baltiska delen av Östersjön. I samma riktning finner man också den kambriska sandstenen på allt större djup. En sammanställning av underlagsdata finns redovisat i Elforsk rapport 08:84<sup>108</sup>.

De kambriska sandstenslagren förs litostratigrafiskt till tre tydliga sandstensnivåer. Dessa är Viklausandsten, Närsandsten och Faluddensandsten Tjocklekarna på dessa lager varierar mellan borrhål. Sammanlagt har de en tjocklek på ca 80 m i den svenska delen av deras förekomst i Östersjön.

Inom varje sandstensenheter varierar uppbyggnaden av lagerserien. Eftersom sandlagren ursprungligen avsatts i en kustnära miljö är de påverkade av frekventa förändringar i avsättningsmiljön såsom vattendjup, strömmar, vågor och inte minst stormar. Avstånd till kusten och närheten till exempel flodmynningar och deltan leder också till stora variationer i de bildade sandstenarnas uppbyggnad.

Detta återspeglas tydligt i sandstenarnas varierande kornstorlek, sortering och kvarthalt samt lerhalt. Finkorniga kvartsandstenar med relativt hög andel finmaterial (lera och silt) dominerar. Speciellt i de yttre delarna av södra Östersjön. Vissa avsnitt består dock av medel- eller grovkorniga sandstenslager med liten andel finmaterial.

### **5.5.8 Kambrisk sandsten – Faludden**

Faluddensandstenen bedöms som mest det mest intressant sandavsnittet i kambrium ur lagringshänseende. Borrhålsdata visar på en homogen porös och permeabel sandstensakvifär med regional utbredning och där baskraven och börkraven enligt preliminära bedömningar uppfylls (tabell 5.6).

Faluddensandstenen förekommer från mellersta Gotland ner mot SSO. Den tilltar i tjocklek successivt och är i de centrala delarna av Östersjön ca 50 m tjock. Sandstenen stupar svagt i samma riktning som ovan. I de baltiska staterna kallas Faluddensandstenen för Deinemasandsten.

---

<sup>108</sup> Erlström M., Lagring av koldioxid i djupa akviferer - Lagringsmöjligheter i Sverige och Danmark, december 2008. Elforsk rapport 08:84.

Faludden påträffas på svenskt område mellan 450 och 1 200 m djup. Området där sandstenen ligger djupare än 800 m är ca 13 500 km<sup>2</sup> stort. Om man beräknar den teoretiskt möjliga lagringskapaciteten för hela området utifrån en medeltjocklek på 35 m, en medelporositet på 15 % samt lagringsfaktorer på 1, 2 och 10 % får man kapaciteter mellan 450 Mt och 4,5 Gt i den svenska delen av Faluddensandstenens utbredningsområde. Eftersom sandstenen även finns på den baltiska och polska sidan är den teoretiskt möjliga lagringsvolymen avsevärt större. Det förutsätter dock lagring inom avsnitt utan strukturella fällor (lagring i svagt lutande akvifärer).

Slutna strukturer (fällor) i den kambriska sandstenen är inte vanliga på den svenska sidan av Östersjön. Förutom ett tiotal obetydliga strukturer finns några större som angränsar och även går över i polsk, rysk, litauisk och lettisk del av Östersjön. På den baltiska sidan av Östersjön har man i likartade strukturer även funnit olja vilket bekräftar sandstenens goda reservoaregenskaper. Strukturerna är dock inte stora vilket begränsar lagringspotentialen. På svensk sida kan en tänkbar kapacitet röra sig kring 100 Mt i dessa strukturer. På den baltiska sidan är antalet strukturer avsevärt fler. Förutom några stycken som är 100–200 km<sup>2</sup> stora har det stora flertalet en area som är <10–20 km<sup>2</sup>. Totalt kan maximalt ett par hundra ton CO<sub>2</sub> lagras i dessa strukturer i södra Östersjön.

**Tabell 5.6 Sammanställning av bedömningsgrunder för Faluddensandstenen.**

<b>FAKTOR</b>	<b>KOMMENTAR</b>
Karaktär	Ren kvartssandsten som i borrhål söder om Gotland uppvisar mycket goda akvifäregenskaper. Homogent uppbyggd. Kilar ut mot nordväst har en hydraulisk gräns i samma riktning. Svagt lutande akvifär, ca 1-2 grader mor sydost. Övervägande plan överyta med små kupolartade fällor med en amplitud på 20-50 m. Enstaka fällor 100-200 km <sup>2</sup> . Relativt ostörd av förkastningar.
Djup	500–1200 m
Tjocklek	0–50 m, medeltjocklek på djup >800 m är 35 m
Porositet	Medelvärde på 15,7 % (n=30) (SGU data). Underlaget inte tillräckligt omfattande för en bra bedömning.
Permeabilitet	Medelvärde 220 mD (n=30) (SGU data). Underlaget inte tillräckligt omfattande för en bra bedömning
Utbredning	13 500 km <sup>2</sup> för området djupare än 800 m (svenskt område)
Caprock	Alunskiffer, bentonitisk kalksten + flera hundra meter med ordovicisk och silurisk lerig kalksten och mangelsten
Regional lagringspotential	Mycket svår att bedöma. Om man utgår från 10–15% porositet och en lagringsfaktor på 1–10% får man en lagringspotential från 450 Mt till 4,5 Gt CO <sub>2</sub> för hela Faluddensandstenen på svensk del av Östersjön. Av siffrorna framgår att osäkerheten är mycket stor. Lagringsfaktorn har här en mycket stor betydelse. Om sandstenens utbredning på den baltiska sidan kan inräknas ökar potentialen dock avsevärt.
Slutna strukturer, fällor	I det svenska området finns endast några mindre strukturer som bedöms kunna lagra uppemot 100 Mt.
Osäkerheter	Den största osäkerheten är porositeten och permeabiliteten i akvifären. Endast ett fåtal prover finns med mätdata. På den baltiska sidan har motsvarande sandstenslager lokalt mycket låg porositet och permeabilitet, speciellt under 1000 m djup. Takbergarternas täthet inte

FAKTOR	KOMMENTAR
	undersökt. Bedömningarna av lagringspotentialen är mycket preliminära. För en säkrare bedömning behövs förutom ny indata även simuleringar av injektering göras.

### 5.5.9 Övriga kambriska sandstenslager i södra Östersjön

Förutom Faluddenakvifären finns det ytterligare sandstensnivåer i den kambriska lagerföljden i södra Östersjön som kan var tänkbara för lagring. De har tillsammans en tjocklek på 30–70 m och påträffas något djupare. Nivåerna mellanlagras av siltsten och lersten. Dessa sandstenslager har en regional betydande utbredning och påträffas även som ytberggrund i ett stråk från Kalmarsund upp över norra Gotland mot Finska Viken. De kilar inte ut som Faluddensandstenen utan påträffas i hela det kambriska utbredningsområdet.

**Tabell 5.7 Sammanställning av bedömningsgrunder för kambriska sandstenssakvifärer undantaget Faluddensandstenen.**

FAKTOR	KOMMENTAR
Karaktär	Kvartsrika sandstenslager av underkambrisk ålder. Tre dominerande enheter motsvarande När och Vikledets sandstensnivåer. Den under enheten bäst utvecklad och lateralt korrelerbar mellan borrhål i området. Strukturellt uppbyggd på likartat sätt som Faludden
Djup	0–1200 m
Tjocklek	30–70 m fördelat på två nivåer
Porositet	<10%
Permeabilitet	<50 mD
Utbredning	Regional
Caprock	Samma som Faludden plus mellanliggande lerstensintervall
Lagringspotential	Mycket svårbedömd. Sandstenslagren lateralt varierande i sin uppbyggnad. Ofta täta pga kiselmineraliseringar.
Osäkerheter	Den största osäkerheten är porositeten och permeabiliteten i akvifären. Endast ett fåtal prover finns med mätdata. Bedömningar och observation i Baltikum indikerar en förhållandevis tät akvifär med övervägande låg permeabilitet

Sandstensnivåerna bedöms i denna studie ha en låg lagringspotential.

### 5.5.10 Sänkor i Polen

Inom ett EU-finansierat projekt<sup>109</sup>, har Polen inventerat och gjort en potentialstudie av lagringsmöjligheterna i regionala akvifärer, strukturella fällor och olje- och gasfält.<sup>110,111</sup>

Polens berggrund domineras av sedimentär berggrund med akvifärer på olika djup. Dessa bästa akvifäravsnitten förekommer i den underkretaceiska, under-

<sup>109</sup> GeoCapacity, ett projekt inom EU:s sjätte ramprogram för forskning och utveckling (FP6), 2006-2008.

<sup>110</sup> Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. & Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland–EU GeoCapacity Project results. Energy Procedia 1, 2671-2677.

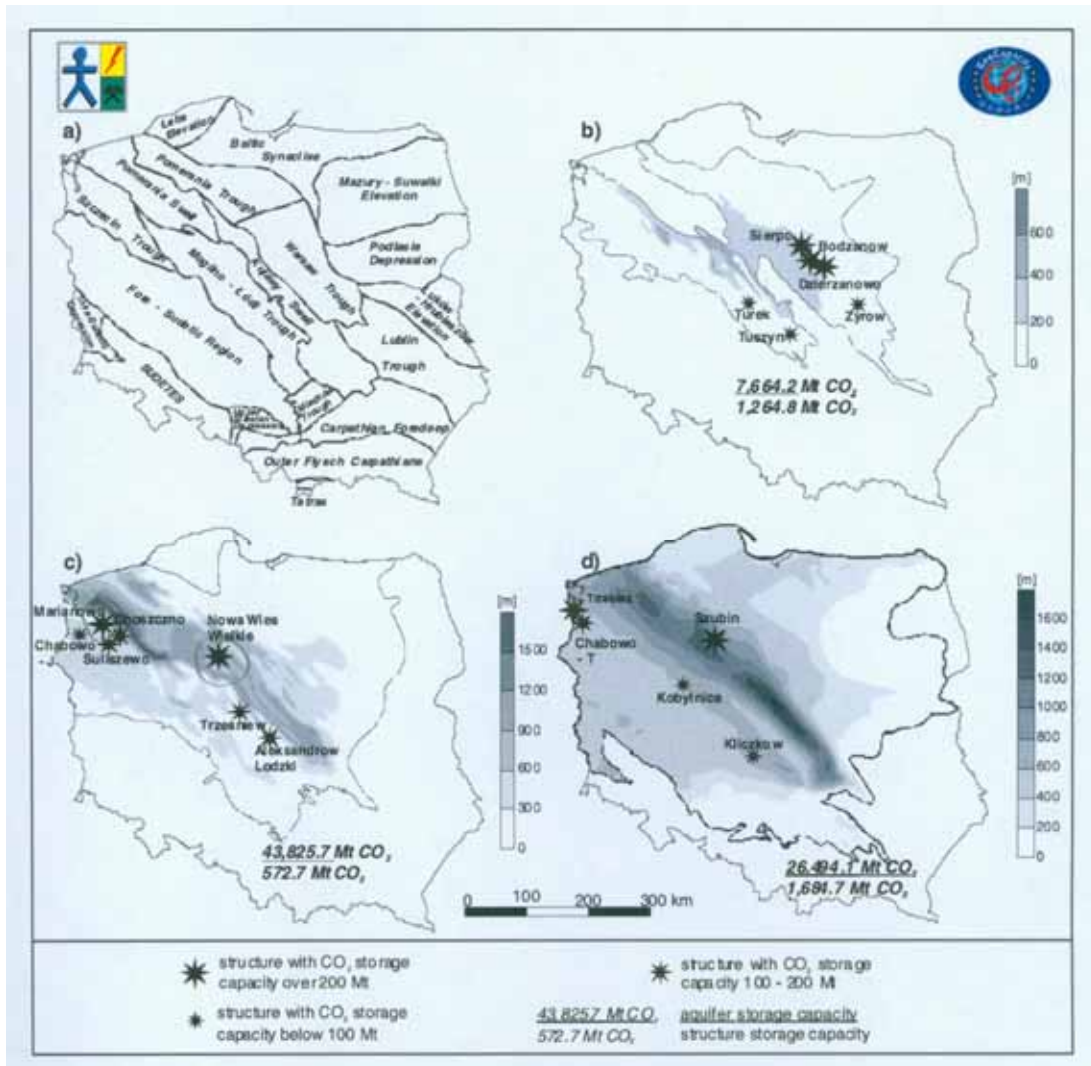
<sup>111</sup> Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> geological storage potential in Poland. Ministry of Environment presentation.

jurassiska och undertriassiska berggrunden i centrala och norra delarna av Polen (figur 5.12). En regional bedömning av dessa akvifärer ger en möjlig teoretisk lagringskapacitet på uppemot 90 Gt CO<sub>2</sub>.<sup>112</sup> Denna bedömning görs utifrån tillgänglig total porvolym och en parameter som anger lagringseffektiviteten (det vill säga hur stor andel av porvolymen som kan utnyttjas). Med utgångspunkt från andra regionala bedömningar av lagringskapaciteten i regionala akvifärer är angivna siffror mycket osäkra och ofta för optimistiska. Mer konservativa siffror anger 3,7 – 4,7 Gt CO<sub>2</sub> inkluderande lagring i 18 strukturella fällor som möjliga platser för lagring. I dessa lokala fällor varierar lagringskapaciteten mellan ca 60 och 575 Mt CO<sub>2</sub>.

Förutom dessa tänkbara lagringsmöjligheter finns det i Polen en möjlighet att utnyttja olje- och gasfält för lagring (figur 5.13). Dessa finns företrädesvis i de sydöstra och centrala västra delarna av Polen. Totalt bedöms de kunna lagra drygt 750 Mt CO<sub>2</sub>. I södra Östersjön pågår kolväteprospektering och produktion i den kambriska sandstenen och i framtiden bedöms det möjligt att även kunna använda dessa strukturer för lagring. Kapaciteten bedöms som liten i förhållanden till andra möjligheter i Polen, ca 7 Mt.<sup>112</sup>

---

<sup>112</sup> Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. & Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland–EU GeoCapacity Project results. *Energy Procedia* 1, 2671-2677.



**Figur 5.12** Karta som schematiskt visar var det finns tänkbara lagringsplatser och kapacitet.

Källa: Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. & Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland—EU GeoCapacity Project results. Energy Procedia 1, 2671-2677.



**Figur 5.13 Lagringspotential i olje- och gasfält i Polen.**

Källa: Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. & Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland—EU GeoCapacity Project results. Energy Procedia 1, 2671-2677.

### 5.5.11 Sänkor i Estland, Lettland och Litauen

Lagringspotential i de baltiska länderna finns redovisad i en publikation av Sliupa m.fl. (2008). I denna framgår att lagringsmöjligheterna i Estland är i stort obefintliga eftersom de tänkbara akvifererna ligger för ytligt.

I Lettland anses den kambriska sandstensakvifären som mest lämpad för lagring. Sliupa m.fl. (2008) anger att det finns 15 strukturella fällor på lämpligt djup som är tänkbara för lagring av koldioxid. Dessa bedöms kunna lagra uppemot 300 Mt CO<sub>2</sub> tillsammans. Offshore finns även ett antal strukturer som är intressanta för kolväteprospektering men som kan ev. även vara tänkbara för CO<sub>2</sub> lagring. Kapaciteten i dessa är osäker, sannolikt är den <100 Mt.

I Litauen har man gjort omfattande kartläggning av tänkbara akviferer och deras lämplighet. Två akviferer i kambrium och devon är identifierade som mycket lämpliga. Regional lagringkapacitet i de båda akvifererna är mycket stor, i storleksordning 1 – 2 Gt men bedömningarna som finns gjorda fokuserar på slutna strukturer<sup>113</sup>. Man har identifierat ett antal strukturella fällor som teoretiskt kunna lagra uppemot 200 Mt CO<sub>2</sub>. Man anger även ett mycket lägre kapacitetstal på 30 Mt för den praktiskt genomförbara lagringskapaciteten.

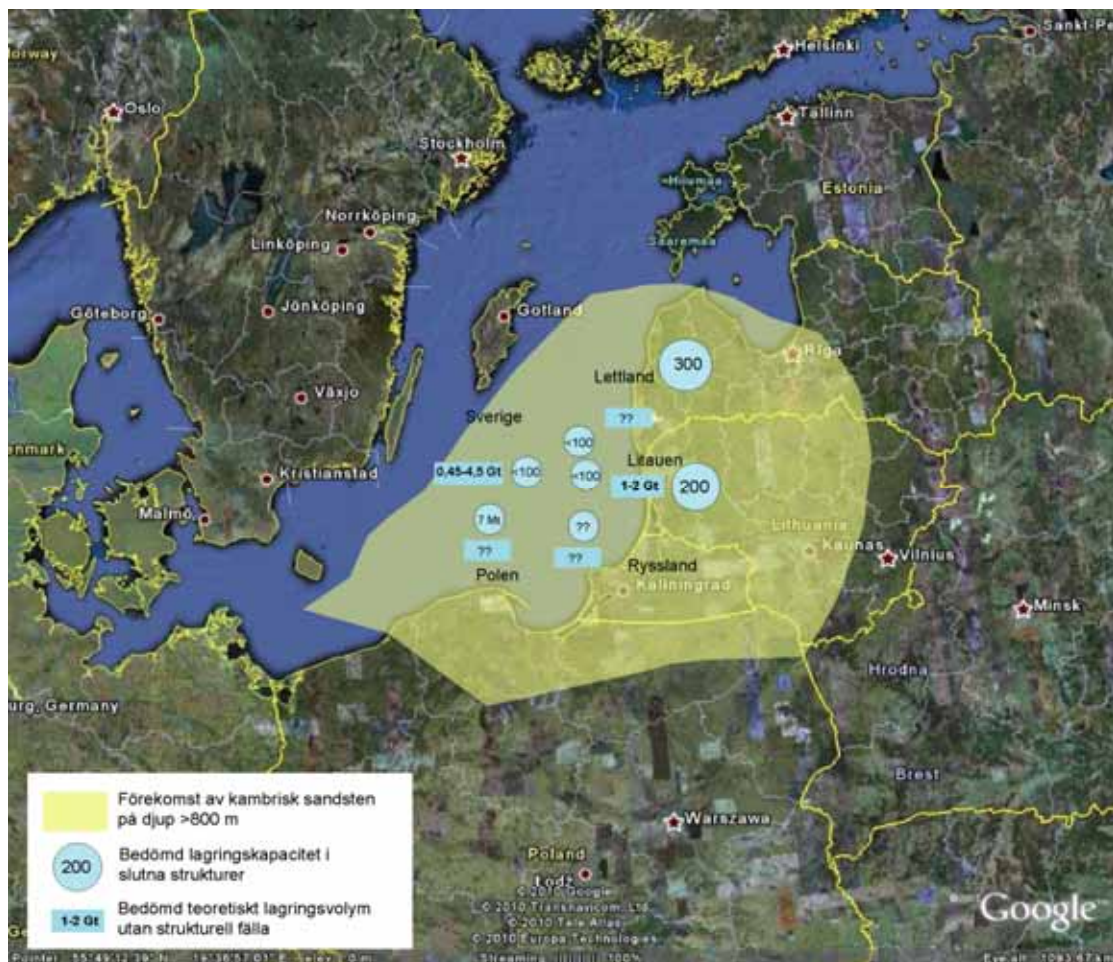
<sup>113</sup> Sliupa S., Shogenova A., Shogenov K., Sliapienne R., Zabele A. & Vaher R., 2009.: Industrial carbon dioxide emissions and potential geological sinks in the Baltic states. Oil Shale 25, 465-484.



### 5.5.12 Sammanfattande kommentar avseende lagringskapaciteter i den kambriska sandstensakvifären

Det finns en hel del osäkerheter om kapaciteterna. Med utgångspunkt från de utredningar som gjorts verkar det sannolikt att man ska kunna lagra upp till ungefär 500 Mt CO<sub>2</sub> i strukturella fällor på land och till havs. De enskilda fällorna är dock i regel små. Några enskilda fällor med lagringskapaciteter på mer än 100 Mt verkar inte finnas. De största kan möjligtvis lagra uppemot 100 Mt. Dessa strukturer som finns ”offshore” i gränsområdet mellan svenskt, lettiskt och litauiskt territorium är dessutom mycket intressanta för oljeprospektering. För polskt och ryskt område finns inte några tillförlitliga siffror på lagringskapaciteten i vare sig slutna eller regionala akvifärer i den kambriska sandstenen.

Om man ser till möjligheten att lagra i sandstenen utan hänsyn till slutna strukturer, det vill säga lagring i den svagt lutande akvifären bedöms lagringskapaciteten som avsevärt högre. Teoretiska bedömningar ger kapaciteter på flera Gt. För en vidare bedömning av denna möjlighet krävs omfattande modelleringar av spridningsförloppet i akvifären. En generell bild av lagringskapaciteten ges i figur 5.14.

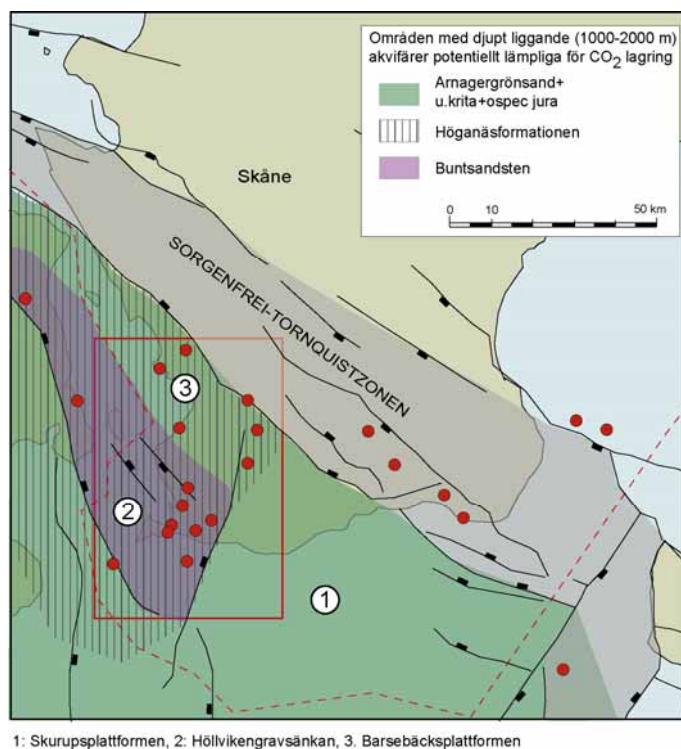


Figur 5.14 Schematisk sammanställning av bedömda lagringskapaciteter i den kambriska sandstensakvifären i södra östersjön. Millioner ton (Mt) om inget annat anges.

### 5.5.13 Sänkor i sydvästra Skåne

Berggrundens uppbyggnad i sydvästra delen av Skåne överensstämmer mycket med den i Danmark. Den sedimentära berggrunden är uppemot 4 km tjock i de djupaste delarna av den skånska delen av den så kallade Danska Bassängen. Sydvästskånes berggrund avgränsas i nordost av Romeleåsens förkastningszon som utgör Sorgenfrei-Tornquistzonens (STZ) sydvästra begränsning. STZ är en regional stortektonisk förkastningszon utmed vilken rörelser i jordskopian skett vid upprepade tillfällen sedan paleozoisk tid. I STZ och Nordost om denna zon förekommer akvifärer med lämpliga fysikaliska egenskaper alldeles för ytligt för att de ska kunna vara intressanta för lagring.

Sydvästskånes berggrund kan delas in i tre delområden, Barsebäcksplattformen, Höllvikengravsänkan och Skurupsplattformen med olika förekomst av akvifärer som kan var lämpliga för koldioxidlagring (figur 5.15).

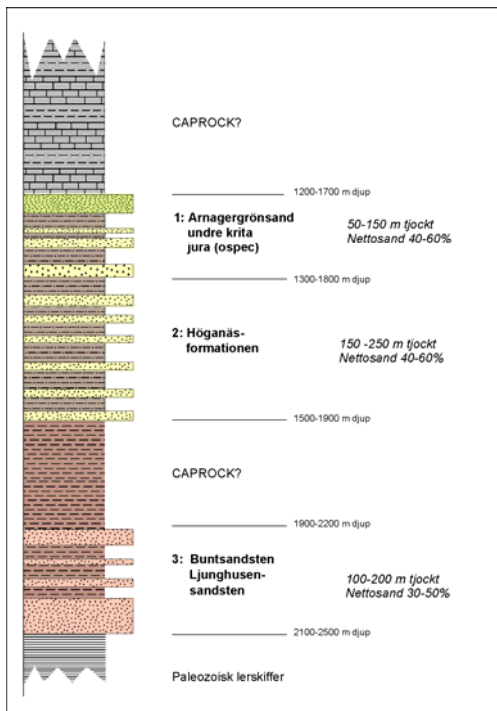


**Figur 5.15** Förekomst av olika akvifäravsnitt i Sydvästskåne

Med utgångspunkt från baskraven och börvärdena i tabell 5.5 finns det huvudsakligen tre potentiella akvifärer som kan var lämpliga för koldioxidlagring (figur 5.15).

1. Arnagergrönsand och undre krita (krita)–jura (ospec)
2. Höganäsformationen (rät–undre jura)
3. Buntsandsten och Ljunghusensandsten (undre trias)

Samtliga tre påträffas i Höllvikengravsänkan och på delar av Barsebäcksplattformen medan endast undre krita och Arnagergrönsanden finns på Skurupsplattformen.



**Figur 5.16 Schematisk lagersekvens med generella djup och tjocklekar för de olika potentiella akvifererna i Sydvästskåne.**

Förekomst av slutna strukturer i någon del av lagerföljden har inte påvisats. Lagen stupar svagt mot nordost. Lagring kan således bara ske i de fall det är möjligt att påvisa säker lagring i de regionalt utbredda och svagt lutande akvifererna.

Arnagergrönsanden har en relativt homogen och regional uppbyggnad med generellt goda akvifäreegenskaper. Den förekommer i ett stort område och har en tjocklek mellan 20 och 60 m. Den relativt lösa sandstenen överlagras av en mycket tät och hård kalksten vilket gör att intervallet är lätt att identifiera i de seismiska profilerna. Sandstenen påträffas i de olika borrhningarna på djup mellan 1 200 och 1 700 m. Arnagergrönsanden har mycket varierande fysikaliska egenskaper. I gynnsamma partier har den gaspermeabiliteter på  $>1$  D och porositeter på 27 – 30 procent, vilket gör Arnagergrönsanden lokalt till en mycket god akvifär. Inom andra delar av utbredningsområdet, speciellt på Barsebäcksplattformen, är sanden finkornigare och innehåller karbonatcementeringar i porerna vilket gör att permeabiliteten här är generellt lägre (ca 100–200 mD). På Skurupsplattformen framträder sandstenen tydligt på de seismiska profilerna men där finns inte tillräckligt med djupborringar för att bekräfta dess egenskaper och uppbyggnad.

Under Arnagergrönsanden följer ett varierande tjockt intervall med täta lerstenar som förs till undre krita. I detta intervall förekommer även mycket permeabla och porösa sandstenslager som har likartade fysikaliska egenskaper som Arnagergrön-

sanden. Tjockleken på dessa varierar kraftigt och deras utbredning lateralt är mer osäker jämfört med den mer homogent utbredda Arnagergrönsanden. Sammantaget är undre krita tillsammans, exklusive Arnagergrönsanden, i storleksordningen 40 – 80 m tjockt.

Mellan typisk underkretaceisk och underjurassisk berggrund (Höganäsformationen motsvarande Gassumformationen i Danmark) finns ett avsnitt som sannolikt består av mellan och/eller överjurassisk berggrund. Lagerföljden är mycket svår att datera i detta intervall. Det är ännu inte klarlagt till vilken del av jura den ska föras. I intervallet finns 1 – 3 mycket goda sandstensakvifärer som har mycket hög porositet och permeabilitet. Det är möjligt att någon av dessa kan motsvara Haldagersanden i den danska bassängen. Porositeter på 30 – 35 % och permeabiliteter på flera Darcy har uppmätts. De enskilda sandstenslagrens tjocklek varierar. De bästa sandstenslagren är i storleksordningen 10 – 20 m tjocka. Den laterala utbredningen för hela avsnittet är stor, åtminstone finns lagerföljden i hela Höllvikengravsänkan och på Barsebäcksplattformen. På Skuruspattformen saknas den sannolikt. Enskilda lagers utbredning är mer osäker. Hela det ospecificerade jurassiska avsnittet är mellan 20 och 50 m tjockt.

Totalt är intervallet från toppen av Arnagergrönsanden ner till basen av de ospecificerade över och mellanjurassiska sandstenslagren maximalt ca 150 m på Barsebäcksplattformen och i Höllvikengravsänkan. På Skuruspattformen är tjockleken sannolikt under 100 m. Uppskattningsvis utgör hälften av denna av sandstenslager.

#### **5.5.14 Höganäsformationen (rät–undre jura)**

Höganäsformationen är väl undersökt och känd från nordvästra Skåne där den bildar berggrundsytan inom ett stort område. Formationen är i storleksordningen 150 – 250 m tjock och består av bergartslager som bildats i en kustnära avsättningsmiljö med deltan, laguner och flodslätter. Lagerföljden består av en växelagrad sekvens med sandsten, siltsten, lersten och kol. Formationen är av allra yngsta trias ålder (rät) till äldsta jura ålder (Hettangian) och påträffas i alla borrhål i Höllvikengravsänkan och på Barsebäcksplattformen. Andelen sandstenslager utgör mellan 40 och 70 % av lagerföljden som uppvisar en stor lateral variation. Det gör att tjockleken och de fysikaliska egenskaperna på enskilda sandstenslager snabbt kan variera. De enskilda sandstenslagren är uppemot 20 meter tjocka och har genomgående en lokal utbredning. Utbredningar på ett 10-tal km<sup>2</sup> är sannolikt för de tjockare sandstenslagren. I de undre delarna av formationen verkar enskilda sandstenar ha en större lateral utbredning.

Höganäsformationens sandstenslager består till merparten av finkornig ren kvartsand. Lager med medelsand och grovsand utgör ca 10 % av nettosanden i formationen. Dessa har ofta en mycket hög permeabilitet. Trots en god porositet har finsandlagren en relativt dålig genomsläpplighet. I mätningar är permeabiliteterna ofta mellan 100 och 400 mD för dessa medan motsvarande värden för mellansand är 1 – 3 D.

Höganäsformationen ska ses som en flerlagrad sandstensakvifär. Enskilda linsformade sandstenslager kan dock vara strukturellt slutna akvifärer eftersom de omsluts av täta lerstenar.

#### **5.5.15 Trias (Bruntsandsten och Ljunghusensandsten)**

Den triassiska berggrundens tjocklek ökar markant från söderut i Höllvikengravsänkan (jmf figurerna 5.15 & 5.16). Lagerföljden är som mest ca 700 m tjock. Berggrund av äldsta trias ålder (bunter) påträffas enbart i de djupaste delarna av Höllvikengravsänkan. I Tyskland och i Danmark utgör sandstenar ett dominerande inslag i berggrunden från denna tid. I Sverige är berggrunden likartad uppbyggd även om området med berggrund av äldsta trias är mycket mindre. Borrningar på Falsterbohalvön och i Köpenhamn har bekräftat en berggrund som till stor del består av rödgrön, medel-grovkornig fältspatsrik kvartssandsten. Lerstenslager förekommer frekvent inom den uppemot 100–200 m tjocka sandstensdominerade sekvensen. Buntsandstenen överlagras även av tjocka täta lerstenar (takbergart) av mellantriassisk ålder.

Mineralogiskt är buntsandstenen mer heterogent uppbyggd jämfört med Höganäsformationen. Porositetsdata från geofysiska loggar antyder en hög porositet på 20–25%. I Köpenhamn produceras stora mängder varmt vatten (ca 70°C) för geotermisk energiproduktion ur buntsandsten vilket bevisar att sandstenslagren är goda akvifärer med hög permeabilitet. Underst i den triassiska lagerföljden påträffas Ljunghusensandstenen som är en mycket välsorterad, uppemot 50 m tjock och homogen kvartssandsten med mycket goda akvifäregenskaper.

#### **5.5.16 Takbergarter**

Ovanför de tre beskrivna akvifärerna finns en mycket tjock lagersekvens med lerig kalksten, siltsten, lersten och skrivkrita. Andelen lera och finmaterial är stort. Mellan de olika akvifäravnitten förekommer också leriga lager som kan fungera som takbergarter. Detta rör speciellt buntsandstenen och Ljunghusensandsten som överlagras av täta lerstenar.

Det saknas dock tyvärr information om takbergarternas fysikaliska egenskaper vilket gör det svårt att klassa dessa i form av kapillärt genombrotstryck och vertikal permeabilitet och täthet.

#### **5.5.17 Sammanfattande bedömning**

De geologiska baskraven för koldioxidlagring i de Sydvästskånska djupa akvifärerna uppfylls relativt väl. De identifierande akvifäravnitten ligger på tillräckligt stort djup, har tillräcklig tjocklek, uppvisar tillräckligt bra akvifäregenskaper (porositet, permeabilitet) och har en stor utbredning. Det har i samband med olika borrningar och tester för geotermisk energiproduktion visat

sig att de har stor kapacitet att producera vatten vilket bevisar deras goda akvifäregenskaper.

Eftersom det är en flerlagrad sekvens med i många fall stor lateral variabilitet rörande de fysikaliska egenskaperna är det svårt att idag identifiera enskilda lager eller avsnitt med de bästa förutsättningarna. I naturgaslagret i Stenlille i Danmark används Höganäsformationens motsvarighet Gassumformationen för lagring. Denna är på samma sätt som de djupa akvifärerna i Sydvästskåne uppbyggd av flera sandstenslager vilket således inte behöver betyda att lagring är utesluten i en flerlagrad akvifär.

Den stora nackdelen för Skånes del är att det inte finns några tydliga slutna strukturer av den typ som man identifierat i motsvarande lager i Danmark. Det saknas sammanställningar som tydligt visar att så inte är fallet. Det är möjligt att det kan finnas strukturer inom den triassiska lagerföljden i Hölvikengravsänkan eller att en del av de strukturer som Swedegas AB identifierade i kritalager under 1980-talet kan vara användbara. Det är inte hellre klarlagt om det finns stratigrafisk begränsade strukturer som kan användas för lagring.

Den teoretiskt möjliga lagringskapaciteten är relativt hög. Det är idag dock mycket svårt att bedöma områdets potential med tanke på att det inte finns tydligt avgränsade strukturer och att det rör sig om en heterogen akvifär både lateralt och vertikalt med flera oregelbundet förekommande sandstensnivåer. För en bättre bedömning krävs i första skedet simuleringar och modelleringar av injektering i en sådan geologisk miljö. En del av detta arbete pågår inom ramen för EU-projektet MUSTANG. En sammanställning av data för de olika tänkbara akvifärerna ges i tabell 5.8.

**Tabell 5.8 Sammanställning av bedömningsgrunder för de sydvästskånska akvifärerna.**

	<b>ARNAGERGRÖNSAND</b>	<b>JURA</b>	<b>TRIAS, LJUNGHUSENSANDSTEN</b>
Karaktär	Grönsand med regionala och homogen utbredning i området. Även förekommande söder om Skåne och på Själland. Goda akvifäregenskaper. Svagt lutande. Djupast i nordost.	Flerlagrad sekvens med en nettosand på ca 100 m. Finkorniga sandavsnitt dominerar	Rödbrun homogen, fin till medelkornig sandsten. Jämförbar med avsnitt i Polen och Tyskland som bedöms ha en hög potential för lagring.
Djup	1 200–1 700 m	1300–1900	1 950–2 400 m
Tjocklek	20–60 m	100 m (5–10 sandstensnivåer)	40–100 m
Porositet	20–30%	20–35%	20–25%
Permeabilitet	100 mD–1D	100–3D	200–400 mD bedömd
Utbredning	9 500 km <sup>2</sup> (svensk del)	2900 km <sup>2</sup>	850 km <sup>2</sup> (svensk del)

	<b>ARNAGERGRÖNSAND</b>	<b>JURA</b>	<b>TRIAS, LJUNGHUSENSANDSTEN</b>
		(svensk del)	
Caprock	Arnagerkalksten och leriga kalkstenar 350 m	Underkretaceisk lersten 50–150 m tjock samt samma caprock som fg.	Triassisk lersten
Regional teoretisk lagringspotential	Med en lagringsfaktor på 10 % ca 5 Gt	4 500 Mt	750 Mt
Slutna strukturer, fällor	Inga slutna strukturer	Inga slutna strukturer	Inga slutna strukturer
Osäkerheter	Den laterala variationen i permeabilitet. Verkar vara tätare på Barsebäcks-plattformen	Flerlagrad sekvens med stor lateral variation i enskilda sandnivåers utbredning. Komplex hydrogeologisk avsnitt.	Permeabiliteten, kan även ligga något för djupt.

#### **5.5.18 Potentiella lagringplatser som identifierats som de mest intressanta för lagring av koldioxid från Östersjöregionen**

I avsnitt och 5.5.8 och 5.5.17 redovisas teoretiska lagringspotentialer på de svenska potentiella koldioxidlagren i sydost om Gotland och i sydvästra Skåne; lagringspotentialerna uppskattades till mellan 450 Mt och 4,5 Gt CO<sub>2</sub> söder om Gotland och mellan 1,0 och 10 Gt CO<sub>2</sub> i sydvästra Skåne<sup>114</sup>. Med den teoretiska uppskattningen som bas skulle mellan 36 och 360 miljoner ton CO<sub>2</sub> årligen skulle kunna lagras under en tänkt projekttid på 40 år. Skattningarna kan dock betecknas som optimistiska eftersom de bland annat baseras på att all tillgänglig lagringskapacitet inom dessa områden går att utnyttja för lagring av koldioxid<sup>115</sup>. Skattningen

<sup>114</sup> Lagringskapaciteten för akvifären sydost om Gotland är baserad på att hela akvifärens porvolym kan användas för lagring vilket kommer ställa stora krav på arbetet för att beräkna potentiella migrationsvägar och undersökning av potentiella läckagepunkter relativt långt från injekteringsplatsen. Lagringskapaciteten är dessutom baserad på antagna genomsnittsvärden för samtliga relevanta parametrar för att beräkna lagringskapacitet, d.v.s. akvifärens inre höjd, porositet och lagringseffektivitet. Den horisontala permeabiliteten är däremot inte känd. I sydvästra Skåne finns inga slutna lagringsstrukturer utan lagringspotentialen är baserad på en uppskattning av lagring i samtliga förekommande akvifärer på ca 1 500–2 000 m djup. Det får ses som mycket optimistiska siffror. I området finns också betydande hydrauliska barriärer (förkastningszoner) som begränsar potentiella lagringplatser.

<sup>115</sup> Bedömningen av lagringsvolymen i olika geologiska formationer och strukturer är mycket komplicerad. Förutom tjocklek på formationen, porositet och anisotopi inverkar tryckmotståndet i formationen (friktion och hydrauliskt motstånd) och vilka hydrauliska gränsförhållanden som finns. Avgörande är vilka tryckhöjningar som kan accepteras utan att överliggande berggrund spricker. Räknar man bara på porvolymen kommer man till lagringstal som vida överstiger de faktiskt möjliga. Bäst förutsättningar för lagring finns ofta där man har haft olje- eller gasproduktion, eftersom man sänkt formationstrycket och då blir injektionsmotståndet lägre och det blir lättare att föra in koldioxiden i porerna.

innefattar därför även alla öppna strukturer och inte bara slutna strukturer i dessa områden. Några liknande offentligt tillgängliga undersökningar efter potentiella lagringsplatser i dansk, finsk, polsk och tysk del av Östersjön känner författarna till den här rapporten inte till<sup>116</sup>.

I Tyskland har det beräknats att gasfälten i den nordtyska bassängen kan lagra mellan 2,2 och 2,8 miljarder ton medan lagringspotentialen i akvifärer på land grovt har uppskattats till mellan 12 och 28 miljarder ton. Inom EU-projektet GeoCapacity har lagringspotentialen i 262 identifierade strukturer i den tyska delen av Nordsjön uppskattats till mellan 1,9 och 8,7 miljarder ton men relativt få av akvifärerna har en lagringspotential på 50 miljoner ton eller mera (12 eller 27 strukturer i det låga respektive höga fallet). Totala landbaserade lagringspotentialen i Polen har av GeoCapacity uppskattats till mellan 2,7 och 4,9 miljarder ton, varav närmare 800 miljoner ton i gas- och oljefält. I Estland och Finland har det inte hittats några lämpliga strukturer för lagring av CO<sub>2</sub> medan det i Litauen har identifierats två strukturer där lagringspotentialen kan överstiga 10 miljoner ton. Många potentiellt lämpliga strukturer har identifierats i Litauen men de anses alla ha för liten lagringspotential för att vara intressanta (långt under 10 miljoner ton enligt GeoCapacity). Kombinerad lagringspotential i de två kända strukturerna har av GeoCapacity uppskattats till 37 miljoner ton. I Lettland har det identifierats 16 lämpliga landbaserade strukturer med en kombinerad lagringspotential på ungefär 400 miljoner ton.

Lagringspotentialen i Danmark kan vara signifikant, GeoCapacity uppskattar mellan 2,8 och 17,5 miljarder ton i identifierade strukturer varav den allra största delen i akvifärer på land. Det skiljer dock 85 % mellan den lägsta och högsta potentialen beroende på vilket beräkningsunderlag som använts. Akvifären Thisted som ligger i nordvästra delen av Jylland uppskattas ha en lagringspotential på ca 11 miljarder ton i det högsta fallet (motsvarande 63 % av den totala högre potentialen) men arbeten gjorda i Gestco indikerar att permeabiliteten i Thisted kan vara för låg för effektiv lagring av CO<sub>2</sub>. Olje- och gasfälten i Danmark uppskattas kunna lagra mellan 200 och 800 miljoner ton men de flesta oljefält i Danmark är så kallade kalkstensreservoarer (på engelska: chalk reservoirs) och man är osäker på huruvida dessa reservoarer är lämpliga för lagring av CO<sub>2</sub>. Studier kring reaktioner mellan koldioxid och kalksten är få och motsägande. Enligt GEUS (2003) visar laboratorieexperiment på kraftiga reaktioner mellan koldioxid upplöst i vatten och kalkstensprover från Ekofisk-fältet medan andra försök visar på ingen eller begränsade reaktioner.<sup>117</sup> En möjlig

---

<sup>116</sup> I den polska delen av Östersjön har man identifierad en struktur som möjligtvis kan lagra 7 miljoner ton CO<sub>2</sub> (Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. & Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland–EU GeoCapacity Project results. Energy Procedia 1, 2671-2677.)

<sup>117</sup> På engelska: “indicates that immediate and vigorous dissolution reactions with large axial strains and high strain rates takes place upon introduction of CO<sub>2</sub> charged injection water”. Källa: GEUS, 2003. Dansk Geologisk Undersökning. ”Chemical and physical interaction of CO<sub>2</sub> and carbonate rock”. Ett Gestco-arbete skrivet av Dan Olsen och Niels Stentoft.



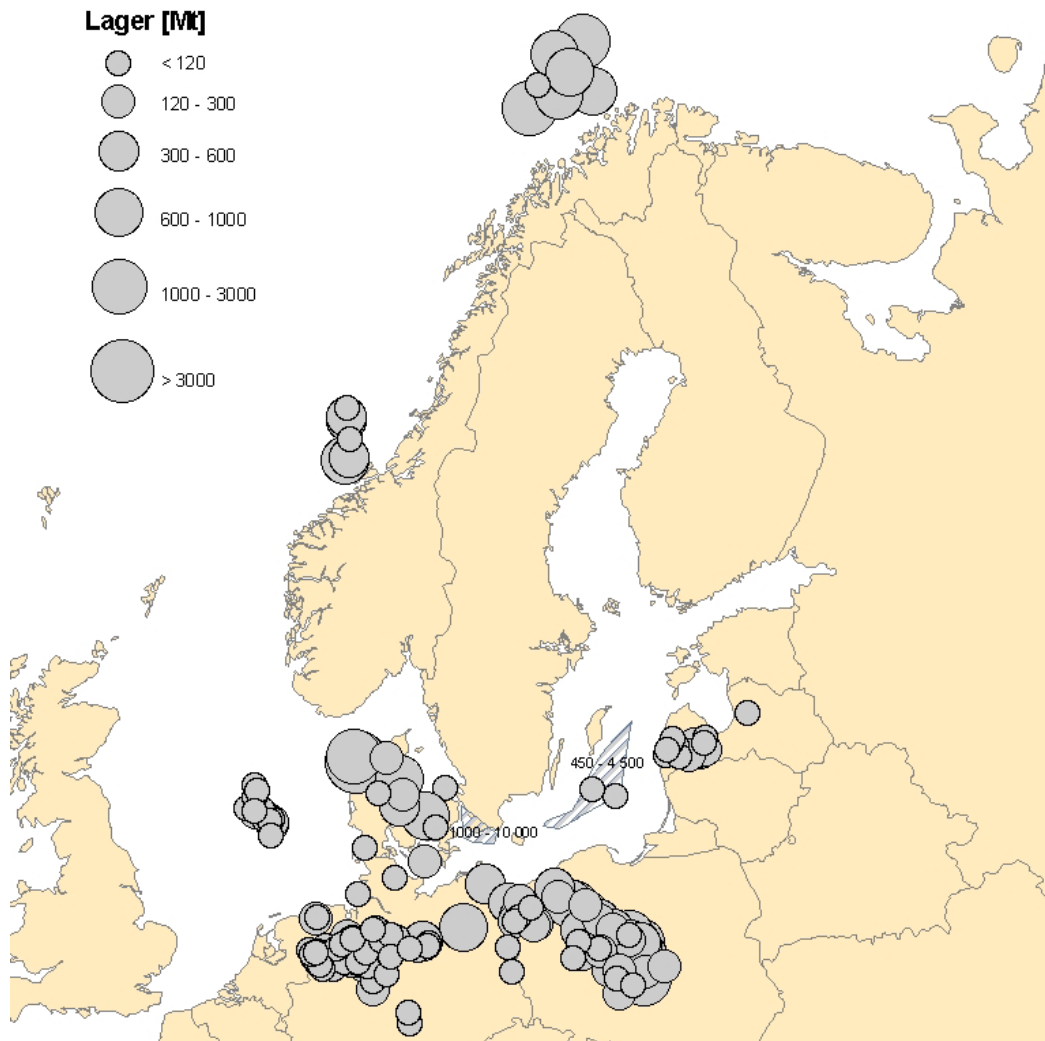
orsak till de skilda resultaten kan vara litologiska skillnader i de olika proven (det vill säga skillnader i uppbyggnaden av de sedimentära bergarterna) såsom tills exempel innehållet av lermineral och kvarts.

Den stora skillnaden mellan lägsta och högsta värdet för lagringspotential understryker osäkerheten i nuvarande uppskattningar och det verkar sannolikt att man inte kommer att få reda på exakta lagringskapaciteter i någon reservoar utan relativt stora kostnader för nödvändiga seismiska undersökningar och borrhinar, vilket enbart kan tänkas bli aktuellt i samband med konkreta planer för lagring. En annan faktor som börjar uppmärksammas i allt högre grad är att lagring av stora mängder CO<sub>2</sub> i akvifärer möjligtvis måste inkludera motsvarande produktion av akvifärens vatten för att undvika stora tryckhöjningar som kan uppkomma långt från själva injekteringspunkten. Problemet som då uppstår är var man skall injektera vattnet. Ett annat potentiellt problem är att en stor del av den uppskattade lagringspotentialen i Östersjöregionen ligger på land där problem med lokal acceptans kan vara större än vid havsbaserad lagring. Det här är en anledning till varför lagring i Nordsjön eller Östersjön kan visa sig vara det mest realistiska alternativet för länder som Tyskland, Finland och Polen.

Figur 5.17 visar en sammanställning av potentiella lagringsplatser för koldioxid av intresse för utsläppskällor i Östersjöregionen. Data kommer från Chalmers databas som i vissa fall har kompletterats med information från Sveriges Geologiska Undersökning<sup>118</sup>. Informationen i Chalmers databas är baserad på information från olika källor, exempelvis den kartläggning som genomförts inom EU-projektet GeoCapacity.

---

<sup>118</sup> Mikael Erlström, Statsgeolog, SGU.



**Figur 5.17** Potentiella lagringsplatser för koldioxid av intresse för CCS kopplat till utsläppskällor i Östersjöregionen. De två streckade områdena markerar områden inom svensk ekonomisk zon där det finns akvifärer med öppna och slutna strukturer som potentiellt kan vara användbara som lager för koldioxid. Siffrorna markerar en grov optimistisk uppskattning av den potentiella lagringskapaciteten om samtliga möjligheter i dessa områden utnyttjas för koldioxid lagring. Se avsnitt 5.5.8 och 5.5.13 för en diskussion om lagringskapaciteten i dessa strukturer.

Kartläggningen innefattar olika typer av potentiella koldioxidlager, akvifärer samt uttömda olje- och gasfält, och figuren visar potentiella havsbaserade lager som är lokaliserade i Östersjön och i några fall även i Nordsjön. Potentiella landbaserade lager har kartlagts i den mån de är intressanta för de länder som ingår i studien, det vill säga Östersjöregionens länder. Nordsjön ligger huvudsakligen utanför den här rapportens geografiska omfattning, men är relevant eftersom den inrymmer ett flertal potentiella lager som är intressanta som alternativ för länderna kring Östersjön.

De potentiella lagringsplatser som har valts ut för beräkning av transportkostnader är de potentiella lagringsplatserna syd till sydost om Gotland, sydväst om Skåne, i Barents hav, i Norska havet samt nordväst om Jylland (Hanstholm), se figur 5.17.

De utvalda potentiella lagringsplatserna är också utmärkta i de bilder som visualiserar de olika beräkningsalternativen för transporter, se bilaga 4. Dessa potentiella lagringsplatser kombineras ihop med de i avsnitt 5.4 utvalda kombinationerna av utsläppskluster. För varje kombination av kluster har kostnader för olika transportalternativ till två olika potentiella lagringsplatser beräknats förutom för den del av kluster 15 som ingår där kostnader för olika transportalternativ har beräknats men endast till en potentiell lagringsplats. Förutsättningarna för transportberäkningarna beskrivs i avsnitt 5.9.

## **5.6 Processen för att uppnå ett lager för koldioxid**

### **5.6.1 Etablering, drift och avslutning av ett lager – sammanfattning av aktiviteter utifrån riktlinjerna CO2QUALSTORE**

Ett antal industriföretag har tillsammans med IEA GHG R&D Programme under ledning av Det Norske Veritas (DNV) och representanter för norska myndigheter inom projektet CO2QUALSTORE<sup>119</sup> utarbetat ett generiskt arbetsflöde – aktiviteter och indelning i faser – för att etablera, driva och avsluta ett lager samt därmed sammanhängande tillståndhanteringsprocess. Den engelska originalversionen av sammanfattningen (Executive Summary) i CO2QUALSTORE återfinns i bilaga 1. Arbetet är baserat på bästa industriella praxis och enligt CO2QUALSTORE kan tillståndhanteringen sammanfattas enligt nedan:

- Lagringsoperatör lämnar in ansökan om ett undersökningstillstånd till behörig myndighet;
- Behörig myndighet beviljar undersökningstillstånd till lagringsoperatör;
- Lageringsoperatör utför undersökningar av potentiella CO<sub>2</sub>-lager, väljer lagringsplatser och förbereder relevant dokumentation av lagringsplatserna samt ansökan om ett lagringstillstånd;
- Lagringsoperatör lämnar in ansökan om lagringstillstånd till behörig myndighet; inkluderande övervakningsplan, återgärder i händelse av läckage eller ojämnhet, specifikation av CO<sub>2</sub>-strömmen, beskrivning av återgärder mot signifikanta avvikelser, förseglingsplan, och bevis på säkrad finansiering;
- Behörig myndighet beviljar lagringstillstånd till lagringsoperatör;
- Lagringsoperatör påbörjar injektering av CO<sub>2</sub> in i reservoaren enligt planen;
- Lagringsoperatör och behörig myndighet skall tillsammans genomföra regelbunden översyn av lagringstillstånd, uppdatering av övervakningsplanen, samt periodiska justeringar till finansiell säkerhet;
- Lagringsoperatör skall regelbundet rapportera lagringsverksamheten till behörig myndighet och samtidigt skall myndigheten regelbundet publicera information om lagringsaktiviteter för publik acceptans;

---

<sup>119</sup> Aarnes, J., et.al., “CO2QUALSTORE. Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>”, DET NORSKE VERITAS, DNV Report No.: 2009-1425, February 2010.

- Lagringsoperatör skall anmäla eventuell risk för läckage eller inträffat läckage eller signifikanta avvikelser till kompetent myndighet, och samtidigt genomföra korrigerande åtgärder för att skydda miljö och människors hälsa;
- Efter att behörig myndighet godkänt uppdaterad "Post-Closure"-plan, slutför CO<sub>2</sub>-lagringsoperatören stängning av CO<sub>2</sub>-lagret med tillstånd från behörig myndighet;
- Innan överföring av ansvaret, skall operatör göra finansiella bidrag tillgängliga för behörig myndighet;
- Operatör överför ansvaret för CO<sub>2</sub> lagret, inklusive specifika lagliga skyldigheter;
- Operatör skall överlämna en 'Post-Closure' plan, inkluderande uppdaterade planer för övervakning och korrigerande åtgärder, för godkännande.

Viktiga parametrar och undersökningar i samband med val av lagringsplats och etablering av ett lager beskrivs utförligt i avsnitt 5.5.1 och övervakningsmetoder sammanfattas i avsnitt 5.6.4. De olika faserna och aktiviteterna sammanfattas i tabell 5.9.

Källa: Guidance Document 1, CO<sub>2</sub> Storage Life Cycle Risk Management Framework, ICF International, Draft, April 9, 2010 som i sin tur är baserad på Aarnes, J., et.al., "CO<sub>2</sub>QUALSTORE. Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>", DET NORSKE VERITAS, DNV Report No.: 2009-1425, February 2010.

**Tabell 5.9 Sammanfattning av aktiviteter och tillståndshantering för CO<sub>2</sub> lager.**

FAS/MILESTONE		KOMPETENT MYNDIGHETS ANSVAR	OPERATÖRS AKTIVITETER	LÖPTID <sup>120</sup>
<b>Fas 1</b>	Utvärdering	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utvärderingen av lagringspotential</li> <li>• Definiera potentiella lagringsplatser, och var prospektering är nödvändig för val av lagringsplats.</li> <li>• Granskning av ansökan om prospekteringstillstånd</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Genomföra egna utvärderingar av lagringspotential, lagringsplatser och prospekteringsbehov</li> <li>• Utarbeta ansökan om prospekteringstillstånd</li> </ul>	0,5 – 2 år
<b>Milestone 1</b>	Beviljande av prospekteringstillstånd	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beviljar prospekteringstillstånd</li> </ul>		
<b>Fas 2</b>	Karakterisering av möjliga CO <sub>2</sub> lager	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Granskningen av ansökningar om lagringstillstånd (överstämelse)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utför prospektering och seismisk undersökning, provborrning och</li> </ul>	2 – 11 år

<sup>120</sup> Löptid: kan variera beroende på lagringsprojekt och lokala omständigheter

FAS/MILESTONE		KOMPETENT MYNDIGHETS ANSVAR	OPERATÖRS AKTIVITETER	LÖPTID <sup>120</sup>
		med myndigheters och EU:s krav på CCS samt relevant lagstiftning, finansiell säkerhet, teknisk kompetens)	injekteringstest <ul style="list-style-type: none"> <li>• Val av lagringsplats</li> <li>• Karakterisering av lagringsplats</li> <li>• Utarbeta projektplaner</li> <li>• Överlämna ansökan om lagringstillstånd (inklusive karakterisering av lagringsplats, riskvärdering, övervakning, korrigerande åtgärder och preliminära planer för försegling; kvantiteter och sammansättning av CO<sub>2</sub>, förebyggande åtgärder mot signifikanta avvikelser, bevis på säkrad finansiering etc.)</li> </ul>	
<b>Milestone 2</b>	Beviljande av lagringstillstånd	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Godkännande och beviljande av lagringstillstånd</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Godkännande av utvecklingsplanen för CO<sub>2</sub>-lagringsplatsen</li> </ul>	
<b>Fas 3</b>	Etablering av lager	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tillsyn av övervakning och rapportering av referensbanan.</li> <li>• Godkännande av uppdateringar av planer för övervakning och korrigerande åtgärder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uppbyggande av infrastruktur, bormning av injekterings- och övervakningsbrunnar</li> <li>• Sanering av befintlig infrastruktur och brunnar</li> <li>• Granskning av undersökningar av referensbanan samt övervakning inför injektering</li> <li>• Uppdatering av karakterisering av lagret, modeller samt planer för övervakning och korrigerande åtgärder</li> </ul>	1 - 3 år
<b>Milestone 3</b>	Idrifttagning		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Starta CO<sub>2</sub>-injektering och övervakning</li> </ul>	
<b>Fas 4</b>	Drift	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Besiktningar</li> <li>• granskning av lagringstillstånd</li> <li>• tillsyn av övervakning och</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Drift av injektering och övervakning</li> <li>• Rapportering prestanda</li> <li>• Uppdatering av karakterisering av</li> </ul>	5 - 50 år

FAS/MILESTONE		KOMPETENT MYNDIGHETS ANSVAR	OPERATÖRS AKTIVITETER	LÖPTID <sup>120</sup>
		rapportering <ul style="list-style-type: none"> <li>godkännande av uppdateringar av planer för övervakning och korrigerande åtgärder</li> <li>säkerställa implementering av nödvändiga korrigerande åtgärder</li> <li>Periodisk justering av finansiell säkerhet</li> </ul>	lager och modeller <ul style="list-style-type: none"> <li>Förändringar, granskningar och uppdateringar av planer för övervakning och korrigerande åtgärder</li> <li>Genomförande av korrigerande åtgärder i händelse av läckage och signifikanta avvikelser</li> <li>Återköpa utsläppsrätter i händelse av läckage</li> <li>Lämna in uppdaterad förseglingsplan</li> </ul>	
<b>Milestone 4</b>	Stängning	Följande två omständigheter kan leda till stängning av lager:  (1) Då villkor uppgivet i tillstånd har uppfyllts och stängning sker på begäran av lagringsoperatör, kan behörig myndighet auktorisera avslutning, baserad på en uppdaterad 'Post-Closure' plan.  (2) Alternativt, kan behörig myndighet besluta att stänga ett lager efter återkallande av lagrings tillstånd	<ul style="list-style-type: none"> <li>Avslutning av CO<sub>2</sub>-injektering och övervakning</li> <li>Delvis återställande av CO<sub>2</sub>-lager</li> </ul>	
<b>Fas 5</b>	'Post-Closure'/i inför överföring av ansvar	Om avslutning enligt fall (1), är myndigheten ansvarig för <ul style="list-style-type: none"> <li>Inspektioner</li> <li>Tillsyn av övervakning och rapportering</li> <li>Godkännande av uppdateringar av planer för övervakning och korrigerande åtgärder</li> <li>Säkerställa implementering av nödvändiga korrigerande</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>pågående övervakning</li> <li>rapportering av prestanda</li> <li>uppdatering av karakterisering av lager, planer för övervakning och korrigerande åtgärder</li> <li>utförande av nödvändiga korrigerande åtgärder i händelse av läckage eller signifikanta avvikelser</li> <li>Återköp av utsläppsrätter i händelse av läckage</li> </ul>	~20 år

FAS/MILESTONE		KOMPETENT MYNDIGHETS ANSVAR	OPERATÖRS AKTIVITETER	LÖPTID <sup>120</sup>
		<p>återgärder</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Periodisk justering av finansiell säkerhet</li> </ul> <p>Vid avslutning enligt fall (2), åtar sig myndigheten ytterligare ansvar:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• övervakning</li> <li>• rapportering</li> <li>• uppdatering av karakterisering av lager, riskbedömning och planer för övervakning och korrigerande återgärder</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• avlägsnande av injekteringsanläggningar</li> <li>• föresegling av lager</li> </ul>	
<b>Milestone 5</b>	Överföring av ansvar	<p>Om stängning sker enligt fall (1):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• godkännande eller avslag av överföring av ansvaret</li> <li>• Acceptans av ansvar för lager</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inlämning av överföringsrapport</li> <li>• Slutlig försegling av lager och avlägsnande av injekteringsanläggningar, samt återställande baserad på myndighets godkännande</li> <li>• Finansiellt bidrag görs tillgängligt för myndighet</li> <li>• Slut på lagringsoperatörens engagemang</li> </ul>	
<b>Phase 6</b>	Förvaltare	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Långsiktigt förvaltare av lager</li> <li>• Genomförande av övervakning och korrigerande återgärder vid behov</li> <li>• Genomförande av korrigerande återgärder i händelse av läckage eller signifikant avvikelse</li> <li>• Återköp av utsläppsrätter i händelse av läckage</li> </ul>		

### 5.6.2 CCS-direktivet om lagring

Enligt CCS-direktivet<sup>121</sup> kräver geologisk lagring av avskiljd CO<sub>2</sub> tillstånd från en kompetent nationell myndighet. Undantag gäller för lagring av mindre än 100 kiloton CO<sub>2</sub> för forskning och utveckling eller provning av nya produkter och processer.

I praktiken är det som erhålls genom avskiljningsprocessen inte ren koldioxid. Den så kallade CO<sub>2</sub>-ström som blir resultatet av avskiljningsprocessen måste dock enligt CCS-direktivet, för att få lagras, bestå huvudsakligen av CO<sub>2</sub>. Strömmen får inte heller innehålla andra substanser än CO<sub>2</sub> i en omfattning som skulle kunna ha negativa effekter på lagringsplatsens integritet eller utgöra en betydande risk för miljön eller människors hälsa. EU-kommissionen har mandat att utveckla riktlinjer för CO<sub>2</sub>-strömmens sammansättning.

Innan tillståndsprovning kan ske måste en miljökonsekvensbedömning göras i enlighet med MKB-direktivets krav. Om lagringen sker inom en medlemsstats territorium och riskerar att beröra grundvatten måste den geologiska formation som väljs vara ”permanent olämplig för andra ändamål”.

En viktig grund för bedömningen av den föreslagna lagringsplatsens lämplighet är den tredimensionella statisk-geologiska modell som ska konstrueras. Modellen ska beskriva lagringskomplexet i termer av bland annat area och djup och spricksystem samt reservoarens geomekaniska, geokemiska och flödesmässiga egenskaper. Den ska baseras på uppgifter som samlas in i enlighet med kriterier i direktivet. Modellen är tänkt att ge information om bl.a. lagringskapacitet, koldioxidens spridning över tid, mekanismer för och omfattning av CO<sub>2</sub>-avskiljning, risken för sprickbildning i lagringsformationer och takbergarter samt risken för läckage från lagringsplatsen.

En viss geologisk formation får väljas som lagringsplats bara om det inte, under de planerade användningsförhållandena, medför någon ”betydande risk” för läckage eller för miljön eller människors hälsa. Vad som närmare krävs för att detta kriterium ska anses uppfyllt är dock långt ifrån tydligt. Vidare föreskriver CCS-direktivet att verksamhetsutövaren ska övervaka injekteringsanläggningen, lagringskomplexet och, i tillämpliga fall, omgivningen.

Den som har tillstånd för lagringsverksamheten (det vill säga verksamhetsutövaren) har en skyldighet att motverka och kompensera skador i enlighet med miljöskadedirektivet och att täcka eventuella utsläpp med utsläppsrätter enligt EU ETS. Efter att lagringsplatsen har stängts – dvs. injektering av CO<sub>2</sub> upphört och vissa rättsliga kriterier uppfylls – fortsätter verksamhetsutövaren att ansvara för skador och utsläpp tills dess en formell överföring av ansvar till staten sker. Detta

---

<sup>121</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2009/31/EG av den 23 april 2009 om geologisk lagring av koldioxid och ändring av rådets direktiv 85/337/EEG, Europaparlamentets och rådets direktiv 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG och 2008/1/EG samt förordning (EG) nr 1013/2006.



ska som utgångspunkt ske tidigast 20 år efter att lagringsplatsen stängts och förutsätter att alla tillgängliga uppgifter visar att lagrad CO<sub>2</sub> kommer att förbli fullständigt och varaktigt innesluten. Även efter överföring av ansvar kan den tidigare verksamhetsutövaren hållas ansvarig om skada eller utsläpp uppstår till följd av tidigare brister i omsorgen eller undanhållande av information. Verksamhetsutövaren ska också lämna ett bidrag till staten för att täcka den förväntade kostnaden för övervakning i 30 år.

Hur dessa regler, som här bara presenterats översiktligt, ska implementeras i svensk rätt är för närvarande oklart. Viktigt att notera är att miljöbalken som utgångspunkt inte är tillämplig utanför territorialgränsen. I den mån den ska tillämpas på verksamheten måste det alltså anges särskilt.

### **5.6.3 Tillståndprocessen för etablering av koldioxidlager**

Genom CCS-direktivet (direktiv 2009/31) skapar EU ett regelverk för ”miljö-mässigt säker geologisk lagring av koldioxid”. Syftet med sådan lagring är ”permanent inneslutning av koldioxid på ett sätt som förhindrar och, där detta inte är möjligt, i möjligaste mån eliminerar negativa effekter och eventuella risker för miljön och människors hälsa”. (artikel 1)

De enskilda medlemsstaterna bestämmer om, och i så fall var, lagring av koldioxid ska få förekomma inom deras territorier eller jurisdiktionszoner till havs. De har rätt att helt avstå från att identifiera eller utnyttja eventuella lämpliga lagringsplatser. Det är även medlemsstaterna som fattar beslut om faktisk lagring i enskilda fall. (artikel 4)

För att få genomföra undersökningar av potentiella lagringsplatser som inbegriper borrhning, injekteringstester och liknande åtgärder krävs enligt direktivet ett särskilt undersökningstillstånd från behörig nationell myndighet. Alla som förfogar över den kapacitet som krävs har rätt att ansöka om ett sådant tillstånd och få ansökan prövad enligt objektiva och icke-diskriminerande kriterier. Under tillståndets giltighetstid har innehavaren ensamrätt på att undersöka potentiella lagringskomplex inom det område som tillståndet avser. Staten ska även se till att komplexet inte används på ett sätt som är oförenligt med undersökningsverksamheten under tillståndets giltighetstid. (artikel 5)

Med ”lagringsplats” avses i CCS-direktivet en avgränsad volym inom en geologisk formation som används för geologisk lagring av koldioxid och därtill hörande yt- och injekteringsanläggningar. Det mer omfattande begreppet ”lagringskomplex” innefattar lagringsplatsen men därutöver även det omgivande geologiska område som kan påverka lagringsintegriteten och -säkerheten. Det senare kan bli ett mycket stort område, särskilt om man beaktar koldioxidens potentiella utbredning över mycket långa tidsrymder och gör en vid tolkning av ”påverka”. Förtydliganden på EU- eller nationell nivå kan här behövas för att skapa förutsebarhet för verksamhetsutövare och ge vägledning för ansvariga myndigheter. (artikel 3)

Själva lagringsverksamheten kräver normalt tillstånd från behörig nationell myndighet (härefter ”myndigheten”). Undantag gäller enligt direktivet för planerad lagring av mindre än 100 kiloton koldioxid för forskning och utveckling eller provning av nya produkter och processer. Inget hindrar dock en medlemsstat från att kräva tillstånd även för sådan lagring. Vid prövning av en ansökan om att driva en lagringsplats gäller samma krav på öppenhet och ickediskriminering som för undersökningstillstånd. (artikel 6)

En ansökan om lagringstillstånd ska innehålla:

- bevis på sökandens tekniska kompetens;
- en beskrivning av lagringsplatsen och lagringskomplexet och den förväntade lagrings säkerheten;
- den totala mängd koldioxid som ska injekteras och lagras samt potentiella källor och transportmetoder;
- koldioxidströmmarnas sammansättning;
- injekteringstakt och injekteringstryck samt injekteringsanläggningarnas belägenhet;
- beskrivning av åtgärder för att förhindra betydande störningar;
- ett förslag till övervakningsplan;
- ett förslag till plan för s.k. korrigerande åtgärder (dvs. åtgärder för att avhjälpa störningar eller försluta läckor);
- ett förslag till preliminär plan för underhåll m.m. efter stängning;
- en beskrivning av det planerade projektet i enlighet med MKB-direktivets krav (direktiv 85/337); samt
- bevis på att en finansiell säkerhet eller motsvarande reservation i enlighet med direktivet kommer att vara giltig och i kraft innan injekteringen inleds.

I direktivet finns även ett antal kriterier (i bilaga I) för bedömningen av en geologisk formations lämplighet som lagringsplats. Beskrivning och bedömning av det potentiella lagringskomplexet och omgivande område ska göras i tre steg i enlighet med bästa metoder vid tidpunkten för bedömningen. De tre stegen, vilka alla innefattar ett antal kriterier, är:

1. Insamling av uppgifter – uppgifterna som samlas in ska vara tillräckliga för att upprätta en volymetrisk och tredimensionell statisk (3-D) geologisk modell över lagringsplatsen och lagringskomplexet inklusive takbergarter och hydrologiskt sammanlänkade områden;
2. Byggande av en tredimensionell statisk geologisk modell – modellen, eller modellerna, ska beskriva komplexet i fråga om bl.a. den fysiska fällans geologiska struktur, reservoarens geomekaniska, geokemiska och flödesmässiga egenskaper, porvolymen, samt spricksystem och eventuell förekomst

3. Beskrivning av dynamiskt beteende i samband med lagring samt beskrivning av känslighet och riskbedömning – beskrivningarna och bedömningen ska grundas på en dynamisk modellering som innefattar simuleringar med flera olika tidssteg av injektering av koldioxid i lagringsplatsen. Flera simuleringar ska göras för att fastställa bedömningens känslighet för antaganden avseende bestämda parametrar. Riskbeskrivningen ska göras genom en beskrivning av potentialen för läckage från lagringskomplexet, enligt vad som kunnat fastställas genom dynamisk modellering och säkerhetsbeskrivning. Den ska omfatta hela skalan av möjliga driftsförhållanden för att pröva lagringskomplexets säkerhet.

Myndigheten får tillåta avvikelser från ett eller flera av kriterierna under förutsättning att verksamhetsutövaren har visat att detta inte påverkar beskrivningens och bedömningens ändamålsenlighet som beslutsunderlag. (bilaga I)

Det är upp till sökanden att visa på lämpligheten hos den formation som man avser att använda som lagringsplats. Beroende på platsens natur och eventuella tidigare användning kan varierande mängder information om platsen finnas tillgängliga. Informationens relevans för lagring av koldioxid måste alltid kontrolleras och eventuell ytterligare information inhämtas.

En viss geologisk formation får väljas som lagringsplats bara om det inte, under de planerade användningsförhållandena, medför någon ”betydande risk” för läckage eller för miljön eller människors hälsa. Vad som närmare krävs för att detta kriterium ska anses uppfyllt är inte tydligt definierat.<sup>122</sup> (artikel 4)

---

<sup>122</sup> Med ”betydande risk” avses ”en kombination av en sannolikhet att skada ska uppkomma och skada av en omfattning som inte kan förbises utan att direktivets syfte när det gäller den berörda lagringsplatsen ifrågasätts”. Den svenska språkversionen är sannolikt missvisande då den ger intryck av att det bara är skadas omfattning som inte ska kunna förbises utan att direktivets syfte kan ifrågasättas. En sådan tolkning innebär att själva sannolikheten för att skada ska uppkomma förblir odefinierad. En rimligare tolkning, som också är väl förenlig med bl.a. de danska och engelska språkversionerna, är att det är kombinationen av sannolikheten och omfattningen som inte ska kunna förbises utan att syftet kan ifrågasättas. I den danska versionen definieras ”væsentlig risiko” som ”en kombination af en sandsynlighed for, at en skade indtræffer, og et omfang af skade, som der ikke kan ses bort fra, uden at der sættes spørgsmålstejn ved dette direktivs formål for så vidt angår den pågældende lagringslokalitet”. Det stämmer också överens med en vedertagen förståelse av begreppet risk. Dessvärre blir begreppet ”betydande risk” svårfångat även med denna tolkning eftersom direktivets syfte är långt ifrån tydligt. Direktivets syfte synes vara ”miljömässigt säker geologisk lagring av koldioxid för att bidra till att bekämpa klimatförändringar.” Syftet med ”miljömässigt säker geologisk lagring” av koldioxid är i sin tur ”permanent inneslutning av koldioxid på ett sätt som förhindrar och, där detta inte är möjligt, i möjligaste mån eliminerar negativa effekter och eventuella risker för miljön och människors hälsa.” För att vara betydande ska en risk alltså innebära att möjligheten att bidra till att bekämpa

Myndigheten får endast bevilja ett tillstånd om den, på grundval av ansökan och andra relevanta uppgifter, har försäkrat sig om att:

- a) alla relevanta krav i CCS-direktivet och annan relevant EU-lagstiftning har uppfyllts;
- b) verksamhetsutövaren är ekonomiskt stabil och tekniskt kompetent och att det går att förlita sig på att denne kan driva och övervaka platsen och att verksamhetsutövaren och all personal kommer att få yrkesmässig och teknisk utbildning;
- c) om det finns mer än en lagringsplats i samma hydrauliska enhet, att den potentiella tryckinteraktionen är sådan att båda lagringsplatserna samtidigt kan uppfylla kraven i CCS-direktivet. (artikel 8)

Om fler ansöker om tillstånd för samma plats ska företrädare normalt ges till innehavaren av ett undersökningstillstånd för området.

Myndigheten ska upprätta ett utkast till lagringstillstånd och sända det till EU-kommissionen tillsammans med annat material som myndigheten beaktar när den fattar beslut om att godkänna en lagringsplats. Kommissionen har fyra månader på sig att avge ett yttrande över utkastet, men kan också avstå. Den nationella myndigheten är inte bunden av ett eventuellt yttrande men måste motivera avvikelser från det när den utfärdar tillståndet. (artikel 10)

I tillståndet ska en rad villkor fastställas, däribland:

- lagringsplatsens och lagringskomplexets exakta lokalisering;
- den totala mängden koldioxid som får lagras, samt högsta tillåtna injekteringstakt och injekteringstryck;
- koldioxidströmmens sammansättning (dvs. godtagbar förekomst av föroreningar);
- en godkänd övervakningsplan;
- villkoren för stängning och en godkänd preliminär plan för verksamhet efter stängning;
- krav på att upprätta och bibehålla en finansiell säkerhet. (artikel 9)

Om ett tillstånd ges ska myndigheten därefter informeras om alla planerade förändringar av driften av lagringsplatsen och ska, när så är lämpligt, uppdatera lagringstillståndet eller villkor för tillståndet.

Inga väsentliga förändringar får genomföras utan ett nytt eller uppdaterat lagringstillstånd. Tillståndet ska också uppdateras eller, som sista utväg,

---

klimatförändringar genom geologisk lagring av koldioxid, varvid negativa effekter förhindras eller, när det inte är möjligt, i möjligaste mån elimineras, kan sättas i fråga. En risk är förstås alltid möjlig att förhindra genom att inte tillåta lagringen. Detta krävs dock inte, vilket är naturligt eftersom det sannolikt skulle omöjliggöra varje geologisk koldioxidlagring då risken knappast någonsin kan visas vara noll. Det som måste bedömas tycks bli om en risk hotar möjligheten att i möjligaste mån eliminera risker som inte kan undvikas. Otydligheten öppnar upp för en ganska fri bedömning, även om direktivet kan anses sända en signal om att försiktigt ska råda.

återkallas, bland annat om myndigheten har uppmärksammats på läckage eller betydande störningar, eller om den fått kännedom om att verksamhetsutövaren underlåtit att uppfylla tillståndsvillkoren.

Ett beslut om återkallande kan också tas om det bedöms som nödvändigt på grundval av den vetenskapliga och tekniska utvecklingen. Under alla omständigheter ska ett lagringstillstånd uppdateras senast fem år efter utfärdandet och därefter vart tionde år. (artikel 11)

#### **5.6.4 Övervakning**

Verksamhetsutövaren ska övervaka injekteringsanläggningen, lagringskomplexet och, i tillämpliga fall, omgivningen. Övervakningen ska syfta till att:

- jämföra koldioxidens och formationsvattnets faktiska och modellerade beteende på lagringsplatsen;
  - upptäcka om koldioxiden migrerar och/eller läcker;
  - upptäcka betydande störningar eller betydande negativa effekter på den omgivande miljön, särskilt på dricksvatten, för människor eller användare av den kringliggande biosfären;
  - bedöma effektiviteten av eventuella korrigerande åtgärder (dvs. åtgärder för att avhjälpa störningar eller försluta läckor);
  - uppdatera bedömningen av lagringskomplexets säkerhet och integritet på lång och kort sikt, inbegripet bedömningen av huruvida den lagrade koldioxiden kommer att förbli fullständigt och varaktigt innesluten.
- (artikel 13)

Övervakningen sker enligt en plan som verksamhetsutövaren utarbetar i enlighet med krav i direktivets bilaga II och som ska godkännas av den behöriga myndigheten. Planen ska innehålla detaljer om den övervakning som ska ske under projektets huvudfaser, däribland övervakning av utgångsläget, driftövervakning och övervakning efter stängning. Planen ska för varje fas bl.a. ange övervakade parametrar och den teknik som används för övervakning. Teknikval ska motiveras. Valet av övervakningsteknik ska grundas på bästa tillgängliga metoder vid tidpunkten för utformandet.

Planen måste minst innefatta kontinuerlig eller intermittent övervakning av:

- läckage av koldioxid vid injekteringsanläggningen;
- volymetriskt flöde av koldioxid vid injekteringsbrunnstopparna;
- koldioxidens tryck och temperatur vid injekteringsbrunnstopparna;
- kemisk analys av det injekterade materialet; samt
- reservoarens temperatur och tryck.

Om det föreligger en väsentlig skillnad mellan det observerade och det förutsedda beteendet ska 3-D-modellen (ang. modellen se ovan under ”Tillstånd för geologisk koldioxidlagring”) kalibreras om för att återspegla det observerade beteendet.

Om nya koldioxidkällor, kanaler och flöden eller observerade signifikanta avvikelser från tidigare bedömningar identifieras till följd av historisk matchning och omkalibrering av modeller ska övervakningsplanen uppdateras. (CCS-direktivets bilaga II)

Övervakningen efter stängning ska grundas på den information som samlats in och modellerats under genomförandet av övervakningsplanen.

Planen ska under alla omständigheter uppdateras minst vart femte år för att ta hänsyn till förändringar av de bedömda läckageriskerna, förändringar av de bedömda riskerna för miljön och för människors hälsa, nya vetenskapliga rön samt förbättringar av bästa tillgängliga teknik. Uppdaterade planer ska lämnas för godkännande till den behöriga myndigheten. Minst en gång om året ska verksamhetsutövaren rapportera till myndigheten resultaten av övervakningen samt uppgifter om de koldioxidströmmar som tagits emot och injekterats. (artikel 13 och 14)

Utgångspunkten för planen är hela tiden de risker som identifierats. Det är sannolikt att ny kunskap om ett lagringskomplex egenskaper kommer att genereras kontinuerligt under verksamhetens bedrivande och att övervakningen kommer att behöva anpassas till detta. Den initiala osäkerheten med tekniken generellt kan även motivera extra geografiska säkerhetsmarginaler till dess att mer kunskap har vunnits om praktisk, storskalig tillämpning av geologisk lagring som del av CCS.

Vid utarbetande och uppdatering av planen ska verksamhetsutövare också beakta riktlinjer som fastställts i enlighet med ”handelsdirektivet” (direktiv 2003/87, som skapar EU ETS). Det rör sig framför allt om att eventuella läckage av koldioxid skall täckas av utsläppsrätter och övervakningen därutav, se avsnitt 4.2.3. Effektivast för verksamhetsutövare, och eventuellt också för ansvariga myndigheter, bör vara att samordna övervakningen enligt CCS-direktivet med den som ska genomföras inom ramen för handelsdirektivet.

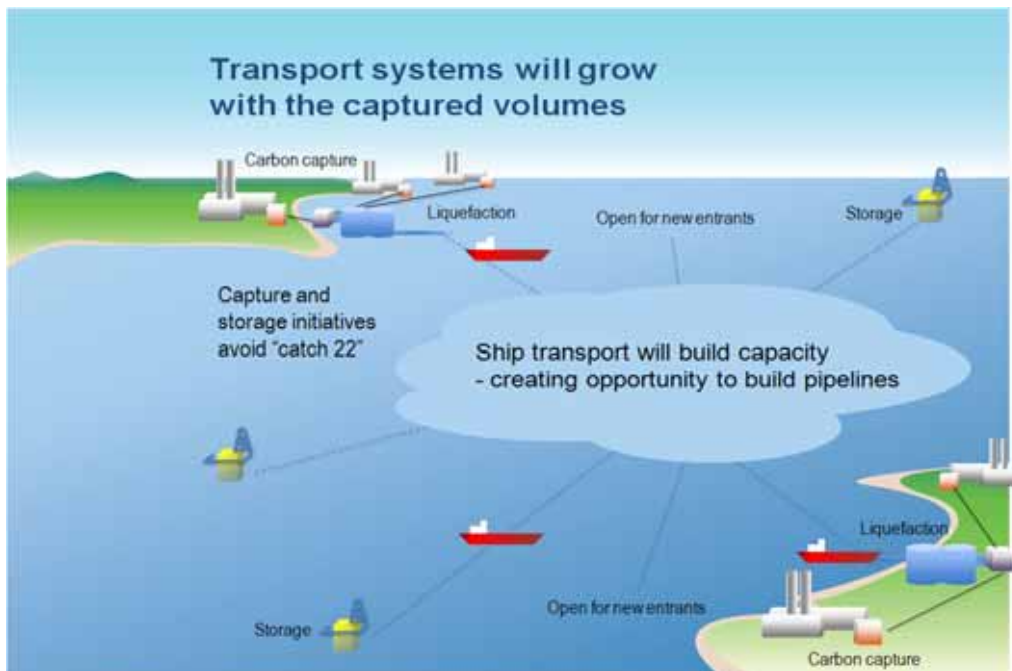
Efter överföring av ansvaret för lagringsplatsen från verksamhetsutövaren till staten får övervakningen minskas till en nivå som gör det möjligt att upptäcka läckage och betydande störningar. Om sådana upptäcks ska övervakningen intensifieras i den utsträckning som krävs för att bedöma problemets omfattning och effektiviteten hos korrigerande åtgärder som vidtas. (artikel 18)

Övervakning och mätning är förenat med betydande osäkerheter och svårigheter. Det har inte minsta att göra med de stora områden som kan beröras av ett koldioxidlager. Det finns risk för att läckage som sker på ett sätt som man inte förutsett eller som bedömts som mindre sannolikt inte kommer att fångas upp av övervakningsmekanismerna. Det har också pekats på en betydande skillnad mellan vad som är tekniskt och vetenskapligt möjligt i fråga om övervakning och vad

som i praktiken kan tillämpas i en kommersiell verksamhet. Det är långt ifrån klart vad som utifrån såväl tekniska som ekonomiska aspekter kommer att betraktas som bästa tillgängliga teknik för övervakningen. Val av teknik och övervakningens intensitet och utformning kommer också i stor utsträckning att vara beroende av den enskilda lagringsplatsens egenskaper varför standardiserade krav blir svåra att uppställa annat än på en generell nivå.

## 5.7 Transport av koldioxid

### 5.7.1 Fartygstransport



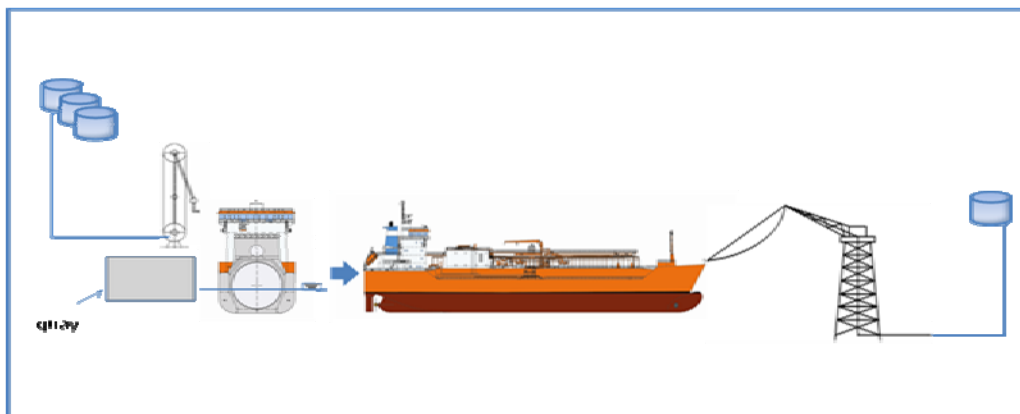
**Figur 5.18 Dynamisk volymutveckling för infrastrukturinvesteringar.**

Figur 5.18 har tagits fram av I.M. Skaugen och visar hur transport av koldioxid med fartyg kan vara särdeles gynnsamt i ett initialt skede då endast en eller några få anläggningar (av många potentiella i olika kluster) har installerat anläggningar för koldioxidavskiljning. Transporter med båt kan i det skedet bidra till att dynamiskt bygga upp volymer av koldioxid för transport till en tidpunkt när storskaliga investeringar i infrastruktur för rörledningar kan bedömas ekonomiskt försvarbara.

### 5.7.2 Systembeskrivning Fartygstransport

Logistikkedjan för fartygstransport av koldioxid omfattar tre led:

- Mellanlager
- Skeppning
- Lossning (med eventuellt mellanlager)



**Figur 5.19** Komponenter för fartygstransport.

Samtliga delar av kedjan kan konstrueras med hjälp av befintlig och beprövad teknologi. Det nya är framför allt storskaligheten, den nödvändiga regulariteten samt lossning av gastankers till havs. För att komplettera bilden ovan inkluderas även en kort beskrivning av förvätskning (liquefaction) som föregår logistikkedjan för att preparera koldioxiden före fartygstransport. I det följande beskrivs kortfattat systemet med indikationer om utvecklingsläge och behov för forskning, teknologiutveckling och -certifiering.

### 5.7.3 Tryck och temperatur vid skeppning

Koldioxid kan teoretiskt transporteras med båt vid tre olika tryck/temperaturkombinationer.

- ”komprimerat”, gasformigt, vid tryck från 100 bar och uppåt, liknande förhållandet i rörledningar. Sedan lång tid pågår utveckling av så kallade CNG-fartyg, (Compressed Natural Gas) där man prövar att utnyttja rörledningsteknologi. Avsikten är att montera en stor mängd rörledningssegment vertikalt, förbinda dessa till ett lagersystem samt integrera detta på fartyget. Metoden skulle reducera energiförluster vid omvandling från/till gasformigt förhållande. Bland andra det norska rederiet Knutsen har annonserat att man avser utveckla tekniken även för CO<sub>2</sub>-transport. Hittills har metoden inte kunnat verifieras eller testas. Det finns heller ingen klassning för CNG-fartyg eller någon annan operationell erfarenhet, varför det bör betraktas som osannolikt att metoden kommer att operationaliseras inom det närmaste decenniet.
- 15 till 18 bar och -25 till -28 °C, flytande. De fyra mindre fartyg (800 - 1200 m<sup>3</sup>) som idag (och sedan nära tjugo år) fraktar små volymer av kolsyra i Europa, för den kommersiella industrigasmärknaden, är klassade för denna tryck- och temperaturkombination. Därmed ansluter de till övriga logistikkomponenter inom industrin samt till gängse produktionsmetoder för industriell CO<sub>2</sub>.
- 7 bar och -55 °C, flytande. Densiteten är då närmare 1 200 kg/m<sup>3</sup>. Av ekonomiska skäl önskar man hålla lägsta möjliga tryck, dock utan att riskera att understiga trippelpunkten 5,2 bar, vartill det är lämpligt att utforma systemet med en viss säkerhetsmarginal, varför 6,5 – 8,0 bar har blivit ett



<sup>123</sup> med tillräcklig kapacitet för CCS-demonstrationsprojekt, som är klassificerade (godkända) för att skeppa koldioxid<sup>124</sup>.

Slutsatsen är att det för överskådlig tid är osannolikt att fartyg med komprimerad CO<sub>2</sub> (alternativ a) kommer att vara tillgängliga och det finns idag inga publicerade kostnadsuppskattningar för den teknologin applicerad för CO<sub>2</sub>. Beräkningar utförda av I M Skaugen, Teekay och Linde Gas indikerar att för de volymer och distanser som måste hanteras inom ramen för CCS så blir kostnaden för alternativ c) (7 bar/-55°C), cirka 20 % lägre än alternativ b), både vad avser kapital och drift. Tidigare studier<sup>125</sup> har kommit till samma slutsats men från delvis andra utgångspunkter, varför den fortsatta beskrivningen och kostnadsberäkningar för CO<sub>2</sub>-skeppning avser endast alternativ c). Rederinäringen arbetar vidare med att fastställa optimala fraktförhållanden men området kan ur ett svenskt CCS-perspektiv betraktas som kvalificerad teknologi utan behov för större forskningsinsatser.

#### 5.7.4 Förvätskning

Gränssnittet mellan avskiljning och transport kan beskrivas med en fysisk punkt (ventil/röravsnitt) varefter gasen hanteras inom transportsystemet. Flera teoretiska studier och förstudier till planerade projekt arbetar med den specifikation som togs fram inom Dynamis-projektet<sup>126</sup> vad avser accepterade orenheter. Trycket efter olika metoder av koldioxidavskiljning beskrivs till allt från atmosfäriskt till upp till 110 bar. De flesta kostnadsberäkningar som publicerats bygger på att den största delen av kompressionen, upp till över superkritiskt vid 73 bar, ingår i kostnaden för avskiljningsprocessen. Detta arbete kräver cirka 90 kWh/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Av detta följer att förvätskning kan ske genom utnyttjande av Joule-Thomson-effekten till önskat tryck- och temperaturförhållande. Processen innebär att cirka 40 % av gasen förångas ("flashas av") och måste komprimeras på nytt med ett energibehov på cirka 40 – 50 kWh/ton, vilket utgör huvuddelen av kostnaden i både kapital- och driftskostnader. Metoden är väl känd inom processindustri men är alltså energikrävande. Dagens anläggningar för industriellt bruk har en kapacitet på upp till 50 – 75 ton per timme (500 kton per år) men uppskalning bedöms vara både möjlig och ekonomiskt försvarbar.

---

<sup>123</sup> <http://www.norgas.org/index.php/fleet-info>

<sup>124</sup> Det danska rederiet Maersk uppskattar att man i båtar med dagens design bör kunna frakta 45 kiloton koldioxid.

<sup>125</sup> IEA GHG R&D Programme, June 2004; CO<sub>2</sub> Maritime Transportation IFP 2010

<sup>126</sup> Dynamis Brochure "Near Zero Emission from Electricity and Hydrogen Production with CO<sub>2</sub> Capture and Storage (CCS)", Project number 019672 co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme.

Förvätskning sker i flera steg av komprimering och kylning till kondensering, beroende på vilket ingångsvärde gasen har från avskiljningsprocessen. Aspelund et al<sup>127</sup> beräknar energiförbrukningen till ca 110 kWh/t<sub>CO2</sub> med utgångspunkt i atmosfäriskt tryck och ambient temperatur. IEA/Mitsubishi (2005) beräknar på motsvarande sätt energiförbrukningen till 125 kWh/t<sub>CO2</sub>, det vill säga cirka 40 % mer än komprimeringen till överkritiskt. Hela processen är kapitalkrävande men har vissa skaleffekter i utrustning och infrastruktur (förnödenheter som vatten, energi och annan utrustning som kan delas med annan processverksamhet), varför man med fördel bygger systemet för gemensam förvätskning för flera avskiljningsanläggningar. Rörtransport av koldioxiden fram till förvätskningen kan ske med lägsta möjliga tryck. Vid samtal med företrädare för klustret vid Yorkshire och Humber i norra England<sup>128</sup> med utsläpp i storleksordningen 60 mtpa, framgår att man avser använda cirka 10 bars tryck i matarledningarna fram till koncentrationspunkter i klustret. Det kan ge en effekt i lägre materialkostnader för ledningarna där man kanske till och med kan använda plast istället för stål.

Förvätskningsanläggningar för koldioxid förekommer idag för kommersiellt bruk med en årskapacitet på upp till 50 – 75 ton per timme och produktionslinje, en skala som är upp till en tiondel av behoven inom CCS. Beroende på slutproduktens användningsområde kan ytterligare reningssteg kopplas på, för att minska graden av orenheter. Det är noterbart att förvätskningen reducerar vatteninnehållet till ca 50 ppm vilket innebär att ordinär stålqualität (carbon steel) kan utnyttjas för logistikkedjan. Inom ZEP (Zero Emissions Platform) har man beräknat investeringen för en anläggning (first-of-a-kind, FOAK) med en årskapacitet på 2,5 Mton till cirka 20 miljoner EUR och en total kostnad på 5,5 EUR/t CO<sub>2</sub> vid ett pris på elektricitet på 0,11 EUR/kWh.

### 5.7.5 Mellanlager och utlastning

Kraftproduktion eller industriell verksamhet med stora koldioxidutsläpp drivs normalt med målet att nå maximal kontinuerlig drift, med endast planerade, periodiska avbrott för underhåll. Med installerad CO<sub>2</sub>-avskiljning innebär det ett kontinuerligt flöde av koldioxid för vidare transport och geologisk lagring. För injektering i akvifärer eller uttömda naturgas/-oljelager finns fördelar med ett jämnt flöde av koldioxid, även om tryck- och temperaturvariationer i injekteringsbrunnar fortsatt utgör ett område där behovet av ytterligare forskning och pilotprojekt är stort. Liksom för annan processindustri möts rörledningar kravet om kontinuerliga flöden men utgör samtidigt också en omedelbar avbrottsrisk utan möjlighet till buffring. Fartygstransport innebär ett diskontinuerligt flöde, men kan systemmässigt planeras så nära kontinuerligt som möjligt och samtidigt minimera avbrottsrisken genom inbyggda marginaler och buffertlager.

---

<sup>127</sup> SHIP TRANSPORT OF CO<sub>2</sub> Technical Solutions and Analysis of Costs, Energy Utilization, Exergy Efficiency and CO<sub>2</sub> Emissions ASPELUND, M. J. MØLNVIK and G. DE KOEIJER

<sup>128</sup> Yorkshire Forward A Carbon Capture and Storage Network for Yorkshire and Humber, May 2008

De flesta beskrivningar av storskalig fartygstransport av CO<sub>2</sub> utgår från lokal, regional eller interregional verksamhet. Därför är typiska rundturstider 2, 3 eller kanske upp till 6, 7 dagar. Det är av stor vikt att skapa lösningar i vilka fartygen anländer till lastningshamn respektive lossningsplats med hög regelbundenhet, det vill säga vid samma tidpunkt på dagen. Det är ordinarie praxis att lastningskapaciteten i hamn (pumpkapacitet och rörledningar) dimensioneras proportionellt till fartygets lastkapacitet varför det för lastning är realistiskt att anta en konstant tidsåtgång, oavsett fartygsstorlek, lämpligen 12 timmar. På samma sätt kan tidsåtgången vid lossning av flytande koldioxid likaså beräknas till 12 timmar. Tiden för lossning i gasform direkt till injektering kommer att bero på vilken typ av process som används för förgasning och tryckökning och på reservoarens beskaffenhet, men typiskt kan det röra sig om 24 till 36 timmar.

Behovet av buffertlager mellan avskiljning och utlastning beräknas utifrån övriga komponenter i logistikkedjan. Utgångspunkten för sådana beräkningar kan vara en optimering mellan kapital- och driftskostnad för buffertlagret, kravet på hela CCS-systemets tillgänglighet och på den beräknade kostnaden för forcerade utsläpp (spotpris för utsläppsrätter) om logistiksystemet skulle falla vid någon tidpunkt. Det är osannolikt att produktionsanläggningen skulle stoppas för att CCS-kedjan står stilla, men även där kan optimum beräknas utifrån slutproduktens kalkylerade nettomarginal och marginalkostnaden för forcerade utsläpp. Buffertlagrets storlek beräknas som en multipel av transportkapaciteten och med beaktande av den beräknade rundturstiden inklusive lastning, lossning, manövrering och transittid. Beroende på transportsenario och pumpkapacitet kan därför lagerstorleken variera från 0,8 till 1,3 gånger skeppsstorleken.

Koldioxiden hålls i mellanlager vid samma tryck och temperatur som under båttransporten. Isolering dimensioneras anpassad till beräknad lagertid och genomsnittlig yttemperatur. Lagret förbinds med processanläggningen för återföring av förångad koldioxid från utlastningen till fartyget och returgas från fartygstankarna efter lossning, det vill säga man beskriver ett slutet system för att eliminera systemläckage. Buffertlager kan konstrueras på flera olika sätt, men tryck- och temperaturförhållandena innebär vissa tekniska begränsningar. Fartygstankar för detta tryck optimeras tekniskt och ekonomiskt till en diameter av högst fjorton meter. Inbyggda i fartygsskrov uppgår den maximala volymen därför till mellan 5 000 och 6 000 m<sup>3</sup> per tank. Teoretiskt kan samma design användas för stationära buffertlager, speciellt om tankarna installeras i pråmar för permanent förankring i utskeppningshamn. En sådan lösning innebär sannolikt den lägsta totalkostnaden, om man inkluderar mobilisering och drift. Rederiet Teekay har uppskattat den totala kostnaden för komplett installation till cirka 1 000 EUR/m<sup>3</sup>.

Ett alternativ är att konstruera så kallade tankfarmer för installation på en landyta nära processanläggningen och utskeppningspunkten. Med erfarenhet från ett stort antal liknande installationer inom industrigasmiljö har konsultfirman Tel-Tek uppskattat kostnaden till cirka 1 500 EUR/m<sup>3</sup>. BKK i Bergen har i en intern rapport om en CO<sub>2</sub>-hub i Mongstad, Norge, beskrivit möjligheten att skapa mellan-

lagring i befintliga saltkaverner. De uppskattar kapaciteten till mellan två och tre fartygslaster och förutsätter tryck och temperatur till densamma som beskrivits ovan för fartygstransport. Naturligtvis är sådana lager endast tillgängliga i begränsad utsträckning (där de förekommer naturligt). Detta resonemang bygger på behovet av uppskalning och anpassning av befintlig teknologi för design och konstruktion av trycktankar, vilket med fördel skulle kunna bli föremål för ytterligare teknisk forskning och utveckling, speciellt som detta utgör en väsentlig andel av den totala logistikkostnaden.

Fartyget lastas via en eller flera utskeppningsarmar på kajen. Med tanke på behovet av både mycket hög regularitet och av minimerade kostnader bör en hög grad av automatisering eftersträvas. För gastankers finns specialutvecklade utlastningsarmar (Chiksan Marine Loading Arms)<sup>129</sup>, som kan betecknas som standard, till vilka fartyget ansluts med nära nog automatik efter det att förtöjning har skett. Armarna kan kontrolleras och styras från bryggan varvid manuell hantering i stort elimineras. Varje sådan komplett installation beräknas kosta cirka 1 miljon EUR och dimensioneras proportionellt till fartygets lastkapacitet.

För regelbunden trafik med samma fartyg i dedikerad hamn finns också system för automatiserad och fjärrkontrollerad förtöjning med utnyttjande av vakuumteknologi, exempelvis Cavotec system.<sup>130</sup> När det gäller förtöjning kan samma resonemang som för utlastningen (ovan) appliceras och sannolikt visa sig ekonomiskt, om man bedömer att samma fartyg kommer att utnyttjas för en hel projektperiod på exempelvis trettio år.

### 5.7.6 Skeppning

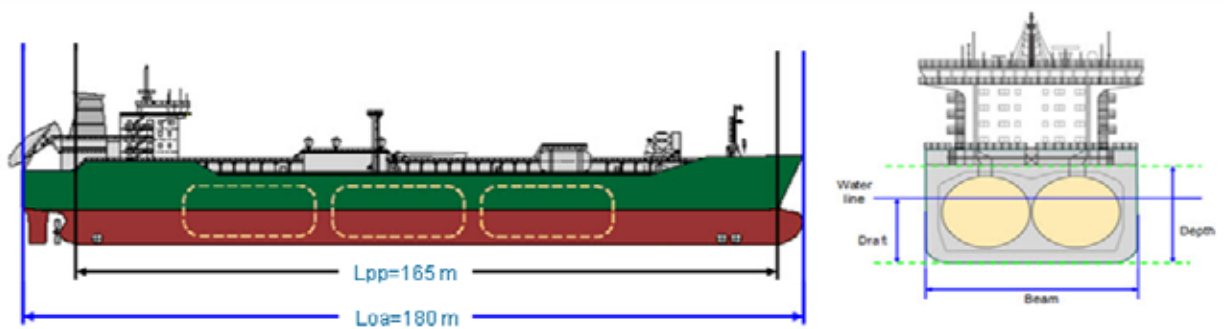
Storskalig fartygstransport av koldioxid för CCS-industrin kan komma att utvecklas till en ny och viktig affärgren för gastankernäringen. Volymmässigt kan man i Europa föreställa sig en total potential kring 50 – 70 mtpa<sup>131</sup>, vilket nära nog motsvarar den volym olja som idag skeppas från Nordsjön till kusten med så kallade shuttle vessels. Med anledning av detta och av det långsiktigt industriella perspektivet utgår vi därför i det följande från att dedikerade fartyg med anpassad design kommer att tjänstgöra inom CO<sub>2</sub>-skeppning.

Enligt ovan förväntas teknologin likna befintlig hantering av LPG och andra petrokemiska gaser, det vill säga trycksatt och kylt, med skillnaden att CO<sub>2</sub> kräver ett tryck (med viss marginal) över 5,2 bar. Det innebär med dagens teknologi för konstruktion av tryckkärl att total lastkapacitet ekonomiskt kommer att vara begränsad (uppåt) till någonstans kring 35 000 till 45 000 m<sup>3</sup>. Det föreligger redan preliminär design vilket bland annat annonserats av rederierna Mærsk Tankers (DK) och Anthony Veder (NL). Följande illustration är en principskiss från Navion/Teekay av ett fartyg med 20 000 m<sup>3</sup> tankkapacitet:

<sup>129</sup> <http://www.fmctechnologies.com/en/LoadingSystems/Technologies/ChiksanMarineLoadingSystems/ChiksanMarineLoadingArms.aspx>

<sup>130</sup> <http://www.cavotec.com/ports-maritime/english/36/automated-mooring-systems/>

<sup>131</sup> Carbon Capture Journal, May – June 2010, Issue 15



**Figur 5.20** Principskiss General Arrangement 20 000 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>-fartyg med lossning över aktern.

Utöver konventionell tankerdesign kan nämnas några väsentliga skillnader:

- För europeiska förhållanden förväntas man ej behöva någon anordning ombord för att ta hand om förångad koldioxid, då transittiden med koldioxid inte överstiger sju dygn.
- För skandinaviska rutter och speciellt Bottenviken/norra Östersjön måste kriterierna för högre isklass uppfyllas.
- För lossning offshore (vilket kan förväntas vara den vanligaste formen av lossning) krävs dynamisk positionering (GPS-assisterad manövrering för exakt positionering av fartyg till havs) och anpassningar för anslutning till lossningsplattform eller dito torn liksom möjligheter till lossning över aktern istället för föröver.
- Anpassning till fjärrkontrollerad förtöjningsanordning.
- För att minimera den ekonomiska risken kan de första CO<sub>2</sub>-fartygen även utrustas för att klara enkel konvertering till transport av konventionell LPG eller etylen och liknande produkter, för vilka det redan idag finns en etablerad marknad.

I det ovanstående beskrivs både status och utvecklingsbehov, varvid konstateras att tankerkapacitet kommer att finnas tillgängligt för marknaden när behovet uttalas och kan finansieras. Det är snarare en fråga om pilotprojekt och genomförande av tester av storskalig transport, lastning och lossning än ny, revolutionerande design. CCS förväntas ställa höga krav på stor kostnadseffektivitet, varför minsta möjliga nyutveckling kommer att underlätta. Pilottester kan i avvaktan på nybyggnation genomföras med något av de sex redan certifierade och klassade fartygen, vilket i sig kunde utgöra stommen i ett forskningsprojekt med praktisk tillämpning.

### 5.7.7 Ledtider och kostnader

Ledtiden för CCS-projekt i demonstrationsfasen understiger sannolikt inte 7 till 8 år. Från signering av bindande kontrakt kan ett CO<sub>2</sub>-fartyg vara klart för driftsättning inom högst 2 till 3 år, beroende på konjunkturen för skeppsbyggnation. Av resonemanget ovan framgår att den tekniska utvecklingen av CO<sub>2</sub>-fartyg ej innebär en flaskhals, ens i de första större CCS-projekten. I Europa förväntas de första storskaliga projekten vara i drift kring 2015, som ett resultat av det program

för demonstration av CCS-teknologier som EU-kommissionen lagt fast och där finansieringen bland annat ska ske genom medel från det så kallade NER, ”New Entrance Reserves”, med 300 miljoner utsläppsrätter. En första finansiering av förstudier med maximalt 180 miljoner EUR per projekt via EEPR har redan allokerats till sex namngivna projekt<sup>132</sup>.

Kostnader för fartygstransport är volymberoende, både vad avser kapitalkostnader och driftskostnader. Huvudsakliga driftskostnader för fartygen utgörs av bemanning, bränsle, underhåll och hamnavgifter. Vidare kostnadsdrivare för hela kedjan är förvätskningen, med hög kapitalinsats och energiåtgång, men även mellanlager är en stor kostnadspost. Installationer på havsbotten liksom plattformar är kapital- och driftskostnadsintensiva oavsett transportform.

En komplett modell för optimering av hela logistikkedjan måste innefatta

- mellanlager (buffertlager) vid utskeppningshamn
- mellanlager (buffertlager) offshore, i den utsträckning detta är nödvändigt med hänsyn till reservoar och injekteringsbrunn
- injekteringsutrustning samt
- kostnad för att borra och driva brunnar

I jämförelse med rörledningar utgörs kostnaden för skeppning ändå till en mindre andel av kapitalkostnader vilket alltså innebär lägre risk för investerare. Eftersom gastransport med fartyg är en mogen teknologi, reglerad under IMO:s IGC (International Gas Carrier Code) och eftersom ledtiden från beslut till genomförande är kort, så kan fartygstransport komma att få en katalytisk effekt i CCS-industrins första utvecklingsfas.

### **5.7.8 Transport av koldioxid med pipeline**

Koldioxid bör fraktas vid tryck över den kritiska punkten, det vill säga vid 73 bar och högre. Eftersom trycket minskar under transporten kan det därför vara nödvändigt att utplacera pumpar längsmed transportsträckan för att säkerställa att trycket alltid håller sig över det kritiska (73 bar). Samtidigt gäller för landbaserade pipelines att för högt tryck kan vara känsligt och ofta rekommenderas ett maximalt tryck på 100 till 125 bar. I tätbyggda områden kan man knappast hålla så höga tryck. Tills exempel gäller för naturgaspipelines i Sverige att stamnätet håller ett maximalt tryck på 80 bar vilket måste sänkas kraftigt inom tätbyggda strök (i distributionsnätet i Göteborg transporteras naturgasen i pipelines med ett tryck på 4 bar). Å andra sidan så gäller särskilda regler för naturgas eftersom det räknas som explosivt/brandfarligt samtidigt som det inte finns några regleringar för transport av trycksatt koldioxid i rörledningar. Man kan också tänka sig att det kommer att ställas särskilda krav på bland annat rörledningens dimensionering (tjocklek) vid höga tryck över land. Rotterdam Climate Initiative föreslår att koldioxiden fraktas vid ett tryck på 20 bar inom Rotterdam varpå trycket höjs till ca 150 bar vid en kompressorcentral innan rörledningen går ut i Nordsjön. Vid

---

<sup>132</sup><http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/09/542&format=HTML&age=d=0&language=EN&guiLanguage=en>

tryck på 20 bar och temperatur på 1 till 40°C är koldioxiden i gasfas med en densitet runt 35 kg/m<sup>3</sup>, att jämföra med 700 kg eller mer vid tryck över 73 bar. Genom att öka hastigheten på gasen (minska rörledningens diameter) kraftigt får man då ändå ett relativt kostnadseffektivt flöde<sup>133</sup>. Det kommer sannolikt att vara Arbetsmiljöverket som kommer att utarbeta regleringar för transport av koldioxid i rörledningar. För offshore pipelines kommer det sannolikt inte vara lika känsligt med höga tryck samtidigt som det kommer öka kostnaderna kraftigt om man behöver installera pumpar offshore. Vid ankomst till lagringsreservoaren skall koldioxiden ha samma tryck som det tryck som finns inuti reservoaren vilket också bör ligga över den kritiska punkten för att uppnå hög densitet, det vill säga 73 bar och högre vilket normalt finns vid ca 800 meters djup eller mer. GeoCapacity med flera rekommenderar reservoarer liggande på djup mellan 800 och 2 500 meter. Vid större djup kommer normalt reservoarens permeabilitet och porositet vara för låg för effektiv injektering och lagring av koldioxid<sup>134</sup>.

Ett stort centraliserat nätverk för avskiljning, transport och lagring av CO<sub>2</sub> kan tänkas bestå av uppåt 4 olika typer pipelines; så kallade ”Collecting Pipelines” (CPL) från varje enskild utsläppskälla, ”Bulk eller Backbone Pipelines” (BPL), ”Reservoir Pipelines” (RPL) för det fall att injektering skall ske i flera reservoarer och slutligen ”Injection Pipelines” (IPL) dedikerad för varje enskild injekteringsbrunn och där rörledningens diameter bestäms av reservoarens specifika injektivitet (Chalmers använder 2 injekteringsflöden: 0,5 och 1,0 miljoner ton per brunn per år). Dessutom kan man eventuellt tänka sig flera små rörledningar som transporterar rökgas till en gemensam avskiljningscentral för mindre anläggningar<sup>135</sup> eller rörledningar som transporterar absorberad rökgas till en gemensam desorptionscentral<sup>136</sup>. CPL:s (och eventuella rökgaspipelines) kommer typisk att ha en längd på mellan några hundra meter till några få tiotals kilometer, BPL:s från några tiotals kilometer till flera hundra kilometer, RPL:s några tiotals kilometer medan IPL:s några kilometer. Medan CPL:s och rökgaspipelines i stort sett alltid kommer att vara landbaserade (onshore) så kan övriga rörledningar vara både landbaserade och havsbaserade (offshore).

Befintliga rörledningar för transport av naturgas kan eventuellt användas för transport av koldioxid om de ändå inte längre används, det vill säga efter att transporten av naturgas har upphört. Detta vill främst vara ett alternativ i länder med omfattande naturgasnät och med god lagringspotential som till exempel i England och Nederländerna. Även i Norge kan användning av uttjänta naturgasledningarna komma att bli aktuella, dock på lite längre sikt eftersom Norge kommer att ha behov för ett omfattande eget naturgasnät längre än England och Nederländerna. De långt flesta naturgasledningarna åtminstone i England är gjorda av kolstål och skall därmed vara tillräckligt starka för att frakta koldioxid under högt tryck förutsatt att fukthalten i koldioxiden är tillräckligt låg (500 ppm).

---

<sup>133</sup> Även transport i rörledningar av plastkomposit med ett tryck på 10 bar diskuteras.

<sup>134</sup> GeoCapacity, 2009. ”Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide”. Final report. Project No SES6-518318.

<sup>135</sup> COCATE som startade i januari 2010 och leds av det franska IfP (Institute Francais du Petrole) ser på möjligheterna att använda CCS vid mindre anläggningar.

<sup>136</sup> IEA, CO<sub>2</sub> abatement in oil refineries; Fired heaters. Report No. PH3/31, October 2000.

Primärt finns det två problem relaterade till användning av gamla naturgasledningar för transport av koldioxid, nämligen 1) Den trycknivå det befintliga nätet är designat för kommer sannolikt inte vara optimalt för transport av koldioxid och 2) Befintliga rörledningar kan vara för gamla. I England har man identifierat åtminstone 28 naturgaspipelines, vardera med uppskattad transportkapacitet mellan 10 och 50 miljoner ton koldioxid per år, och som kan tänkas vara användbara för transport av koldioxid.<sup>137</sup>

Exakt mätning av CO<sub>2</sub>-flöden under de olika faserna av en CCS-kedja kan komma att utgöra en stor utmaning. De flesta av dagens tekniker som används för att mäta flöden kräver ett stadigt, förutsägbart och kontrollerbart enfasflöde. Dessutom, alla orenheter i flödet kommer att påverka koldioxidens fysiska egenskaper såsom densitet och fas och de flesta mätinstrument i användning i dag ger flöden i volym och inte i massa. Hur viktigt en exakt mätning kan komma att bli förstår man om man ser på större koldioxidflöden. Ett exempel är Europas största kolkraftverk Belchatow i Polen. Detta kraftverk släpper ut drygt 30 miljoner ton CO<sub>2</sub> årligen vilket ger en avskiljningspotential på 27 miljoner ton koldioxid per år. Givet ett emissionspris för koldioxid på 30 EUR per ton så kommer varje procents felmätning av utsläpp/läckor under de olika faserna i CCS-kedjan (det vill säga under avskiljning, transport, injektering och lagring) utgöra kring 8 miljoner EUR. De största Svenska utsläppskällorna har vardera en avskiljningspotential på omkring 2 miljoner ton per år vilket motsvarar 0,6 miljoner EUR för varje procents fel i mätningarna (vid ett emissionspris på 30 EUR per ton). Enligt EU ETS (European Union Emission Trading Scheme) "Monitoring and Reporting Guidelines" så skall maximalt tillåten osäkerhet i mätningarna ligga på 1,5 %. Det Engelska bolaget TUV NEL söker för närvarande partners med kunskap från samtliga delar i CCS-kedjan som kan delta i ett samarbetsprojekt för att utvärdera och rekommendera olika mätningsteknologier för CCS<sup>138</sup>.

Det finns vissa rekommenderade kvalitetskrav på koldioxid vid frakt i rörledning och i det fall att koldioxiden skall injekteras i ett oljefält för ökad utvinning, så kallad "Enhanced Oil Recovery" (EOR). Tabell 5.10 visar kvalitetskrav för transport av CO<sub>2</sub> i rörledning samt för EOR, framtagna i det EU-finansierade projektet DYNAMIS.<sup>139</sup>

---

<sup>137</sup> BERR 2007. "Development of a CO<sub>2</sub> transport and storage network in the North Sea". Report to the North Sea Basin Task Force".

<sup>138</sup> TUV NEL 2009, Carbon Capture Journal 2010

<sup>139</sup> Dynamis Brochure "Near Zero Emission from Electricity and Hydrogen Production with CO<sub>2</sub> Capture and Storage (CCS)", Project number 019672 co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme.



**Tabell 5.10 Kvalitetskrav på koldioxid för transport i rörledningar och vid injektering i oljefält för ökad utvinning.**

KOMPONENT	MAX KONCENTRATION	BEGRÄNSNINGAR
H <sub>2</sub> O	500 ppm	Tekniska: Lägre än lösningsbegränsningen för H <sub>2</sub> O i CO <sub>2</sub> . Ingen signifikant "cross effect" av H <sub>2</sub> O och H <sub>2</sub> S, "cross effect" av H <sub>2</sub> O och CH <sub>4</sub> är signifikant men inom gränserna för löslighet i vatten
H <sub>2</sub> S	200 ppm	Hälsa och säkerhetsimplikationer <sup>2</sup> , 1,000 ppm enligt STEL (se nedan)
CO	2000 ppm	Hälsa och säkerhetsimplikationer <sup>2</sup> , 10,000 ppm enligt STEL (se nedan)
O <sub>2</sub> <sup>1</sup>	Akvifär<4 vol%, EOR 100-1000 ppm	Tekniska: Osäkerhet för EOR eftersom det saknas praktisk erfarenhet
CH <sub>4</sub> <sup>1</sup>	Akvifär<4 vol%, EOR<2 vol%	Tekniska: 0.4 mol% vid transport fungerar men lägre än 2 vol% vid EOR
N <sub>2</sub> <sup>1</sup>	<4 vol% (alla icke-kondenserbara gaser)	
AR <sup>1</sup>	<4 vol% (alla icke-kondenserbara gaser)	
H <sub>2</sub> <sup>1</sup>	<4 vol% (alla icke-kondenserbara gaser)	Ytterligare reduktion av H <sub>2</sub> rekommenderas pga dess energiinnehåll
SO <sub>2</sub>	100 ppm	Hälsa och säkerhetsimplikationer <sup>2</sup> , 500 ppm enligt STEL (se nedan)
NO <sub>2</sub>	100 ppm	Hälsa och säkerhetsimplikationer <sup>2</sup> , 500 ppm enligt STEL (se nedan)
CO <sub>2</sub>	> 95,5%	Balanserad med andra komponenter i koldioxiden
<b>Noter:</b>		
1: Koncentrationen av alla icke-kondenserbara gaser bör tillsammans inte överstiga 4 volym%		
2: Hälsa- och säkerhetsaspekterna vid transport av oren CO <sub>2</sub> i rörledning refererar till snabba, korta (i tid) läckor i fall av bristning i rörledningen. Max tillåten koncentration refererar till såkallad "Short term Exposure Limits" (STEL) för H <sub>2</sub> S, CO, SO <sub>2</sub> och NO <sub>2</sub> i CO <sub>2</sub> -flödet. STEL ger den maximala mängden av en komponent som någon kan exponeras för i en period av 15 minuter utan att det skall få negativa hälsoeffekter.		

Källa: Dynamis Brochure "Near Zero Emission from Electricity and Hydrogen Production with CO<sub>2</sub> Capture and Storage (CCS)", Project number 019672 co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme.

## 5.7.9 Tillstånd gällande transport av koldioxid

De viktigaste transportmedlen för avskild CO<sub>2</sub> förväntas med hänsyn till de aktuella volymerna bli pipeline och fartyg. Framställningen här fokuserar därför på dessa.

### 5.7.9.1 Pipeline

#### Koncession och MKB

Det mest sannolika är att pipelines för transport av CO<sub>2</sub> blir föremål för krav på koncession från regeringen på motsvarande sätt som idag gäller för rörledningar för transport av råolja eller annan vätska eller gas som är ägnad att användas som bränsle (se lag (1978:160) om vissa rörledningar). Regeringen får då rätt att föreskriva de villkor "som behövs" för skyddet av människors hälsa och miljön. Koncessionsplikt skulle också innebära ett automatiskt krav på miljökonsekvens-

beskrivning (MKB) i samband med ansökan om koncession. MKB:n ska bland annat redogöra för de eventuella effekterna på människor, djur, växter, mark, vatten, luft, klimat, landskap och kulturmiljö samt på effekterna för hushållningen med material, råvaror och energi. (miljöbalken (MB) 6:3 och 6:7). Den miniminivå som krävs av CCS-direktivet är annars att pipelines för CO<sub>2</sub> med en längd > 40 km och en diameter på > 800 mm måste föregås av en MKB.

Om verksamheten kommer att falla under lagen om vissa rörledningar ges staten rätt att ”delta i verksamheten”. Detta innebär i praktiken främst en möjlighet att få tillgång till information även i fall verksamheten bedrivs av privata aktörer samt att ta ut en avgift.

CO<sub>2</sub>-pipelines kommer att klassificeras som miljöfarlig verksamhet enligt miljöbalken men kommer inte att vara föremål för tillstånds- eller anmälningsplikt. Motsvarande funktion fylls i stället av koncessionen. Detta förutsatt att krav på koncession införs.

#### Tillgång till mark

Rätt att utnyttja mark för dragande av pipeline för transport av CO<sub>2</sub> kommer sannolikt att regleras genom ändringar i ledningsrättslagen (1973:1144) vilken möjliggör dragande av ledningar även mot de berörda fastighetsägarnas vilja. Fråga om ledningssätt prövas efter ansökan av lantmäterimyndigheten. Ledningsrätt innebär befogenhet att inom fastighet vidta de åtgärder som behövs för att dra fram och använda en ledning (pipeline). I ledningsrätten ingår rätt att installera pumpstationer och andra tillbehör. Den som beviljas ledningsrätt är skyldig att ersätta fastighetsägaren för den mark som tas i anspråk.

Inom område med detaljplan, eller områdesbestämmelser får en ledningsrätt inte upplåtas i strid mot planen eller bestämmelserna. Om syftet med planen eller bestämmelserna inte motverkas, får mindre avvikelser göras.

#### Områdesskydd

Att ett område är föremål för särskilda skyddsåtgärder, till exempel för naturvårdsändamål, kan det försvåra eller förhindra framdragande av en pipeline igenom eller i närheten av området. Av störst betydelse i sammanhanget är områden som ingår i nätverket Natura 2000. För dessa gäller att åtgärder (i själva området såväl som utanför) som på ett betydande sätt kan påverka miljön i området kräver ett särskilt tillstånd. Förutsatt att pipelines för transport av CO<sub>2</sub> blir föremål för krav på koncessionen kan regeringen pröva detta tillstånd i samband med koncessionsprövning. Om den planerade verksamheten kan skada de livsmiljöer som området avser att skydda eller försvåra bevarandet av en art som området avser att skydda kan tillstånd bara ges under vissa förutsättningar, bland annat att det saknas alternativa lösningar och att det finns tvingande orsaker av väsentligt allmänintresse för att vidta åtgärden (MB 7:28-29). För det CCS-kluster kring Bottenviken som har presenterats tidigare i denna rapport bör emellertid Natura 2000-områden inte utgöra ett allvarligt hinder. Åtminstone inte inom

svenskt territorium. De skyddsområden som finns utefter kusten i området är relativt små och ligger i flera fall i havsbandet. De Natura 2000 områden som i första hand kan tänkas beröra en pipeline på svensk sida är skyddsområdena vid Persöfjärden och Smedsbyfjärden i närheten av Boden. Nätverket Natura 2000 omfattar inte Norge. Den tänkta pipelinesträckningen genom Norge tycks inte heller beröra något område föremål för mer långtgående skydd av annat slag. Vid dragning av en pipeline som går från kusten genom norra Finland till Norge måste det emellertid beaktas att flera av Finlands nordligaste kommuner, däribland Enontekiö och Inari, innefattar flera mycket stora Natura 2000-områden vilket skulle kunna utgöra ett hinder mot, eller åtminstone försvåra och fördyra, annars lämpliga dragningar. Detta behöver utredas närmare.

Framförallt kring Luleå finns flera naturreservat som skulle kunna beröras av en pipeline kring Bottenviken. Man bör, om det blir aktuellt, studera existerande föreskrifter för de enskilda reservaten eftersom skyddet av sådana reservat utformas individuellt för varje område.

Det finns också ett antal områden som kan tänkas beröras av en pipeline kring Bottenviken som är utpekade som varande av riksintresse för naturvård och/eller friluftsliv eller kulturmiljön (bland annat vid Byskeälven, Piteälven, Råneåälven och Stavsjön). Sådana områden skall skyddas mot åtgärder som kan påtagligt skada natur- eller kulturmiljön. Ett riksintresse bör inte utgöra ett absolut hinder för en pipelinedragning men särskilda åtgärder eller sträckningar kan sannolikt krävas för att undvika påtaglig skada inom sådant område.

Det bör även vara intressant för lagstiftare och myndigheter att överväga möjligheten att också utpeka områden av riksintresse för CCS (vilket i detta avseende får anses ha betydande likheter med till exempel energiproduktion eller avfallshandling vilka är intressen som idag kan ligga till grund för riksintresseutpekanden).

#### Bygglov

Något krav på bygglov för pipelines finns inte i dagsläget och är knappast att räkna med framöver. Bygglov krävs däremot för eventuella byggnader ("husliknande") och tunnlar som kan bli nödvändiga som del av transportsystemet. Bygglov prövas av berörd kommun med möjlighet att överklaga till länsstyrelsen och vidare till förvaltningsdomstol.

#### Vattenverksamhet

Vid byggande i vatten, till exempel av fundament för att dra pipeline över vatten eller pipelines som ska förankras i vatten, krävs tillstånd från miljödomstol för så kallad vattenverksamhet. För att sådana ska få bedrivas krävs också att fördelarna med verksamheten från allmän och enskild synpunkt överväger kostnaderna samt skadorna och olägenheterna av den (MB 11:6). Miljödomstolen får inte uppställa begränsningar för byggandet i vatten som innebär förbud för framdragande av pipeline enligt regeringens koncessionsbeslut.

### Kontinentalsockeln

Om en pipeline ska läggas på havsbotten utanför Sveriges territorialgräns (det vill säga mer än 12 tolv nautiska mil eller 22 224 meter utanför den så kallade baslinje som anges i Lag (1966:374) om Sveriges sjöterritorium) krävs redan idag tillstånd från regeringen enligt Lag (1966:314) om kontinentalsockeln. Däremot tillämpas inte miljöbalkens regler om miljöfarlig verksamhet eller vattenverksamhet utanför territorialgränsen.

#### 5.7.9.2 Fartygstransporter

Transport med fartyg aktualiserar två regelverk. Dels det som uppställer krav på själva fartyget, dels det som reglerar den eller de hamnar som trafikeras.

#### Fartyg

Utöver det allmänna regelverk som gäller för sjöfarten omfattas fartyg för transport av förvätskad gas i bulk av den så kallade IGC-koden (The International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk) vilken uppställer tekniska krav på fartygets konstruktion och utrustning. Koden införlivas i svensk rätt genom Sjöfartsverkets föreskrifter (SJÖFS 2006:36) om transport till sjöss av kondenserade gaser i bulk.

#### Hamnar

Byggnation och drift av hamn kräver tillstånd för miljöfarlig verksamhet från länsstyrelsen om hamnen är avsedd att trafikeras av fartyg med bruttodräktighet på mer än 1350 ton. Nybyggnation eller om- och tillbyggnad av en hamn kräver också tillstånd från miljödomstol för vattenverksamhet om arbetet innebär byggnation i vatten. Om tillstånd krävs innebär det också att samråd måste hållas och en MKB utarbetas. I den mån byggnader uppförs vid ny-, om- eller tillbyggnad av en hamn krävs bygglov från kommunen. Uppförande av cisterner kan i sig medföra krav på bygglov om de anses kunna medföra brand eller andra olyckshändelser. Om hamnen innebär uppförande av ny sammanhållen bebyggelse, samt under vissa andra omständigheter, kan en detaljplan också krävas.

Krävs tillstånd för såväl miljöfarlig verksamhet som vattenverksamhet kan dessa samordnas till en prövning. Frågor om detaljplan och bygglov hanteras i separat ordning av kommunen.

## 5.8 Terminal vid lager

### 5.8.1 Gränssnitt mellan transportsystem och injekteringssystem

Det finns flera olika tänkbara sätt att utforma gränssnittet mellan bulktransport och geologiska injekteringssystem för koldioxid. Vilken typ av anslutning som används beror bland annat på transportsättet samt på om lagringen sker på land eller till havs och det finns flera olika tänkbara alternativ.

### *Lagring på land ("on-shore")*

Transportrörledningen ansluts direkt till injekteringsbrunnarna via grenrör ("christmas tree"). I vissa fall behövs också en pump för att höja trycket.

### *Lagring till havs ("off-shore")*

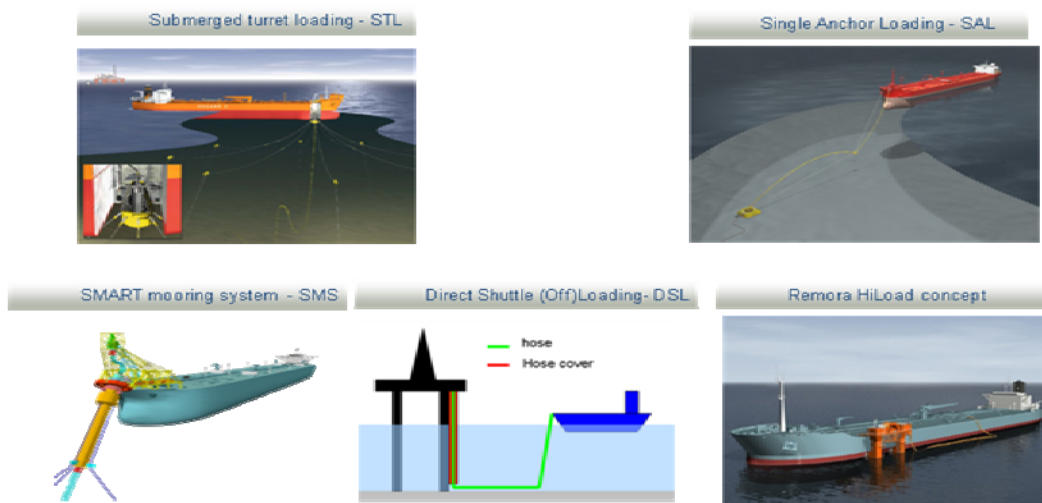
- a) Om CO<sub>2</sub> transporteras i rörledning, ansluts den till injekteringsbrunnarna på i princip samma sätt som på land; rörledning, grenrör och anslutningar byggs då direkt på havsbotten, och täcks av en överbyggnad ("manifold").
- b) Om CO<sub>2</sub> anländer med fartyg, angör fartyget en boj, och CO<sub>2</sub> pumpas från fartyget via en rörledning ner till havsbotten, och vidare via grenrör till injekteringsbrunnarna. Grenrör och anslutningar på havsbotten utformas på samma sätt som om CO<sub>2</sub> anländer i rörledning.
- c) Om en plattform (för olje- eller gasutvinning) redan finns i aktuellt område och kan bli tillgänglig, kan den sannolikt användas för CO<sub>2</sub>-injektering, men att bygga en ny plattform enbart för CO<sub>2</sub>-injektering är en mycket kostsam lösning.

## **5.8.2 Lossning av koldioxid från fartyg**

Fartyg kan lossa koldioxid på två olika sätt, med koldioxiden i fortsatt flytande, trycksatt och kall form, det vill säga 7 bar och – 55°C eller i överkritiskt tillstånd (dense phase) med ett tryck över 73 bar. Även andra former kan förekomma vilket dikteras av lagringsreservoarens egenskaper, men primärt styr dessa två tillstånd valet av lossningslösning.

Lossning till mellanlager i hamn eller offshore sker genom pumpning av den vätskeformiga koldioxiden. Pumpningen är okomplicerad, pumpkapaciteten kan optimeras ekonomiskt och kräver egentligen inte mer energi än pumpning av vatten. För att lossa produkten under högt (superkritiskt) tryck krävs även ett processteg där koldioxiden tillåts expandera och samtidigt värmas upp genom att tillföra värme från extern värmekälla med ett beräknat effektbehov på 5 MW. För båda metoderna samlas returgasen upp i en returledning för vidare återföring till förvätskningsanläggningen i eller nära utlastningshamnen.

När lossning sker till ett mellanlager i en hamn, krävs i stort sett samma utrustning som i utskeppningshamnen. Vid lossning offshore krävs faciliteter för snabb, säker och kostnadseffektiv angöring till fast installation på platsen. Beroende på lokala förhållanden (vind, strömningar, vågor, vattendjup, temperatur och andra närliggande aktiviteter (olje- eller gas-produktion)) så kommer olika typer av installationer att utnyttjas. Här föreligger stor erfarenhet från oljeindustrin, men anpassningar kommer att behöva göras dels för att fartygen är väsentligt mindre och dels för att hanteringen av koldioxid ställer andra tekniska krav än kolväten. Här följer några enkla principskisser för fasta installationer:



**Figur 5.21** Exempel på lösningar för lossning offshore.

Det föreligger ett stort behov av att bättre förstå gränsytan mellan fartyget och injekteringsbrunnarna, speciellt vad avser brunnens tolerans för tryck och temperatur på koldioxiden och likaså kring den värmning och trycksättning som erfordras samt hur denna kan ordnas på mest fördelaktiga sätt.

### 5.8.3 Injekteringsteknik för geologisk lagring

Avsnitt 5.8.3 om injekteringsteknik är till stora delar identisk med text från kapitel 5 i IPCC:s rapport om CCS<sup>140</sup>.

#### *Injekteringsbrunnar*

Lämpliga tekniker för storskalig geologisk lagring av CO<sub>2</sub> – borrhål, injektering, simulering och färdigställande av injekteringsbrunnar – finns tillgängliga baserade på omfattande erfarenheter inom olje- och gasindustrin.

Konstruktionen av en injekteringsbrunn för CO<sub>2</sub> liknar konstruktionen av en brunn för injektering av gas i ett oljefält eller i ett naturgaslager. Det är dock nödvändigt att uppgradera flera komponenter i borrhål för att uppnå hög trycktolerans och bättre korrosionsbeständighet. Teknologi har utvecklats för hantering av CO<sub>2</sub> – och för EOR även för avskiljning av sura gaser. Horisontella brunnar och geografiskt utbredda brunnar förbättrar möjligheten till CO<sub>2</sub>-injekteringen vid en individuell brunn. Weyburnfältet i Kanada är ett exempel där användningen av horisontella injekteringsbrunnar för CO<sub>2</sub> ökar oljeutvinningen såväl som CO<sub>2</sub>-lagringen. En horisontell injekteringsbrunn kan dessutom göra det möjligt att skapa en injekteringsprofil som minskar negativa effekter av att injekterad gas företrädesvis sprider sig genom zoner med hög permeabilitet.

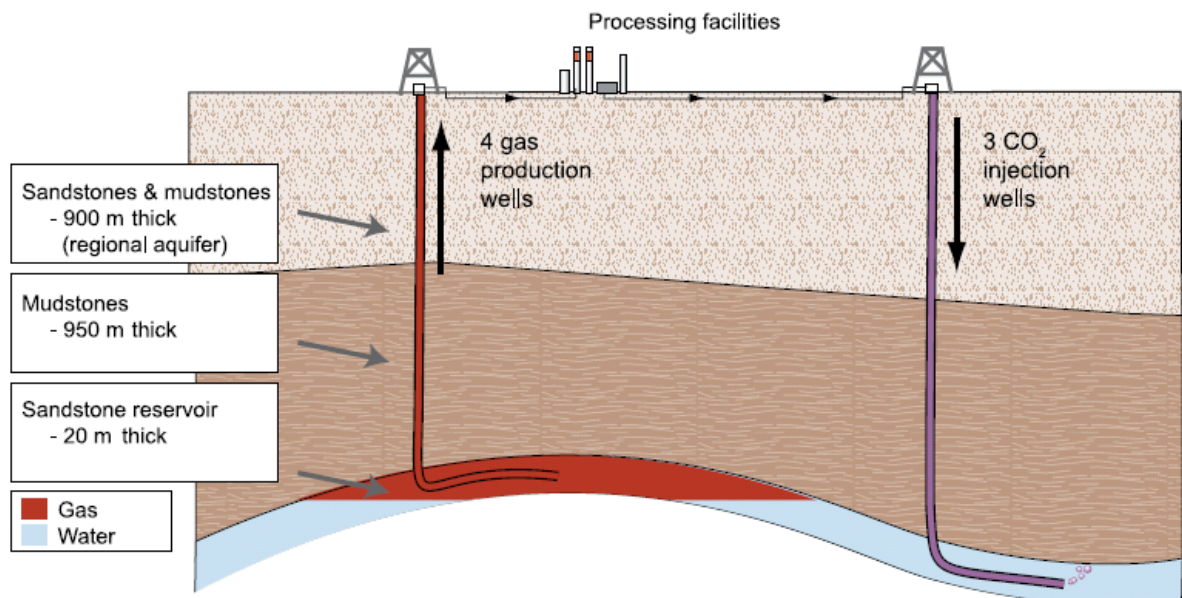
---

<sup>140</sup> IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.

Antalet brunnar som krävs för ett lagringsprojekt beror av ett antal faktorer, däribland:

- Total injekteringshastighet
- Den geologiska formationens permeabilitet, tjocklek och högsta injekteringstryck
- Tillgänglig markyta för injekteringsbrunnarna

Generellt behövs färre brunnar för berggrund med hög permeabilitet, för formationer med relativt stor mäktighet, och för projekt med horisontella injekteringsbrunnar. Till exempel använder Sleipnerprojektet, som injekterar CO<sub>2</sub> i en geologisk formation med hög permeabilitet och 200 m mäktighet bara en brunn för att injektera 1MtCO<sub>2</sub> per år<sup>141</sup>. In Salah-projektet i Algeriet injekterar å andra sidan CO<sub>2</sub> i en 20 m mäktig formation med mycket lägre permeabilitet<sup>142</sup>. Här används tre långa horisontella brunnar och mer än 1 km avstånd till varandra för att injektera mer än 1 MtCO<sub>2</sub> per år – upp till 1,2 Mt per år planeras, se figur 5.22.



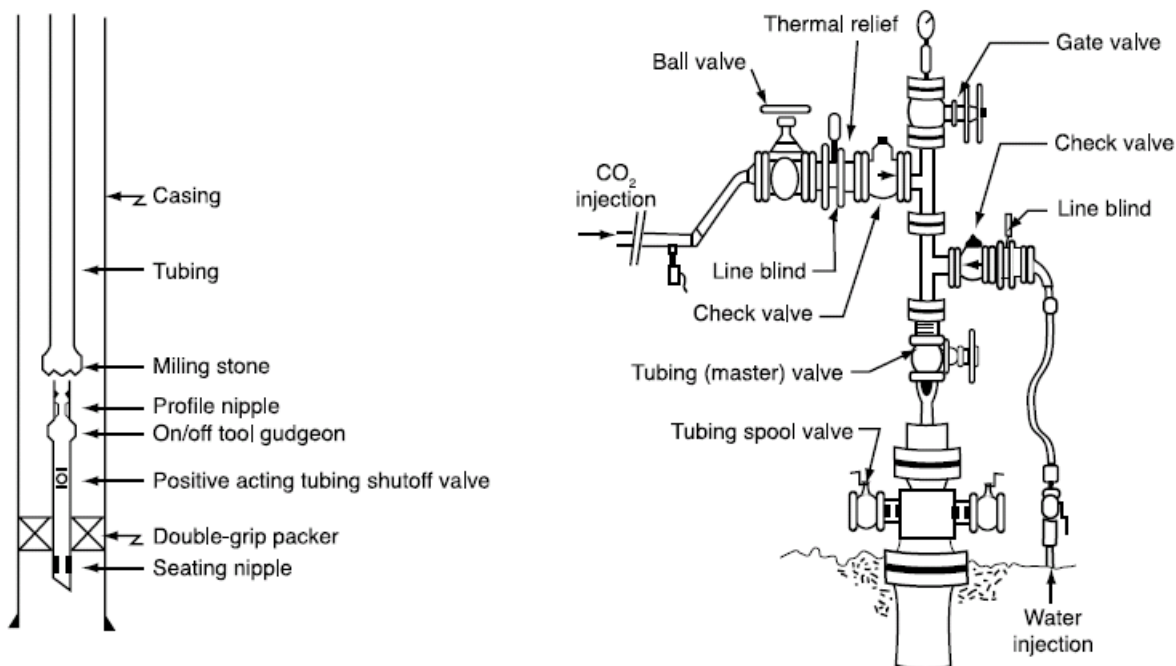
**Figur 5.22** Skiss över In Salah Gas Project, Algeriet. En Mt CO<sub>2</sub> lagras årligen i gasreservoaren.

Källa: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.

Kostnaderna beror till stor del på antalet brunnar, avstånd mellan brunnar och färdigställningstekniker för dessa brunnar. Därför är noggrann konstruktion, optimering av antalet brunnar och avstånd mellan dessa viktigt för kostnadseffektiva lagringsprojekt. En typisk utformning av en injekteringsbrunn visas i figur 5.23.

<sup>141</sup>Korbol, R. and A. Kaddour, 1994: Sleipner West CO<sub>2</sub> disposal: injection of removed CO<sub>2</sub> into the Utsira formation. *Energy Conversion and Management*, 36 (6 – 9), 509 – 512.

<sup>142</sup>Riddiford, F.A., A. Tourqui, C.D. Bishop, B. Taylor and M. Smith, 2003: A cleaner development: The In Salah Gas Project, Algeria. *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6)*, J. Gale and Y. Kaya, (eds.), 1 – 4 October 2002, Kyoto, Japan, v.I, 601–606.



**Figur 5.23 Utformning av injekteringsbrunn för CO<sub>2</sub>.**

Källa: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.

Injekteringsbrunnar brukar utrustas med två ventiler för styrning; en för normal drift och en för säkerhetsavstängning. Ringformiga tryckdetektorer hjälper till att detektera läckage i ytterhölje och rör. För att förebygga farligt högt tryck vid anläggningar på marken och läckage av CO<sub>2</sub> till atmosfär, måste injekteringen stoppas så fort som möjligt om ett läckage inträffar. En automatisk avstängningsventil rekommenderas för detta ändamål.<sup>143</sup> En riskhanteringsplan behövs för att hantera överskott av CO<sub>2</sub> för det fall att en injekteringsbrunn måste stängas av. Tänkbara metoder är en reservinjekteringsbrunn eller metodik för att släppa ut CO<sub>2</sub> till atmosfären på ett säkert sätt.

Underhåll är viktigt för god driftsäkerhet. Flera praktiska förfaranden kan användas för att minska sannolikheten för så kallat CO<sub>2</sub> blow-out (okontrollerat flöde) och lindra de negativa effekterna om ett sådant skulle inträffa. Dessa innefattar förutom regelbundna kontroller av att borrade injekteringsbrunnar är oskadade och underhåll av säkerhetssystem, även beredskapsplanering och utbildning av driftpersonal.<sup>144</sup>

#### *Stängning av injekteringsbrunnar*

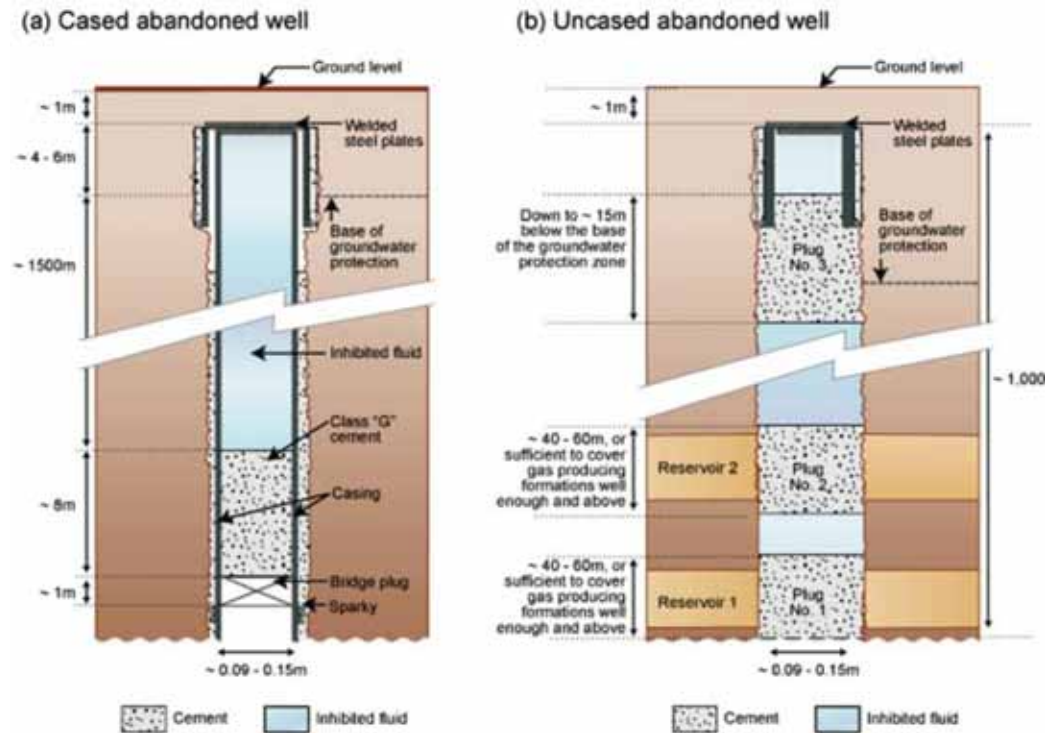
Syftet med procedurer för stängning av brunnar för olje- och gasutvinning eller injektering av till exempel CO<sub>2</sub> är att skydda mindre djupt belägna dricksvatten-akvifärer från föroreningar. Om en brunn förblir öppen efter att den inte längre

<sup>143</sup> Jarrell, P.M., C.E. Fox, M.H. Stein and S.L. Webb, 2002: Practical Aspects of CO<sub>2</sub> Flooding. SPE Monograph Series No. 22, Richardson, TX, 220 pp.

<sup>144</sup> Skinner, L., 2003: CO<sub>2</sub> blowouts: An emerging problem. World Oil, 224 (1).



används, kan saltvatten, kolväten eller CO<sub>2</sub> vandra upp genom brunnen och vidare in i dricksvattenakvifären. För att undvika detta har många länder utvecklat regler för stängning av brunnar (till exempel, United States Code of Federal Regulations 40 del 144 och Alberta Energy and Utilities Board, 2003). Dessa förfaranden innefattar oftast krav på fyllning av hela eller delar av brunnen med cement eller tätas med mekaniska pluggar. Extra omsorg ägnas vanligen åt att försegla väl intill dricksvattenakvifärer. Exempel på bra förfaranden för stängning av fordrade och icke fordrade brunnar visas i figur 5.24.



**Figur 5.24 Exempel av hur fordrade och ofodrade brunnar är övergivna idag.**

Källa: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage, A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005.

Det förväntas att förfaranden för stängning av injekteringsbrunnar för CO<sub>2</sub> i stort sett ska kunna bygga på de metoder som används för olje- och gasfält och återinjektering av produktionsvatten. Dock måste man se till att använda pluggar och cement som är resistenta mot nedbrytning från CO<sub>2</sub>. Koldioxidresistent cement har utvecklats för oljefält och geotermi.

Cementpluggen kommer att utgöra det huvudsakliga hindret mot framtida migration av CO<sub>2</sub>. En viktig fråga är dess tätande funktion och dess tätning mot takbergarterna. Mikrokanaler skapade nära brunnen under borrning eller fräsning bör tätas med cement. Vätska kan också spolas in i lagringsreservoaren för att tränga undan CO<sub>2</sub> och bidra till att förbättra cementens kvalitet och tätning mot takbergarterna. Material som skyddar infordring och alternativa material för infordring, såsom kompositter, bör också utvärderas för möjliga alternativa stängningsför-

faranden. Tätningen av stängda brunnar kan behöva övervakas under en viss tid efter att lagringen är avslutad.

## **5.9 Alternativa logistiklösningar för regionen**

### **5.9.1 Alternativa logistiklösningar för regionen**

Femton kluster har identifierats i regionen med en samlad årlig utsläppsvolym kring 300 miljoner ton, se avsnitt 5.4. Om vi till exempel antar att 80 % av emissionerna kan avskiljas så kan uppemot 240 Mton CO<sub>2</sub> behöva transporteras och lagras årligen, det vill säga närmare 6 miljarder ton över en 25-års period (2026-2050). Eftersom lagringens möjligheterna i Östersjön fortfarande är högst osäkra både med avseende på de olika reservoarernas förmåga att lagra, deras lagringskapacitet och det faktum att de polska och merparten av de tyska lagringsplatserna är på land, så kan lagring i Barents hav, Danmark, Nordsjön och Norska havet komma att bli aktuellt. När det gäller lagring i Skagerrakregionen så har ännu inga potentiella reservoarer identifierats men arbete för att påvisa potentiella strukturer pågår i projektet ”CO<sub>2</sub>-hantering i Skagerrak/Kattegatt-regionen” som kommer att slutföras i december 2011. Förutsatt att det finns lämpliga och tillräckligt stora lagringsplatser i Östersjön så måste det anses vara till stor fördel att många av källorna i Finland, Sverige och de Baltiska länderna ligger intill Östersjön, eftersom detta innebär att transportsystemet kan byggas ut med båtfrakt initialt och man kan avvakta med dragningen av pipeline tills volymen är större och platånivån känd. Detta kommer att minska kostnaderna och leda till ett effektivt transportsystem med minimal påverkan på omgivningen. Det kommer möjligtvis också att göra det lättare att uppnå lokal acceptans om man först demonstrerar att tekniken fungerar genom ett antal ”offshore cases”. Nedan beskrivs några alternativa transport- och lagringslösningar för de olika klustren.

#### *Bottenviksklustret*

Totala årliga utsläpp från klustret uppgår till 18,5 Mton, vilket med en generell avskiljningsandel på 80 % ger en avskiljningspotential på 14,8 Mton. Ser man enbart till fossila utsläppskällor över 1 Mton så är det fyra aktuella källor med en samlad avskiljningspotential på ca 7,7 Mt (vid 80 % avskiljning) varav två av källorna är belägna i Finland och två i Luleå, Sverige. Som beskrivits ovan så kan det vara fördelaktigt att transportera koldioxiden med båt för lagring i Östersjön under ett uppbyggnadsskede förutsatt att det finns lämpliga reservoarer och tillräcklig lagringskapacitet. På lite längre sikt, om volymen ökar och/eller när platånivån är känd så kan koldioxiden möjligtvis med fördel fraktas med pipeline och båt till lagring i Barentshav där CO<sub>2</sub>-injektering redan pågår i Tubåen-formationen som ligger under gasfältet Snøhvit. Statoil har sedan april 2008 injekterat ca 0,7 miljoner ton CO<sub>2</sub> årligen i Tubåen.

En grov uppskattning av Norges Geologiske Undersøkelse<sup>145</sup> beräknade lagringskapaciteten inom så kallade fällor i Tubåen till 838 miljoner ton och till 14 miljarder ton om akvifärens totala porvolym kunde användas för lagring. Ytterligare sex akvifärer i Barents hav har av NGU<sup>146</sup> preliminärt bedömts som lämpliga för CO<sub>2</sub>-lagring med en samlad grovt uppskattad lagringspotential inklusive Tubåen på 6,2 miljarder ton i fällor och 103 miljarder ton om hela akvifären kan användas för lagring. Exakt lokalisering av dessa akvifärer är inte känt men de ligger kring samma område som Tubåen. Avstånden från källorna i Bottenviken till Tubåen (mätt som en rak linje i GIS) varierar från 660 till 850 km inklusive ca 140 km offshore vilket kan jämföras med motsvarande avstånd till lagringsplatserna sydost om Gotland som varierar från 970 till 1 120 km, i huvudsak offshore. Å andra sidan, den landbaserade pipeline till Barents hav måste läggas i vad som kan karakteriseras som ”svårt terräng” vilket också kommer att öka kostnaderna avsevärt<sup>147</sup>. Koldioxiden kan fraktas med pipeline till Statoils processanläggning på Melkøya utanför Hammerfest för vidare transport med pipeline eller båt.

#### *Turku/Kokkola-Gävle/Iggesund klustret*

Mellan Turku i syd och Kokkola i nord på Finlands västkust ligger nio utsläppskällor som alla släpper ut mer än 1 miljon ton koldioxid per år. Två av källorna har utsläpp som härstammar från förbränning av biomassa. Totala emissioner från alla registrerade källor i området uppgår till 16,1 Mton, det vill säga en avskiljningspotential på 12,9 Mton vid användning av en uppskattad avskiljningskvot på 80 %. Om det bara ses till fossila källor uppgår samma avskiljningspotential till 9,9 Mton. Avståndet till potentiella lagringsplatser sydost om Gotland varierar från 520 till 940 km beroende på källa medan avståndet till motsvarande lagringsplatser i Norska havet (till exempel akvifärerna Åre och Tilje) varierar från 700 till 865 kilometer<sup>148</sup>. Medan transport till lager i Östersjön endast är offshore så kommer transport till lager i Norska havet vara i huvudsak onshore (mellan 150 och 320 km offshore beroende på vald rutt över Östersjön), vilket avsevärt kommer att sänka kostnaderna för transport med pipeline. Vid lagring i Östersjön kan å andra sidan båttransport användas, vilket möjliggör en infasning av källorna över tid och ett generellt sett mer flexibelt transportsystem. Man kan då avvakta med att bygga ett rörledningsnät till dess att systemets totala omfattning är bättre känt vilket ger ett mer kostnadseffektivt nät med minimal påverkan på omgivningen. På andra sidan av Östersjön, det vill säga på Sveriges ostkust mellan Gävle och Iggesund, ligger ytterligare sex källor med samlade årliga emissioner på 4,7 Mton. Även om den största delen av de svenska utsläppen härstammar från

---

<sup>145</sup> NGU, 2002. Norges Geologiske Undersøkelse. “CO<sub>2</sub> point sources and subsurface storage capacities for CO<sub>2</sub> in aquifers in Norway”. NGU-report 2002.010, Gestco.

<sup>146</sup> NGU, 2002. Norges Geologiske Undersøkelse. “CO<sub>2</sub> point sources and subsurface storage capacities for CO<sub>2</sub> in aquifers in Norway”. NGU-report 2002.010, Gestco.

<sup>147</sup> IEA, 2005. ”Building the cost curves for CO<sub>2</sub>-storage: European sector”. Report number 2005/2, February 2005, använder olika terräng faktorer för beräkning av investeringskostnader för pipelines där investeringskostnaden multipliceras med en faktor 1,00 för gräsmark, med 1,05 för trädbevuxen terräng, med 1,10 genom odlad mark, med 1,30 om mindre än 20 % av sträckan ligger i bergsområden och med 1,50 om mer än 50 % av sträckan ligger i bergsområden.

<sup>148</sup> Alla sträckor uppmätt som rak linje i GIS, vid båttransport endast rak linje offshore.

förbränning av biomassa (4,6 Mton) så bör även dessa källor beaktas eftersom de sannolikt kommer att ligga nära en eventuell pipeline till Norska havet från de nämnda finska källorna på andra sidan av Östersjön. Dessutom, om man inom EU<sup>149</sup> skall nå utsläppsminskningar av växthusgaser i storleksordningen 80 – 95% till 2050 (relativt 1990), så är det tveksamt om vi kan undvika/låta bli att inkludera CCS även från stora biogent baserade emissionskällor.

Vid lagring i Norska havet så kan koldioxiden trycksättas eller förvätskas på Tjeldbergodden innan vidare transport offshore. NGU (2002) identifierade sex akvifärer i Norska havet med en grovt uppskattad lagringspotential inom fällor på 1,8 miljarder ton och ca 30 miljarder ton vid användning av hela porvolymen. Dessutom finns en rad olje- och gasfält i området. Statoil och Shell undersökte 2006 – 2007 möjligheterna för utökad oljeutvinning i Draugen- och Heidrunfälten i Norska havet genom injektering av CO<sub>2</sub> från ett planerat gaskraftverk på Tjeldbergodden. Studiens slutsats var att det inte var lönsamt med CO<sub>2</sub>-injektering i Draugen-fältet medan injektering i Heidrun-fältet ansågs för riskfylld med avseende på kontamination av den kvarvarande naturgasen i fältet som ligger som en kapp över oljan och som används som tryckstöt för oljeproduktion. Dessa förhållanden kan dock ändras betydligt fram till 2025 både som funktion av ökande bränsle- och CO<sub>2</sub>-emissionskostnader/priser och eftersom fälten kommer att vara mer uttömda vid det läget. För Turku/Kokkola-Gävle/Iggesund klustret gäller att transport med båt och lagring i Östersjön sannolikt kommer vara det mest fördelaktiga i en uppbyggnadsfas förutsatt att det finns lämpliga reservoarer och tillräcklig lagringskapacitet.

#### *Lagring i reservoar på land*

Identifierade potentiella reservoar i Lettland och Polen ligger alla på land och merparten av Tysklands identifierade lagringspotential är också i landbaserade strukturer. GeoCapacity har identifierat 262 strukturer offshore i den tyska delen av Nordsjön men de är mestadels små strukturer (se nedan). I Europa har det i nästan samtliga kända fall visat sig svårt att få lokal acceptans för landbaserad transport och lagring av CO<sub>2</sub>, även i de fall där volymen har varit marginell som till exempel i fallet med oljebolaget Totals lagring i Lacq i Sydfrankrike. Både i Danmark, Tyskland och Nederländerna har man också stött på kraftigt lokalt motstånd. Det kan därför visa sig nödvändigt att lagra i reservoarer belägna offshore åtminstone i ett initialskede tills man har bevisat att kontrollapparaten och tekniken kring CCS fungerar.

I Lettland och Polen har det identifierats ett antal relevanta strukturer som tros vara lämpliga för lagring av CO<sub>2</sub>. I Lettland har 16 strukturer identifierats med en samlad uppskattad lagringspotential på mellan 404 och 790 miljoner ton. I Polen identifierade GeoCapacity 19 akvifärer med en samlad uppskattad lagringspotential på mellan 1,8 och 3,5 miljarder ton. Samtidigt refererar GeoCapacity till en rapport som blev färdigställd efter att deras dataregistrering var klar och där sam-

---

<sup>149</sup> EC, 2009. European Commission. "Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen". Communication January 28, 2009. COM (2009) 39 Final.

lad lagringspotential i 48 akvifärer i Polen (inklusive merparten av de akvifärer som blev identifierade i GeoCapacity) blev uppskattad till 22,3 miljarder ton varav 17,5 miljarder ton i form av volumetrisk lagring och 4,9 miljarder ton upplöst i akvifärens saltvatten. Dessutom uppskattades lagringspotentialen i Polska gas- och kolfält till närmare 1,2 miljarder ton.

I Tyskland har totala landbaserade lagringspotentialen grovt uppskattats till mellan 12 och 28 miljarder ton i akvifärer plus ytterligare uppemot 3 miljarder ton i gasfält. Dessutom identifierade som nämnts ovan GeoCapacity 262 strukturer i den tyska delen av Nordsjön med en samlad grovt uppskattad lagringspotential på mellan 1,9 och 8,7 miljarder ton beroende på beräkningssätt, men endast mellan 12 och 27 strukturer tros ha en lagringspotential på 50 miljoner ton eller mer.

Ser man på klustret i Polen så har det samlade årliga emissioner på 133,6 Mt, det vill säga en avskiljningspotential på 106,9 Mton (vid 80 % avskiljning) och ett totalt lagringsbehov på 2 672 Mton mellan 2026 och 2050. Samtliga identifierade Polska reservoarer ligger väster om Warszawa (med undantag av tre mindre gasfält) och källor öster om Warszawa måste därför påräkna transportavstånd på uppemot ett par hundra kilometer vid inhemsk lagring (om inte flera reservoarer identifieras längre österut). De allra flesta källorna kommer dock ha transportavstånd på endast några få tiotals kilometer om det att kommer bli möjligt att lagra i landbaserade strukturer. Vid lagring i Östersjön så sträcker transportavstånden sig från ca 200 km enbart offshore för källor belägna i Gdansk till mer än 500 km varav ca en tredel offshore för källor belägna på gränsen till Vitryssland. Vid lagring i Nordsjön blir transportavstånden betydligt längre, mellan 700 och 1 000 km onshore plus ytterligare uppemot 500 km offshore.

Källorna i Lettland och Litauen bör med fördel också kunna lagra i akvifärerna i Lettland om dessa slutligen visar sig lämpliga. Avskiljningspotentialen för källorna som ingår i klustret i Lettland och Litauen är 2,7 Mt per år (vid 80 % avskiljning). Den faktiska lagringspotentialen i akvifärer i Lettland kan därför vara mer än tillräcklig och avstånden mellan källa och sänka är endast några få tiotals kilometer. Den störste källan i Estland, kraftverket Eesti i Tallinn, med en årlig avskiljningspotential på 6,2 Mt (vid 80 % avskiljning), har ett avstånd på ca 400 km till reservoaren i Lettland både med land- eller havsbaserad pipeline/båt vilket kan jämföras med ca 575 km till reservoaren sydöst om Gotland.

Klustret i nordöstra Tyskland inklusive kraftverket i Rostock har en samlad avskiljningspotential på 32,8 Mton per år (vid 80 % avskiljning). Potentiella lagringsmöjligheter finns främst i Tyskland och Polen och därefter i akvifärerna sydväst om Skåne. Avstånden till akvifärerna sydväst om Skåne varierar från 130 km varav 110 km offshore från Rostock till 370 km varav 95 km offshore för ArcelorMittals anläggning i Eissenhüttenstadt nära gränsen till Polen. Ifall onshore-lagring visar sig svårt och lagring i Östersjön visar sig inte kunna genomföras så kommer avstånden öka betydligt eftersom detta kommer att innebära en uppemot 450 km lång pipeline (mätt som rak linje i GIS) rakt över

Tyskland från öst till väst för vidare transport till reservoar i Danmark eller Nordsjön.

#### *Övriga kluster söder om Gävle och Pori*

Givet att lagring i reservoar på land kan visa sig bli problematisk så gäller för samtliga kluster söder om Gävle i Sverige och Pori i Finland att lagring i Östersjön kommer vara det mest fördelaktiga alternativet undantaget källorna på Sveriges västkust som möjligtvis med fördel kan lagras i danska akvifärer eller i Kattegat/Skagerrak-regionen. Man skall dock vara klar över att lagringskapaciteten i de danska akvifärerna fortfarande är högst osäker. Exempelvis uppger GeoCapacity<sup>150</sup> en konservativ och en optimistisk uppskattad potential för 11 identifierade fällor i danska akvifärer mellan vilka det skiljer hela 85 %, nämligen 2,6 och 16,7 miljarder ton respektive. Det konservativa värdet är beräknat utifrån antagandet att akvifärsystemet som omger lagringsplatserna är stängda strukturer vilket i så fall kommer att begränsa tillåten tryckhöjning inom systemet. Enligt GeoCapacity och Gestco<sup>151</sup> har Thistedstrukturen i nordvästra Jylland den klart största potentialen, hela 11 miljarder ton om det optimistiska värdet tillämpas, eller nära två tredelar av det totala optimistiska värdet för alla strukturer. Gestco hävdar emellertid också att permeabiliteten i Thistedstrukturen förmodas vara mycket låg (lägre än 2 milliDarcy) på grund av stora mängder interstitiell lera (Danmarks och Grönlands Geologiska Undersökelse, GEUS, 2003). Slutligen så bör det noteras att de flesta danska olje- och gasfälten samt flera av de angränsande norska fälten är så kallade kritaerreservoarer. Enligt en Gestcorapport<sup>152</sup> så är man osäker på hur krita reagerar på kontakt med CO<sub>2</sub> eftersom laboratorietester som har gjorts visar på varierande reaktion, från kraftig upplösning med stor påverkan på bergartens mekaniska stabilitet i tester med prov från Ekofisk-fältet till ingen signifikant effekt alls på andra prover.

#### *Kluster kring Kristianstad (Mörnum), Sveriges västkust, Själland, Jylland samt Rostock*

Dessa regioner omfattar 35 relevanta källor, 16 belägna i Danmark, 18 i Sverige och 1 i Tyskland (Rostock). Totala årliga emissioner är kring 37 miljoner ton varav ca 5 miljoner ton biogena medan årliga avskiljningspotentialen är ca 4 och 26 miljoner ton respektive för biogena och fossila emissioner. För injektering över 25 till 40 år fordras alltså en total lagringskapacitet mellan 750 och 1 200 miljoner ton. De allra flesta av källorna är lokaliserade så att båt antingen kan användas direkt från anläggningen eller via mindre anläggningsspecifika pipelines. Avståndet till akvifären sydväst om Skåne varierar från några få tiotals kilometer från Malmö och Köpenhamn till 175 kilometer från Mörnum och 375 kilometer från Lysekil. Källorna i Göteborg, Stenungssund och Lysekil har dock kortare avstånd till danska akvifärer. Om potentiella lagringsplatser i Sverige eller Danmark inte

<sup>150</sup> GeoCapacity är det senaste EU-projektet igångsatt för att uppskatta lagringspotentialen för CO<sub>2</sub> i Europa. Projektet slutfördes 2009.

<sup>151</sup> Gestco är ett tidigare EU-projekt igångsatt för att uppskatta lagringspotentialen för CO<sub>2</sub> i Europa. Projektet slutfördes 2004.

<sup>152</sup> GEUS, 2003. Dansk Geologisk Undersökning. ”Chemical and physical interaction of CO<sub>2</sub> and carbonate rock”. Ett Gestco-arbete skrivet av Dan Olsen och Niels Stentoft.

kan användas för lagring och man inte lyckas identifiera lämpliga strukturer i Skagerrak/Kattegatt-regionen, så kvarstår Nordsjön som ett realistiskt alternativ.

Som nämnts är flera av källorna lokaliserade så att båttransport från varje enskild anläggning kan användas initialt, vilket är en klar fördel med tanke på infasning av avskiljningsanläggningar över tid och ett så kostnadseffektivt och miljövänligt rörsystem som möjligt. Avståndet med båt från Malmö till reservoaren i Norge är mellan 800 och 900 km, en 45 ktors CO<sub>2</sub>-tanker kan årligen frakta kring 2,8 miljoner ton i 800 km om man räknar att båten är i operativ drift 11 månader per år. En sådan tanker uppskattas ha en investeringskostnad på mellan 40 till 45 miljoner EUR, dessutom tillkommer investeringar i förvätskningsanläggning, terminal och lager på ungefär samma belopp, det vill säga totalt mellan 80 till 90 miljoner EUR. I Nordsjön kan koldioxiden eventuellt lagras både i olje- och gasfält och i akvifärer. Injektering i oljefält kan också i en del fall leda till ökat uttag av olja, så kallad CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery (EOR), men varje oljefält kommer i så fall att ha en fältspecifik efterfrågan på koldioxid under tiden som oljeproduktionen maximeras. Detta kan lösas genom att man i ett bulksystem levererar specificerad volym till de enskilda oljefälten varpå den resterande koldioxiden injekteras i akvifärer. För att kunna utnyttja CO<sub>2</sub>-EOR så måste dock injekteringen ske innan oljeproduktionen har upphört vilket kan bli svårt eftersom flera av de stora oljefälten i Nordsjön snabbt närmar sig denna punkt.

### **5.9.2 Transportkostnader för olika systemlösningar i Östersjöregionen**

Med utgångspunkt i de utsläppskluster och potentiella lagringsplatser för koldioxid som identifierats i avsnitt 5.4 och 5.5.18 presenteras här ett antal systemlösningar för transport av koldioxid i Östersjöregionen. Urvalet representerar endast ett fåtal av alla möjliga transportalternativ i regionen men urvalet är gjort för att dels visa några av de i ett initialt skede mest lättillgängliga alternativen gällande transport av koldioxid i Östersjöregion. En annan utgångspunkt i urvalet är att det även skall spegla vissa ytterligheter gällande transportavstånd och -mängder. Genom att täcka dessa ytterligheter i beräkningarna kan även andra transportalternativ i Östersjöregionen utvärderas utan att beräkningar explicit behöver utföras för dessa alternativ. Det urval av transportvarianter som gjorts underlättar förhoppningsvis även bedömningar av tröskeffekter gällande vilka mängder koldioxid som behöver transporteras som kan påverka utformningen av en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen. Bilder över samtliga kluster som fanns med i urvalet presenteras i bilaga 3 och bilder som visar de utvalda transportlösningarna mellan olika utsläppskluster och potentiella lagringsplatser visas i bilaga 4.

Beräkningarna av transportkostnader har utförts för rörtransporter och båttransporter efter vissa antagna utvecklingsmönsters som presenteras nedan. Beräkningarna har utförts på Chalmers tekniska högskola enligt modeller som tagits

fram av IEA<sup>153</sup>. Kostnader för båttransport har även tagits fram av konsultbolaget Panaware och förutsättningarna för dessa beräkningar presenteras också nedan.

### 5.9.3 Beskrivning av metod för beräkning av transportkostnader utförda av CTH

Transportkostnader har beräknats för 6 kluster<sup>154</sup>: kluster 1 (Bottenviken) med lagring i Barents hav och Östersjön, kluster 2, 3 och 4 med lagring i Norska havet och Östersjön, kluster 4 och 5, kluster 6, 7 och 8 och kluster 10 och 11 som ingår i tre transportsystem för lagring i Östersjön och i danska delen av Nordsjön samt kluster 15 med lagring i danska delen av Nordsjön. Det vill säga att för alla system förutom kluster 15 så har transportkostnaderna beräknats för lagring i två områden. GIS-kartor har gjorts för alla transportsystem och dessa har lagts in nedan tillsammans med kostnadstabeller och en kort beskrivning av de enskilda systemen. Det har också lagts in en principskiss som visar systemet och gränslinjerna för Chalmers beräkningar.

För samtliga system har kostnader beräknats både för transport via rörledning och med båt. Det har antagits att koldioxiden har mottagits vid avskiljningsanläggningen med ett tryck på 110 bar (80 bar för båttransport från anläggning förlagd vid kusten – se förklaring nedan). Kostnader för initial komprimering är alltså inte inkluderade i tabellerna nedan. Istället så redovisas kostnader för kompression som funktion av CO<sub>2</sub>-volym och tryckhöjning separat (se nedan). All onshore transport med pipeline har skett vid ett maximalt tryck på 110 bar och ett minimalt tryck på 80 bar<sup>155</sup>. Pumpar har placerats ut för att kunna hålla trycket över minimitrycket. Inför offshoretransport med pipeline så har koldioxiden trycksatts till nödvändigt tryck vid en kustterminal, det vill säga till det tryck som behövs för att trycket vid ankomst till lagringsplatsen skall vara minst 80 bar.<sup>156</sup> Vid transport i

---

<sup>153</sup> IEA, 2005. "Building the cost curves for CO<sub>2</sub>-storage: European sector". Report number 2005/2, February 2005, för rörledningar och IEA, 2004. "Ship transport of CO<sub>2</sub>", the Mitsubishi version, för båttransporter.

<sup>154</sup> Chalmers har anställt två ingenjörer, Pedro M. Gomes och Ricky R. Rahenod, för att studera möjligheten att utveckla CO<sub>2</sub>-transportsystem i Europa. Arbetet skall ingå i Chalmers modellering av den stationära energisektorn (kraft + industri) samt i framtida samarbeten med bland annat EU-kommissionens Joint Research Centre. I Östersjöprojektet har Gomes och Rahenod arbetat iterativt för att ta fram kostnader för CO<sub>2</sub> transportsystem beskrivna av Jan Kjärstad. Bifogade arbete är fjärde iterationen.

<sup>155</sup> Det är osäkert vilka tryck som kommer användas för landbaserade CO<sub>2</sub>-pipelines, i synnerhet inom tätbyggda områden. Tel-Tek (2008) och "One North East" (2007) använder ett högsta tryck på 100 bar, Tel-Tek enligt egen uppgift av säkerhetsskäl, men ingen av källorna nämner något om ännu lägre tryck inom tätbyggda områden. Yorkshire Forward (2010) använder 125 bar och nämner inget om tätbyggda områden medan Rotterdam Climate Initiative (2010) använder ett tryck på 20 bar inom Rotterdam innan koldioxiden tas till en gemensam kompressorcentral där den trycksätts till 150 bar inför transport offshore. IEA (2005, 2008) och BERR (2007) nämner inget alls om tryckbegränsningar vare sig på land eller inom tätbyggda områden. Personlig kommunikation med Swedegas indikerar att vid höga tryck så kommer det åtminstone sättas krav på rörledningens tjocklek. Problemet verkar vara att i dag så existerar det inga regler för transport av stora mängder koldioxid i pipelines.

<sup>156</sup> Det är viktigt att koldioxiden vid ankomst till offshorelagringsplats har samma tryck som det tryck som finns inuti reservoaren så man undviker kostnaderna för tryckhöjning offshore.



rörledning över väldigt korta distanser kan det vara kostnadsoptimalt att arbeta med lägre tryck, detta har inte beaktats i beräkningarna. Vid transport med båt har det antagits att koldioxiden skall ha ett tryck på 6,5 bar och en temperatur kring minus 56 grader Celsius vid injektering i mellanlager och under transporten fram till injektering i lagringsreservoar. Vid reservoaren höjs trycket till 80 bar innan injektering. Dessa kostnader har inkluderats i beräkningarna. I beräkningarna har det lagts vikt på att illustrera kostnaderna för olika hastigheter för infasning av CCS. Detta har gjorts genom att använda 25, 50, 75 och 100 % av platånivån för de olika kluster och där platånivån motsvarar 80 % av uppskattade emissioner.

Pipeline-transportsystemet har delats in i 3 typer av pipelines: CPL, (Collection Pipelines), BPL (Bulk Pipelines) och IPL (Injection Pipelines). Samtliga transportsträckor har uppmätts som en rak linje i GIS vilket inte kan anses vara realistisk vid dragning av rör i verkligheten. Detta har därför korrigerats i kostnadsberäkningarna genom användning av en såkallad "terrain factor" (TF). För offshore pipelines har TF satts till 1,1 medan den för landbaserade pipelines har varierats mellan 1,2 och 1,3.

Vid beräkning av CPL har det upprättats en uppsamlingsterminal vid den källa som ligger närmast lagringsreservoaren. Därefter har det dragits ett optimalt system av CPL och vad som kanske bättre kan betraktas som semibulkrörledningar från de enskilda avskiljningsanläggningarna till terminalen. När alla CPL (och semi-bulk) har dragits så har kostnaden beräknats för en genomsnitt-CPL med avseende på volym och sträcka varpå kostnaden för korresponderande antal genomsnitt CPL kan läggas in under infasning. Ett mer korrekt förfarande vore att först vikta olika CPL efter volym och/eller sträcka innan en genomsnitt CPL togs fram. Detta har emellertid inte varit möjligt av tidsskäl. Vid beräkning av IPL har det använts två olika injektionshastigheter; 0,5 och 1,0 miljoner ton per brunn och år. Injektionshastigheten är reservoarspecifik och beror bland annat på reservoarens permeabilitet, porositet och struktur.

Använd injektionshastighet har tagits från IEA (2005) och efter personlig kommunikation med ett stort antal geologer. Längden på en IPL har standardiserats baserad på systemets platåkapacitet eftersom det i dagsläget inte finns tillräcklig reservoarspecifik information till att kunna bedöma detta. Tanken bakom detta är att dess större mängder koldioxid som behöver lagras dess större blir sannolikheten att avstånden mellan de olika injektionsbrunnarna måste ökas. Chalmers har i detta arbete använt ett avstånd på mellan 1 och 3 kilometer för IPL. Pipelinekostnader har beräknats på tre olika nivåer (i EUR/ton CO<sub>2</sub>) för varje pipeline-transportsystem; 1) enligt ekvationer från IEA (2005)<sup>157</sup>, 2) enligt ekvationer från IEA (2005)<sup>157</sup> som uppskalats med en faktor 1,5 beroende på utvecklingen av IHS CERA:s Downstream Capital Cost Index (DCCI) mellan 2004 och 2009 och slutligen, 3) enligt ekvationer från IEA (2005)<sup>157</sup> som uppskalats med en faktor 2

---

<sup>157</sup> IEA, 2005. "Building the cost curves for CO<sub>2</sub>-storage: European sector". Report number 2005/2, February 2005.

beroende på jämförelse med faktiska pipelineberäkningar gjorda av Vattenfall och Pöyry<sup>158</sup> (BERR 2007)<sup>159</sup>.

Kostnader för transport av koldioxid med båt har beräknats på tre olika sätt: plåtåkapacitet från central terminal, infasning från central terminal och plåtåkapacitet från imaginära hamnar där uppskattade kostnader för att bygga hamnen ingår. Imaginära hamnar har byggts vid alla anläggningar som verkar ligga vid Östersjön (Skagerrak i västkustens fall) och visas som en siffra (i rött) i kartorna i bilaga 4. Anläggningar som inte ligger vid hamn har anslutits till närmaste sådan anläggning med CPL och gemensamt mellanlager och kondenseringsanläggning.

I samtliga beräkningssätt ingår kostnaden för CPL och IPL beräknat enligt ovan. Kostnader för mellanlager och kondensering samt tryckhöjningen inför injektering i slutlager ingår, dock endast till 80 bar eftersom vi inte har kunnat erhålla information om reservoarspecifika tryck. Specifika kostnaden för kondensering inför båttransport och injektering i mellanlager har beräknats till 1,35 EUR/ton CO<sub>2</sub> vid ett elpris på 0,056 EUR/kWh. Specifika kostnaden för kondensering beror nästan endast på elpriset, vid en fördubbling av antagit elpris till 0,11 EUR/kWh så ökar specifika kostnaden till 2,12 EUR/ton CO<sub>2</sub>. Inga optimeringar har gjorts för imaginära hamnar vilket dock kan vara befogat.

Alla kapitalkostnader har annualiserats över 20 år med en kalkylränta på 8 %. För pipelines har det antagits en teknisk livslängd på 40 år och en ekonomisk livslängd på 20 år. För båt har det antagits en teknisk och ekonomisk livslängd på 20 år efter samtal med industrin. Årliga kostnader för drift och underhåll har tagits från IEA (2004, 2005) och har satts som procent av investeringskostnaderna och varierar från 3 % för rörledningarna till 5 % för pumparna. Pumparnas elförbrukning har satts till 1,9 kWh/ton CO<sub>2</sub> per 200 km<sup>160</sup> och alla elkostnader har beräknats baserat på elpriset 0,056 EUR/kWh, vilket i sin tur har tagits från Chalmers

---

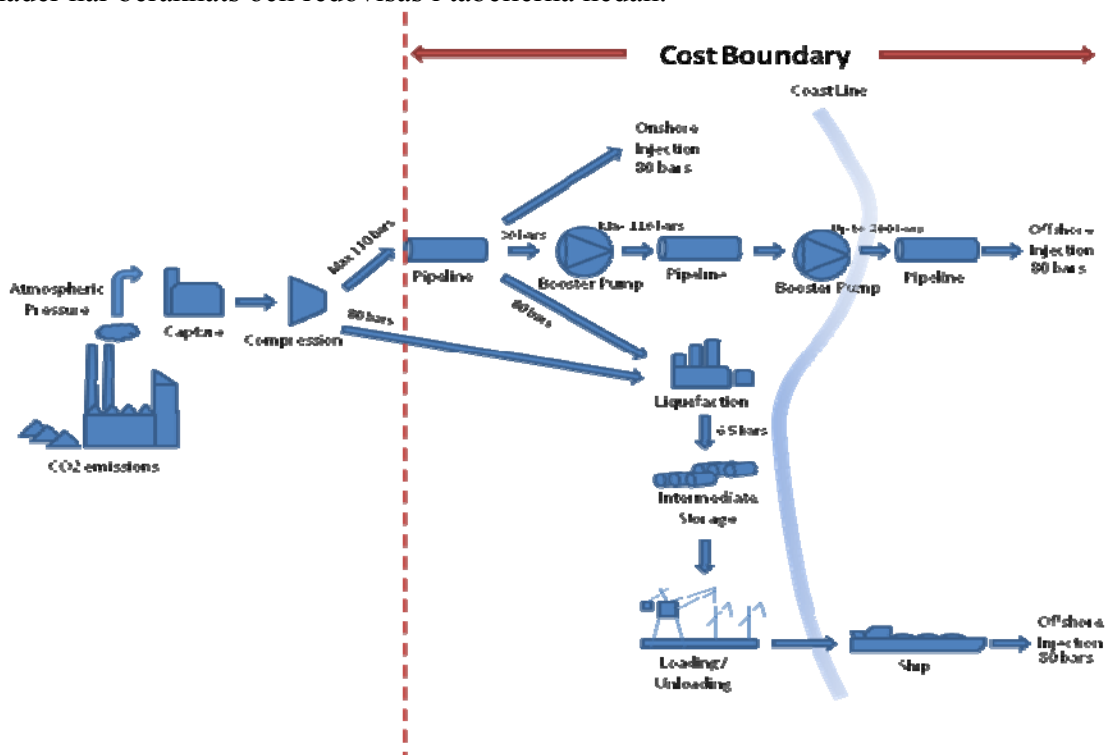
<sup>158</sup> IEA publicerade i 2009 en ny rapport för beräkning av kostnader för rörbunden transport av CO<sub>2</sub> "IEA, Upgraded calculator for CO<sub>2</sub> Pipeline Systems, Report Number 2009/3, March 2009". Rapporten som utarbetats av Gastec UK och AMEC utarbetades därför att de modeller för beräkning av transportkostnader i rörledningarna som presenterades i IEA, "Building the Cost Curves for CO<sub>2</sub>-storage: European Sector, Report Number 2005/2, February 2005", visat sig innefatta överförenklingar gällande bland annat tryckfall och koldioxidens fysiska egenskaper. Rapporten från 2005 bygger på rapporten "IEA, Transmission of CO<sub>2</sub> and Energy, storage: European sector. Report Number PH4/6, March 2002" som utarbetades av Woodhill Engineering. Även om rapporten inte explicit uppger några kostnader eller beräkningssätt (formler), så visas kapitalkostnader för en 100 kilometers rörledning med ett tryckfall på 40 bar för olika flöden och 10 olika rördiametrar (6-36 tum). Vid en jämförelse av kostnaderna för dessa rörledningarna med kostnadsnivån beräknat enligt metod 3) beskriven ovan, så är den specifika kostnaden mellan ca 1,7 och 3,0 gånger högre i den nya rapporten beroende på diameter (dess större diameter dess lägre skillnad). Den "nya" IEA-modellen ger alltså kostnader som är mellan 3,4 och 6,0 högre än den ursprungliga IEA-modellen (metod 1) i detta fall.

<sup>159</sup> BERR, 2007. "Development of a CO<sub>2</sub> transport and storage network in the North Sea". Report to the North Sea Basin Task Force".

<sup>160</sup> IEA, 2005. "Building the cost curves for CO<sub>2</sub>-storage: European sector". Report number 2005/2, February 2005.

modellering av Europas kraftsektor<sup>161</sup>. Den projekttid som de specifika kostnaderna räknas över är 30 år och det är därför också den period som de rörliga kostnaderna räknas över. Den specifika kostnaden som visas i tabell 5.10 till 5.15 räknas därför ut genom att kapitalkostnaden, som löper över 20 år, och den rörliga kostnaden, som löper över 30 år, delas med den lagrade mängden koldioxid över 30 år.

I tabell 5.10 till 5.15 visas endast CAPEX<sup>162</sup> och OPEX<sup>163</sup> beräknat enligt beräkningsmetod nummer 3, det vill säga baserad på ekvationer i IEA (2005) skalat upp med en faktor 2. CAPEX och OPEX enligt de andra två beräkningsmetoderna visas därför inte i tabellerna, men det gör däremot de specifika kostnaderna som räknats ut efter dessa metoder. Samtliga kostnader i tabell 5.10 till 5.15 nedan är baserade på ett injekteringsflöde på 1 miljon ton koldioxid per brunn och år. Figur 5.25 visar en principskiss över transportsystemet och de delar av detta där kostnader har beräknats och redovisas i tabellerna nedan.



Figur 5.25 Principskiss över de transportsystem som har beräknats i studien, det vill säga pipeline, båt eller en kombination. I figuren har systemgränsen satts efter kompressionen eftersom kostnaderna för detta har beräknats separat och inte ingår i kostnaderna redovisad i tabellerna nedan.

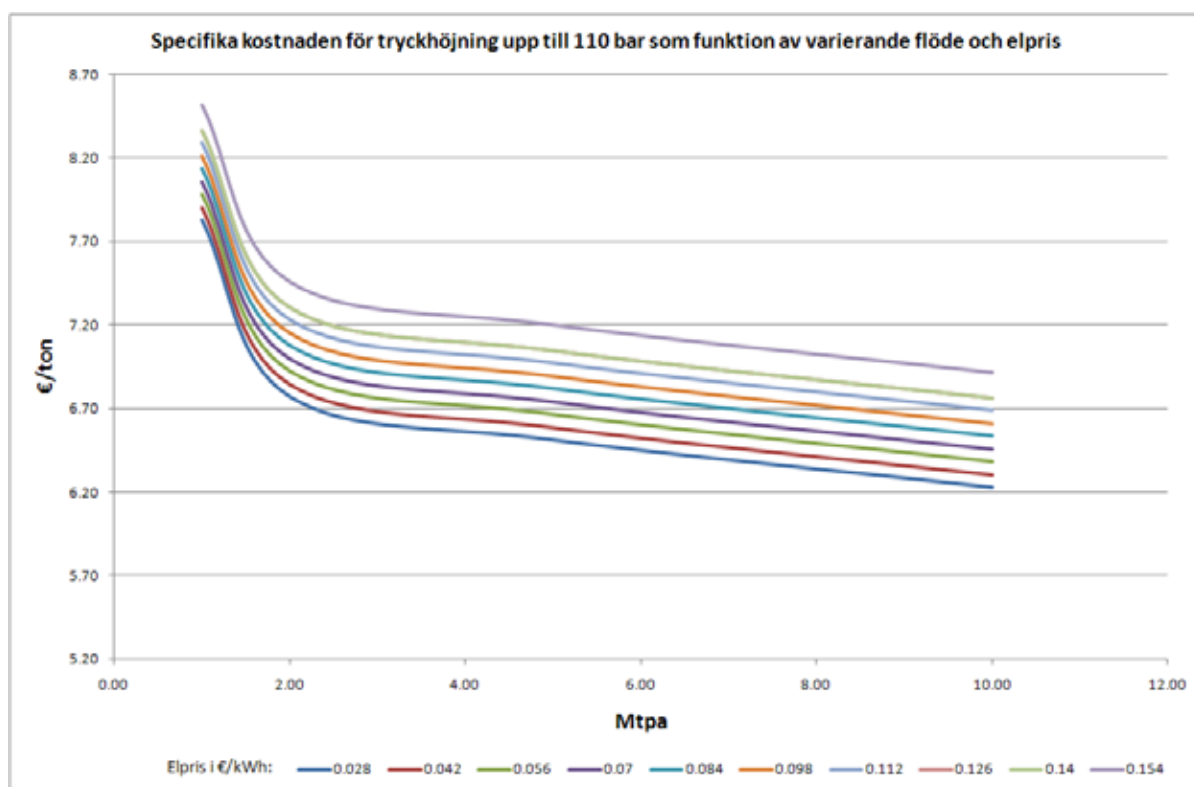
<sup>161</sup> Chalmers modellering återfinns i: ENCAP, 2008. "Reference cases and guidelines for technology concepts". ENCAP - WP 1.1, Deliverable D1.1.1 & D1.1.2, February 2008.

<sup>162</sup> Capital Expenditures, kapitalkostnader.

<sup>163</sup> Operating Expenditures, rörliga kostnader.

### 5.9.4 Kompression av koldioxid

Som nämnts ovan så har kostnader för initial kompression vid de olika avskiljningsanläggningarna inte inkluderats i de specifika transportkostnader som redovisas i tabellerna nedan. I stället redovisas kostnaderna för tryckhöjningar separat. Det har beräknats kostnader för kompression upp till 75 bar och vidare tryckhöjning med hjälp av pumpar upp till 200 bar. Beräkningarna har varierats som funktion av flöde och antaget elpris. Allt beräkningsunderlag och alla kostnader har tagits från McCollum, et al., (2006)<sup>164</sup> med undantag av elpriset som varierats från 0,028 till 0,154 EUR per kilowattimme. Kapitalinvesteringar har därefter justerats upp enligt IHS CERA:s DCCI (se ovan). Figur 5.26 visar specifika kostnader för tryckhöjning från atmosfärstryck upp till 110 bar som funktion av olika flöden och för nio olika antaganden om elpriset. Precis som för rörledningarna så har kapitalkostnaderna annualiserats över 20 år och det har använts en kalkylränta på 8 %. Den tekniska livslängden har satts till 40 år och den ekonomiska livslängden till 20 år.



**Figur 5.26** Specifika kostnaden för tryckhöjning från atmosfäriskt tryck upp till 110 bar som funktion av flöde och för nio olika antaganden om elpriset.

Vid ett flöde på en miljon ton per år så varierar den specifika kostnaden från 7,83 EUR till 8,52 EUR/ton koldioxid beroende på elpriset. Höjs flödet till fem miljoner ton så varierar kostnaden från 6,51 till 7,20 EUR/ton (beroende på elpriset)

<sup>164</sup> McCollum, D. L. and Ogden, J. M.: 2006, "Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity". Report UCD-ITS-RR-06-14.

medan om flödet höjs till tio miljoner ton per år så varierar specifika kostnaden mellan 6,23 och 6,92 EUR per ton. Rent allmänt gäller att ett ökande flöde leder till allt lägre relativ effekt på slutkostnaden. För det elpris som valts i denna studie, 0,056 EUR/kWh, se avsnitt 5.9.3, så varierar den specifika kostnaden från 7,98 EUR/ton CO<sub>2</sub> vid kompression av en miljon ton per år till 6,38 EUR/ton CO<sub>2</sub> vid kompression av tio miljoner ton per år.

### **5.9.5 Beskrivning av kluster och transportsystem**

#### *Kluster 1*

Klustret består av 18 källor med en avskiljningspotential (platå) på 14,8 miljoner ton per år. Tre olika transportsystem med en mängd olika fall, varav några med infasning, har undersökts: pipeline till Tubåenakvifären i Barents hav, pipeline och båt till Tubåen (inklusive terminal på Melkøya) samt båt till akvifären sydost om Gotland. Vid lagring i Barents hav blev det vid platåkapaciteten inkluderat 25 CPL med en genomsnittlig volym på 2,2 miljoner ton per år över 25,2 kilometer (och korresponderande antal vid 25 % och så vidare). Båttransport till lagring i Östersjön blev beräknad för platå- och infasningskapacitet från bulkterminal (inklusive kostnader för korresponderande antal CPL) samt för platåkapacitet från nio imaginära hamnar och sex CPL. Längden på IPL sattes till 2 km. Rörledningen till Barents hav blev delvis dragen genom Natura 2000-områden. Det har inte utretts huruvida detta kan komma att utgöra ett hinder mot, eller åtminstone försvåra och fördyra, läggningen av rörledningen. Vid transport med båt till lager i Östersjön har det inte utretts i vilken omfattning användning av isbrytare kan komma att påverka kostnaderna.

#### Resultat

Bulk-pipeline till Barents hav och med infasning över 10 år är mest kostnads-effektivt. Introduktion av båttransport från Melkøya till Tubåen höjer kostnaderna, likaså byggandet av 4 mindre pipelines för att transportera ökande flöden över tid. Båttransport till lagring i Östersjön med infasning över 10 år och från central terminal är mer kostnadseffektivt än 4 mindre pipelines med samma infasnings-scenario och lagring i Barents hav.

#### *Kluster 2, 3 och 4*

Klustren består av 14 källor med en total avskiljningspotential på 12,8 miljoner ton per år i Finland plus 6 källor med en avskiljningspotential på 3,7 miljoner ton per år i Sverige. Fyra olika transportsystem med en mängd olika fall, varav några med infasning, har undersökts: pipeline till lagring i akvifär i Norska havet (till exempel Åre eller Tilje), pipeline och båt till Norska havet (inklusive terminal på Tjeldbergodden) och båt eller pipeline till en akvifär sydost om Gotland. Vid lagring i Norska havet inkluderades 25 CPL vid platåkapacitet, vardera med 2 miljoner ton per år över 30 km. Längden på IPL sattes till 2 km. Både platå- och infasning blev undersökt. Vid lagring i Östersjön antogs samma antal och längd på CPL och IPL som vid lagring i Norska havet, det vill säga all transport, både med båt och pipeline, skedde via centrala terminaler (inga imaginära hamnar). Även i detta fall blev både platå- och infasning undersökt.

#### Resultat

Bulkpipeline till lagring i Norska havet med 100 respektive 75 % kapacitetsutnyttjande från och med år 1 är de två mest kostnadseffektiva lösningarna. Specifika kostnaden för motsvarande pipelines till lager sydost om Gotland är mellan 1 och 18 % högre beroende på beräkningsunderlag och kapacitetsutnyttjande vid start. Den minst kostnadseffektiva lösningen är 4 enskilda mindre pipelines till lager i Norska havet och som byggs över en period på 10 år. Båttransport är ej kostnadseffektivt.

#### *Kluster 4 och 5*

Klustren omfattar totalt 36 källor i Estland, Finland och Ryssland med en samlad årlig avskiljningspotential på 38,2 miljoner ton per år. Tre olika transportsystem med en mängd olika fall, varav några med infasning, har undersökts: pipeline och båt till akvifär sydost om Gotland och båt till akvifären Hanstholm nordväst om Jylland. Vid båttransport till Hanstholm adderades 940 km båtfrakt till motsvarande system för lagring vid Gotland (uppmätt i GIS). Vid plåtåkapacitet utan enskilda hamnanläggningar (både båt och pipeline) lades det in 51 CPL (och semi-bulk) med en genomsnittlig transportvolym på 5,5 miljoner ton över 31 km (samt korresponderande antal vid olika infasningsvolym). Längden på IPL sattes till 3 km. Två av transportsystemen involverade båttransport från imaginära hamnar (kostnaden för byggandet av hamnar, mellanlager och kondenseringsanläggningar har inkluderats) till lagring i Östersjön respektive Nordsjön (Hanstholm). Totalt 16 hamnar med 22 CPL blev inlagt vid plåtåkapacitet.

#### Resultat

Bulkpipeline till lagring sydost om Gotland, och där ökande del av kapaciteten utnyttjas över tid, är den mest kostnadseffektiva lösningen. De minst kostnadseffektiva lösningarna är båttransport och 4 mindre pipelines som byggs över 10 år.

#### *Kluster 6, 7 och 8*

Klustren omfattar totalt 11 källor med en samlad årlig avskiljningspotential på 6,6 miljoner ton. Tre olika transportsystem med en mängd olika fall, varav några med infasning, har undersökts: pipeline och båt till en akvifär sydost om Gotland och båt till akvifären Hanstholm nordväst om Jylland. Vid båttransport till Hanstholm adderades 940 km båtfrakt till motsvarande system för lagring vid Gotland (uppmätt i GIS). I två av scenarierna så ingår endast SSAB, Oxelösund, i år 1 från kluster 6 medan övriga utsläppskällor i kluster 6 antogs starta med avskiljning år 10. Vid plåtåkapacitet i rörledning omfattar systemet 15 CPL (semi-bulk) varav fyra offshore, i genomsnitt transporterar varje CPL 1,0 miljoner ton över 17 km. Vid plåtåkapacitet med båt omfattar systemet 5 imaginära hamnar och 9 CPL med en genomsnittlig transportvolym på 0,6 miljoner ton transporterat över 9 km. Längden på IPL sattes till 1 km.

#### Resultat

Bulkpipeline till lagring i Östersjön är klart mest kostnadseffektivt. Båttransport där enbart SSAB, Oxelösund, ingår från kluster 6 år 1 är mer kostnadseffektivt än

om alla källor ingår. Detta beror på att dessa källor är så små att de fördyrar transporten.

#### *Kluster 10 och 11*

Klustren omfattar totalt 15 källor i Danmark och Sverige med en samlad årlig avskiljningspotential på 6,1 miljoner ton. Tre olika transportsystem med en mängd olika fall, varav några med infasning, har undersökts: pipeline och båt till akvifär syd om Malmö och båt till akvifären Hanstholm nordväst om Jylland.

Rörledningssystemet omfattar vid plåtåkapacitet 27 CPL och semi-bulkpipelines med en genomsnittsvolym/sträcka på 0,6 miljoner ton över 17 km. Vid transport med båt vid plåtåkapacitet så omfattar systemet 10 imaginära hamnar (och likaså mellanlager och kondenseringsanläggningar för vilka kostnaderna har inkluderats) och 5 CPL som i snitt fraktar 125 kiloton över 24,2 kilometer. Längden på IPL sattes till 1 km.

#### Resultat

Bulkpipelines till lagring syd om Malmö och där ökande del av kapaciteten utnyttjas över tid är den mest kostnadseffektiva lösningen. De minst kostnadseffektiva lösningarna är båttransport och 4 mindre pipelines som byggs över 10 år.

#### *Kluster 15*

Lagring endast i Hanstholm. Transportsystemet omfattar, förutom större källor på västkusten norr om Halmstad, även 2 danska källor i norra Jylland, nämligen Nordjyllandsverket (ett kolkraftverk som ägs av Vattenfall<sup>165</sup>) samt Aalborg Portland Cement. Huvudskälen till detta är närheten till Hanstholm (som ju är en dansk akvifär) och en eventuell pipeline från västkusten samt att de danska källorna har stora utsläpp relativt källorna i västra Sverige. Totalt omfattar systemet 10 källor på västkusten med en årlig avskiljningspotential på 4,2 miljoner ton och 2 källor på Jylland, också med en årlig avskiljningspotential på 4,2 miljoner ton. Tre olika transportsystem med en mängd olika scenarier, varav några med infasning, har undersökts: två pipelinesystem, det ena sträckning över land (onshore routing) och det andra med mer sträckning till havs (offshore routing), samt båttransport. Pipelinesystem 1 (offshore routing) omfattar 15 CPL (och semi-bulk) med en genomsnittlig CO<sub>2</sub>-volym/sträcka på 1,5 miljoner ton över 23,2 kilometer varav en offshore medan pipelinesystem 2 omfattar 16 CPL (och semi-bulk) med en genomsnittlig CO<sub>2</sub>-volym/sträcka på 1,4 miljoner ton över 18,1 kilometer varav en offshore. Transportsystemet med båt omfattar 5 CPL med genomsnittlig transportvolym/-transportsträcka på 1,8 miljoner ton och 10,4 kilometer respektive. Systemet omfattar även 8 hamnar med tillhörande mellanlager och kondenseringsanläggningar. Längden på IPL sattes till 2 km i samtliga transportsystem.

#### Resultat

---

<sup>165</sup> Enligt Vattenfalls 2009 Corporate Social Responsibility Report, så planerades en fullskalig CCS-anläggning på Nordjyllandsverket kring 2020. Mer information om projektet finns i CCS-programmets rapport "Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen", [preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622](#).

Bulk pipeline med infasning och onshore routing är mest kostnadseffektivt trots att den innebär ca 20 km längre transportsträcka. De klart minst kostnadseffektiva alternativen är 4 mindre pipelines med 100 % kapacitetsutnyttjande och som byggs över 10 år, tillsammans med båttransport.



**Tabell 5.11 Transport av koldioxid 2021-2050, Kluster 1 med lagring i Barents hav eller Östersjön, plåtå-nivå 14.8 mt/år.**

TRANSPORT AV KOLDIOXID 2021-2050, KLUSTER 1 MED LAGRING I BARENTS HAV ELLER ÖSTERSJÖN, PLATÅ-NIVÅ 14.8 MT/ÅR.																
	CO <sub>2</sub> lagrad	Transportsträcka, km		Summa CAPEX, miljoner Euro					Summa OPEX, miljoner Euro					Spec kostn, Euro/ton CO <sub>2</sub>		
		miljoner ton	Onshore	Offshore	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	1	2
Scenario 1																
Variant a	400	517	165	815	369	2334	0	3518	360	165	1089	0	1614	6,65	9,75	12,84
Variant b	414	517	165	815	369	2334	0	3518	360	165	1091	0	1616	6,42	9,40	12,39
Variant c	429	517	165	815	369	2334	0	3518	360	165	1092	0	1617	6,20	9,08	11,96
Variant d	444	517	165	815	369	2334	0	3518	360	165	1094	0	1619	6,00	8,78	11,57
Scenario 2	377	517	165	815	369	2334	0	3518	360	165	1087	0	1612	7,03	10,31	13,59
Scenario 3	377	517	165	815	369	1848	1397	4429	360	165	872	1786	3183	14,54	17,35	20,17
Scenario 4	377	517	165	815	369	3784	1397	6365	360	165	1777	1786	4087	18,86	23,28	27,70
Scenario 5	377		1165	815	369	0	2037	3221	360	165	0	2917	3442	15,39	16,52	17,66
Scenario 6	444		1165	125	369	0	3835	4329	55	165	0	5237	5457	27,64	21,93	22,04
<b>Noter:</b>																
Ekonomisk och teknisk livslängd: Båt 20 år teknisk och ekonomisk livslängd; Pipeline 20 år ekonomisk och 40 år teknisk livslängd																
Kostnaderna för initial komprimering upp till 110 bar vid avskiljningsanläggningen (80 bar vid båttransport om anläggningen förlagd vid kusten) INTE inkluderat																
CPL: Collecting Pipelines, IPL: Injection Pipelines, BPL: Bulk Pipelines. Kostnader IPL baserad på att 1,0 miljoner ton CO <sub>2</sub> kan injekteras per brunn per år																
Pipelinekostnader har beräknats på tre sätt; 1) enligt IEA (2005), 2) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 1,5 baserat på IHS CERA:s DCCI, 3) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 2 baserat på faktiska rörkostnader givna av Vattenfall och Pöyry (BERR 2007)																
CAPEX och OPEX refererar till ovan beräkningssätt 3) och IPL vid 1,0 Mtpa																
Specifika kostnader visar kostnaderna för var av de tre ovannämnda beräkningssätten för pipelinekostnader																
Scenario 1: Transport med bulk pipeline till lagring i Barents hav																
I variant a antas 25% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																
I variant b antas 50% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																
I variant c antas 75% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																
I variant d antas 100% kapacitetsutnyttjande år 1																
Scenario 2: Bulk pipeline som i scenario 1 men med 25%, 50%, 75% och 100% kapacitetsutnyttjande i åren 1, 4, 7 och 10 respektive																
Scenario 3: Bulk pipeline och kapacitetsuppbyggnad som i scenario 2 men med båttransport från Melkøya till reservoaren i Barents hav																
Scenario 4: Fyra mindre pipelines till Melkøya och båttransport vidare till reservoaren i Barents hav. Rörledningarna byggs i åren 1, 4, 7 och 10 respektive, vardera transporterar 25% av plåtå-nivån med 100% kapacitetsutnyttjande																
Scenario 5: Båttransport till lagring i Östersjön från en central terminal och där volymen byggs upp som i scenario 2, 3 och 4. Korresp., antal CPL/IPL																
Scenario 6: Båttransport av plåtåkapaciteten från 9 olika imaginära hamnar till lagring i Östersjön. Systemet inkluderar specificerade CPL/IPL																

**Tabell 5.12 Transport av koldioxid 2021-2050, Kluster 2, 3, 4, med lagring i Norska havet eller Östersjön, Platå-nivå 16.5 mt/år**

TRANSPORT AV KOLDIOXID 2021-2050, KLUSTER 2, 3, 4, MED LAGRING I NORSKA HAVET ELLER ÖSTERSJÖN, PLATAÅ-NIVÅ 16.5 MT/ÅR.																	
		CO <sub>2</sub> lagrad	Transportsträcka, km		Summa CAPEX, miljoner Euro					Summa OPEX, miljoner Euro					Spec kostn., Euro/ton CO <sub>2</sub>		
		miljoner ton	Onshore	Offshore	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	CPL	IPL		Ship	Total	1	2	3
<b>Scenario 1</b>																	
	Variant a	384	490	290	815	418	2855	0	4089	360	184	1317	0	1861	8,04	11,78	15,51
	Variant b	421	490	290	815	418	2855	0	4089	360	184	1321	0	1865	7,34	10,75	14,15
	Variant c	458	490	290	815	418	2855	0	4089	360	184	1325	0	1869	6,76	9,88	13,01
	Variant d	495	490	290	815	418	2855	0	4089	360	184	1329	0	1873	6,26	9,15	12,04
<b>Scenario 2</b>																	
		421	490	290	815	418	2855	0	4089	360	184	1321	0	1865	7,34	10,75	14,15
<b>Scenario 3</b>																	
		421	490	290	815	418	2574	1659	5466	360	184	1179	3023	4746	17,99	21,15	24,27
<b>Scenario 4</b>																	
		421	490	290	815	418	6400	1659	9292	360	184	2936	3023	6502	25,25	31,39	37,54
<b>Scenario 5</b>																	
		421		590-620	815	418	0	1982	3215	360	184	0	2459	3003	12,67	13,72	14,78
<b>Scenario 6</b>																	
	Variant a	446		620-665	815	418	3255	0	4489	360	184	1500	0	2044	7,50	11,08	14,66
	Variant b	462		620-665	815	418	3255	0	4489	360	184	1502	0	2046	7,23	10,69	14,14
	Variant c	479		620-665	815	418	3255	0	4489	360	184	1504	0	2047	6,99	10,32	13,66
	Variant d	495		620-665	815	418	3255	0	4489	360	184	1506	0	2049	6,76	9,98	13,21
<b>Noter:</b>																	
Ekonomisk och teknisk livslängd; Båt 20 år teknisk och ekonomisk livslängd; Pipeline 20 år ekonomisk och 40 år teknisk livslängd																	
Kostnaderna för initial komprimering upp till 110 bar vid avskiljningsanläggningen (80 bar vid båttransport om anläggningen förlagd vid kusten) INTE inkluderat																	
CPL: Collecting Pipelines, IPL: Injection Pipelines, BPL: Bulk Pipelines. Kostnader IPL baserat på att 1,0 miljoner ton CO <sub>2</sub> kan injekteras per brunn per år																	
Pipelinekostnader har beräknats på tre sätt; 1) enligt IEA (2005), 2) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 1,5 baserat på IHS CERA:s DCCI, 3) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 2 baserat på faktiska röstkostnader givna av Vattenfall och Pöyry (BERR 2007)																	
CAPEX och OPEX refererar till ovan beräkningssätt 3) och IPL vid 1,0 Mtpa																	
Specifika kostnader visar kostnaderna för var av de tre ovannämnda beräkningssätten för pipelinekostnader																	
Scenario 1 beskriver transport med bulk pipeline via terminal på Tjeldbergodden till reservoar i Norska havet (akvifär Åre och/eller Tilje)																	
I variant a antas 25% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 10																	
I variant b antas 50% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 10																	
I variant c antas 75% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 10																	
I variant d antas 100% kapacitetsutnyttjande år 1																	
Scenario 2 beskriver bulk pipeline som i scenario 1 men med 25%, 50%, 75% och 100% kapacitetsutnyttjande i åren 1, 4, 7 och 10 respektive																	
Scenario 3 beskriver bulk pipeline och kapacitetsuppbyggnad som i scenario 2 men med båttransport från Tjeldbergodden till reservoaren i Norska havet																	

Scenario 4 beskriver 4 mindre pipelines till Tjeldbergodden och båttransport till reservoaren i Norska havet. Rörledningarna byggs i åren 1, 4, 7 och 10 respektive, vardera transporterar 25% av plåtå-nivån med 100% kapacitetsutnyttjande

Scenario 5 beskriver båttransport till lagring i Östersjön med central terminal i Gävle och Rauma (se relevant karta) och där volymen byggs upp som i scenario 2, 3 och 4

Scenario 6 beskriver transport med bulk pipeline via terminal i Gävle och Rauma till lagring i Östersjön (se relevant karta) och där kapaciteten byggs upp som i scenario 1 men med 100% kapacitetsutnyttjande redan i år 5



**Tabell 5.13 Transport av koldioxid 2021-2050, kluster 4, 5 med lagring i Hanstholm, Nordsjön eller Östersjön, plåtå-nivå 38,2 Mt/å**

**Tabell 5.13** Transport av koldioxid 2021-2050, kluster 4, 5 med lagring i Hanstholm, Nordsjön eller Östersjön, plåtå-nivå 38,2 Mt/år

	CO <sub>2</sub> lagrad	Transportsträcka, km		Summa CAPEX, miljoner Euro					Summa OPEX, miljoner Euro					Spec kostn, Euro/ton CO <sub>2</sub>		
	miljoner ton	Onshore	Offshore	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	1	2	3
Scenario 1																
Variant a	888		507-522	2499	1037	3205	0	6741	1112	460	1525	0	3097	5,65	8,36	11,08
Variant b	974		507-522	2499	1037	3205	0	6741	1112	460	1534	0	3106	5,16	7,63	10,11
Variant c	1060		507-522	2499	1037	3205	0	6741	1112	460	1544	0	3116	4,75	7,02	9,30
Variant d	1146		507-522	2499	1037	3205	0	6741	1112	460	1553	0	3125	4,40	6,51	8,61
Scenario 2	974		507-522	2499	1037	3205	0	6741	1112	460	1534	0	3106	5,16	7,63	10,11
Scenario 3	974		507-522	2499	1037	7697	0	11234	1112	460	3533	0	5105	8,63	12,70	16,77
Scenario 4																
Variant a	974		507-522	2499	1037	0	4145	7681	1112	460	0	6376	7948	13,42	14,73	16,05
Variant b	974		1447-1462	2499	1037	0	5658	9195	1112	460	0	9569	11141	18,25	19,56	20,88
Scenario 5																
Variant a	1146		510-876	563	1037	0	12433	14034	251	460	0	10424	11135	20,99	21,46	21,96
Variant b	1146		1450-1816	563	1037	0	13495	15096	251	460	0	12292	13003	23,54	24,02	24,52

**Noter:**

Ekonomisk och teknisk livslängd; Båt 20 år teknisk och ekonomisk livslängd; Pipeline 20 år ekonomisk och 40 år teknisk livslängd

Kostnaderna för initial komprimering upp till 110 bar vid avskiljningsanläggningen (80 bar vid båttransport om anläggningen förlagd vid kusten) INTE inkluderat

CPL: Collecting Pipelines, IPL: Injection Pipelines, BPL: Bulk Pipelines. Kostnader IPL baserad på att 1,0 miljoner ton CO<sub>2</sub> kan injekteras per brunn per år Pipelinekostnader har beräknats på tre sätt; 1) enligt IEA (2005), 2) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 1,5 baserat på IHS CERA:s DCCI, 3) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 2 baserat på faktiska rörkostnader givna av Vattenfall och Pöyry (BERR 2007)

CAPEX och OPEX refererar till ovan beräkningssätt 3) och IPL vid 1,0 Mtpa

Specifika kostnader visar kostnaderna för var av de tre ovannämnda beräkningssätten för pipelinekostnader

Scenario 1 beskriver transport med bulk pipeline från terminal i Finland och Estland till reservoar i Östersjön

I variant a antas 25% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5

I variant b antas 50% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5

I variant c antas 75% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5

I variant d antas 100% kapacitetsutnyttjande år 1

Scenario 2 beskriver bulk pipeline som i scenario 1 men med 25%, 50%, 75% och 100% kapacitetsutnyttjande i åren 1, 4, 7 och 10 respektive

Scenario 3 beskriver 4 mindre pipelines från samma terminal i Finland och Estland som i scenario 1 och 2 och till reservoar i Östersjön. Rörledningarna byggs i åren 1, 4, 7 och 10 respektive, vardera transporterar 25% av plåtå-nivån med 100% kapacitetsutnyttjande

Scenario 4 beskriver båttransport från Finsk och Estländsk terminal och där volymen byggs upp som i scenario 2 och 3

I variant a till lager i Östersjön

I variant b till Hanstholm akvifären i dansk del av Nordsjön  
Scenario 5 beskriver transport med båt från 16 imaginära hamnar byggd vid varje utsläppskälla om möjligt (se kartor nedan), annars CPL från utsläppskälla till närmaste imaginära hamn. Plåtå-kapacitet från år 1  
I variant a till lager i Östersjön  
I variant b till Hanstholm akvifären i dansk del av Nordsjön

**TABELL 5.14 TRANSPORT AV KOLDIOXID 2021-2050, KLUSTER 6, 7, 8 MED LAGRING I HANSTHOLM, NORDSJÖN ELLER ÖSTERSJÖN, PLATÅ-NIVÅ 6.6 MT/ÅR.**

	CO <sub>2</sub> lagrad	Transportsträcka, km		Summa CAPEX, miljoner Euro					Summa OPEX, miljoner Euro					Spec kostn, Euro/ton CO <sub>2</sub>		
	miljoner ton	Onshore	Offshore	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	1	2	3
Scenario 1	198	45-110	160-300	478	158	1294	0	1930	212	70	599	0	881	7,38	10,79	14,20
Scenario 2	181	45-110	160-300	478	158	1294	0	1930	212	70	598	0	879	8,07	11,80	15,53
Scenario 3																
Variant a	198		160-300	131	158	0	3492	3782	58	70	0	2491	2619	31,27	31,80	32,33
Variant b	198		1100-1340	131	158	0	3492	3782	58	70	0	2676	2804	32,20	32,73	33,26
Scenario 4																
Variant a	181		160-300	131	158	0	3231	3520	41	70	0	2192	2304	31,09	31,64	32,20
Variant b	181		1100-1340	131	158	0	3231	3520	41	70	0	2361	2473	32,02	32,57	33,13
<b>Noter:</b>																
Ekonomisk och teknisk livslängd; Båt 20 år teknisk och ekonomisk livslängd; Pipeline 20 år ekonomisk och 40 år teknisk livslängd																
Kostnaderna för initial komprimering upp till 110 bar vid avskiljningsanläggningen (80 bar vid båttransport om anläggningen förlagd vid kusten) INTE inkluderat																
CPL: Collecting Pipelines, IPL: Injection Pipelines, BPL: Bulk Pipelines. Kostnader IPL baserad på att 1,0 miljoner ton CO <sub>2</sub> kan injekteras per brunn per år																
Pipelinekostnader har beräknats på tre sätt; 1) enligt IEA (2005), 2) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 1,5 baserat på IHS CERA:s DCCI, 3) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 2 baserat på faktiska rörkostnader givna av Vattenfall och Pöyry (BERR 2007)																
CAPEX och OPEX refererar till ovan beräkningssätt 3) och IPL:s vid 1,0 Mtpa																
Specifika kostnader visar kostnaderna för var av de tre ovannämnda beräkningssätten för pipelinekostnader																
Scenario 1 beskriver 3 bulk pipelines, en från varje kluster och alla med lokal platå-kapacitet, till reservoar i Östersjön																
Scenario 2 beskriver 3 bulk pipelines, en från vardera kluster 7 och 8 med platå-kapacitet från och med år 1. I kluster 6 inkluderas SSAB Oxelössund från och med år 1 medan alla andra källor inkluderas år 10. Lagring i Östersjön.																
Scenario 3 beskriver båttransport från 5 imaginära hamnar och med platå-kapacitet år 1																
Variant a med lagring i Östersjön																
Variant b med lagring i akvifären Hanstholm i dansk del av Nordsjön																
Scenario 4 beskriver båttransport med imaginära hamnar och där kapaciteten expanderas som i scenario 2																
Variant a med lagring i Östersjön																
Variant b med lagring i akvifären Hanstholm i dansk del av Nordsjön																

**TABELL 5.15** TRANSPORT AV KOLDIOXID 2021-2050, KLUSTER 10, 11 MED LAGRING I AKVIFÄR SYD FÖR MALMÖ ELLER I HANSTHOLM, DANMARK, PLATÅ-NIVÅ 6.1 MT/ÅR.

	CO <sub>2</sub> lagrad	Transportsträcka, km		Summa CAPEX, miljoner Euro					Summa OPEX, miljoner Euro					Spec kostn, Euro/ton CO <sub>2</sub>			
		miljoner ton	Onshore	Offshore	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	1	2	3
Scenario 1																	
Variant a	142		27-80	558	158	310	0	1026	248	70	137	0	455	5,22	7,83	10,44	
Variant b	156		27-80	558	158	310	0	1026	248	70	137	0	455	4,76	7,14	9,52	
Variant c	169		27-80	558	158	310	0	1026	248	70	137	0	455	4,37	6,56	8,74	
Variant d	183		27-80	558	158	310	0	1026	248	70	137	0	455	4,04	6,07	8,09	
Scenario 2	156		27-80	558	158	310	0	1026	248	70	137	0	455	4,76	7,14	9,52	
Scenario 3	156		27-80	558	158	1111	0	1827	248	70	490	0	808	8,47	12,71	16,94	
Scenario 4																	
Variant a	183		61-181	73	158	0	6730	6961	35	70	0	4356	4461	61,50	61,96	62,42	
Variant b	183		374-672	73	158	0	6730	6961	35	70	0	4420	4525	61,85	62,31	62,76	
<b>Noter:</b>																	
Ekonomisk och teknisk livslängd; Båt 20 år teknisk och ekonomisk livslängd; Pipeline 20 år ekonomisk och 40 år teknisk livslängd																	
Kostnaderna för initial komprimering upp till 110 bar vid avskiljningsanläggningen (80 bar vid båttransport om anläggningen förlagd vid kusten) INTE inkluderat																	
CPL: Collecting Pipelines, IPL: Injection Pipelines, BPL: Bulk Pipelines. Kostnader IPL baserad på att 1,0 miljoner ton CO <sub>2</sub> kan injekteras per brunn per år																	
Pipelinekostnader har beräknats på tre sätt; 1) enligt IEA (2005), 2) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 1,5 baserat på IHS CERA:s DCCI, 3) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 2 baserat på faktiska rörkostnader givna av Vattenfall och Pöyry (BERR 2007)																	
CAPEX och OPEX refererar till ovan beräkningssätt 3) och IPL vid 1,0 Mtpa																	
Specifika kostnader visar kostnaderna för var av de tre ovannämnda beräkningssätten för pipelinekostnader																	
Scenario 1: Transport med bulk pipeline från danska och svenska terminaler till lagring i akvifär syd om Malmö																	
I variant a antas 25% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																	
I variant b antas 50% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																	
I variant c antas 75% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																	
I variant d antas 100% kapacitetsutnyttjande år 1																	
Scenario 2: Bulk pipeline som i scenario 1 men med 25%, 50%, 75% och 100% kapacitetsutnyttjande i åren 1, 4, 7 och 10 respektive																	
Scenario 3: 4 mindre pipelines från danska och svenska terminaler till lagring syd om Malmö. Rörledningarna byggs i åren 1, 4, 7 och 10 respektive, vardera transporterar 25% av platå-nivån med 100% kapacitetsutnyttjande																	
Scenario 4: Båttransport från 10 imaginära hamnar (se relevant karta, kostnader för hamnar inkluderad) där övriga källor länkas till närmaste hamn via CPL																	
I variant a antas lagring syd om Malmö																	
I variant b antas lagring i Hanstholm akvifären																	



**TABELL 5.16 TRANSPORT AV KOLDIOXID 2021-2050, KLUSTER 15 MED LAGRING I HANSTHOLM, NORDSJÖN, PLATÅ-NIVÅ 8,4 MT/ÅR.**

	CO <sub>2</sub> lagrad miljoner ton	Transportsträcka, km		Summa CAPEX, miljoner Euro					Summa OPEX, miljoner Euro					Spec kostn, Euro/ton CO <sub>2</sub>		
		Onshore	Offshore	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	CPL	IPL	BPL	Ship	Total	1	2	3
<b>Scenario 1</b>																
Variant a	227	57	166	554	221	696	0	1471	246	97	307	0	651	4,68	7,01	9,35
Variant b	235	57	166	554	221	696	0	1471	246	97	307	0	651	4,51	6,76	9,02
Variant c	244	57	166	554	221	696	0	1471	246	97	307	0	651	4,35	6,53	8,71
Variant d	252	57	166	554	221	696	0	1471	246	97	307	0	651	4,21	6,31	8,42
<b>Scenario 2</b>																
Variant a	227	155	87	458	221	640	0	1319	198	97	315	0	610	4,42	6,46	8,51
Variant b	235	155	87	458	221	640	0	1319	198	97	316	0	611	4,26	6,23	8,21
Variant c	244	155	87	458	221	640	0	1319	198	97	317	0	612	4,12	6,02	7,93
Variant d	252	155	87	458	221	640	0	1319	198	97	318	0	613	3,98	5,83	7,67
<b>Scenario 3</b>																
Variant a	214	57	166	554	221	724	0	1499	246	97	351	0	694	5,29	7,76	10,24
Variant b	214	155	87	458	221	640	0	1319	198	97	313	0	609	4,67	6,83	9,00
<b>Scenario 4</b>																
Variant a	214	57	166	554	221	2059	0	2834	246	97	909	0	1252	9,54	14,31	19,08
Variant b	214	155	87	458	221	1759	0	2438	198	97	835	0	1131	8,84	12,74	16,66
Scenario 5	252		82-273	285	221	0	5515	6021	125	97	0	3785	4007	38,35	39,07	39,79
Scenario 6	222		82-273	285	221	0	5243	5749	125	97	0	3428	3650	40,77	41,59	42,42
<b>Noter:</b>																
Ekonomisk och teknisk livslängd; Båt 20 år teknisk och ekonomisk livslängd; Pipeline 20 år ekonomisk och 40 år teknisk livslängd																
Kostnaderna för initial komprimering upp till 110 bar vid avskiljningsanläggningen (80 bar vid båttransport om anläggningen förlagd vid kusten) INTE inkluderat																
CPL: Collecting Pipelines, IPL: Injection Pipelines, BPL: Bulk Pipelines. Kostnader IPL baserad på att 1,0 miljoner ton CO <sub>2</sub> kan injekteras per brunn per år																
Pipelinekostnader har beräknats på tre sätt; 1) enligt IEA (2005), 2) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 1,5 baserat på IHS CERA:s DCCI, 3) enligt IEA (2005) men skalat upp med en faktor 2 baserat på faktiska röstkostnader givna av Vattenfall och Pöyry (BERR 2007)																
CAPEX och OPEX refererar till ovan beräkningssätt 3) och IPL vid 1,0 Mtpa. Specifika kostnader visar kostnaderna för var av de tre ovannämnda beräkningssätten för pipelinekostnader																
Scenario 1: Transport med bulk pipeline, offshore variant, till Hanstholm																
I variant a antas 25% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																
I variant b antas 50% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																
I variant c antas 75% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5																

I variant d antas 100% kapacitetsutnyttjande år 1
Scenario 2: Transport med bulk pipeline, onshore variant, till Hanstholm
I variant a antas 25% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5
I variant b antas 50% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5
I variant c antas 75% kapacitetsutnyttjande år 1, 100% år 5
I variant d antas 100% kapacitetsutnyttjande år 1
Scenario 3: Bulk pipeline som i scenario 1 och 2 men med 25%, 50%, 75% och 100% kapacitetsutnyttjande i åren 1, 4, 7 och 10 respektive
Variant a för offshore routing (se scenario 1)
Variant b för onshore routing (se scenario 2)
Scenario 4: 4 mindre pipelines till Hanstholm. Rörledningarna byggs i åren 1, 4, 7 och 10 respektive, vardera transporterar 25% av plåtå-nivån med 100% kapacitetsutnyttjande
Variant a för offshore routing (se scenario 1)
Variant b för onshore routing (se scenario 2)
Scenario 5: Båttransport till Hanstholm från olika hamnar och med plåtkapacitet från och med år 1
Scenario 6: Båttransport till Hanstholm från olika hamnar och där de olika källorna fasas in över 10 år

### 5.9.6 Kostnadsberäkningar av Panaware

Beräkningar av kostnader för båttransporter har även utförts av Panaware<sup>166</sup> med en egenutvecklad modell. Beräkningsfallen överensstämmer med de beräkningsfall (scenarier) som utförts av Chalmers tekniska högskola. I tabellerna nedan visas resultat av kostnadsberäkningar för fartygstransport för ett antal scenarier, definierade i avsnitt 5.7. Det bör noteras att dessa omfattar kompletta kostnader för buffertlager och utlastningsutrustning vid utlastningshamnen samt för fartygstransporten.

För de fall där ”infasning” angivits avses en uppbyggnad av fraktad volym i enlighet med de utförligare beskrivningar som gjorts av Chalmers, se tabell 5.11 till 5.16. ”Platå” avser att maximal volym (slutvolym) uppnås redan från år ett. För de olika klustren har vidare förutsatts rörtransport till gemensam förvätskning och utlastning varvid en eller flera sådana anläggningar har kostnadsberäknats. Kostnaderna för förvätskning är dock inte med i Panawares beräkningar, se avsnitt 5.10.1 för en diskussion om skillnader mellan de två beräkningssätten.

Kalkylmodellen är byggd för att finna optimal transportkostnad för varje transportsenario. Därför varierar fartygsstorleken med den maximala, dagliga produktionsvolymen, dock med begränsningen av fartygskapaciteten till 40 000 m<sup>3</sup>. I beräkningarna används en hastighet till sjöss av 14 knop och viss tid för manövrering i lastnings- och lossningshamn respektive till havs. För klustren i Bottenviken måste noggrannare beräkningar göras vad avser effekten av isförhållanden. I dessa beräkningar har vi använt en kraftig förenkling genom att reducera den genomsnittliga hastigheten till 10 knop, vilket i sig inverkar på logistikmodellen och på behovet av transportkapacitet. Därför avspeglas isförhållandena i både kapital- och driftskostnader, men som en approximering. Noggrannare beskrivningar kan här utvecklas, varvid man kan komma att se möjligheter med mellanlager och omlastning till andra (lättare) fartyg, söder om den normala gränsen för fast is, till exempel i Stockholmsregionen eller kring Oxelösund/-Bråviken.

---

<sup>166</sup> Panaware är Per Arne Nilssons konsultbolag som har specialiserat sig på rådgivning inom området koldioxidtransporter med fartyg. Per Arne Nilsson har bland annat erfarenheter från det norska rederiet I.M. Skaugen att bidra med.

**Tabell 5.17** Kostnadsberäkningar av Panaware.

	<b>KÄLLOR</b>				<b>DISTANS*</b>	<b>SLUTVOLYM</b>	<b>TOTALVOLYM</b>	<b>CAPEX</b>	<b>OPEX</b>	
scenario #	kluster #	destination	plåtå	infasning	(km)	(mtpa)	(mt 30 yrs)	(mEUR)	(mEUR)	EUR/ton CO <sub>2</sub>
1	1	Baltic		x	1165	14,8	377	884	1 978	10,4
2	1	Barents	x		137	14,8	444	345	1 221	4,8
3	1	Barents		x	137	14,8	377	345	1 045	4,8
4	4,5	Baltic	x		514	38,2	1146	1 340	4 581	7,1
5	4,5	Baltic		x	514	38,2	974	1 340	3 952	7,2
6	4,5	Hanstholm	x		1454	38,2	1146	2 121	7 154	11,2
7	4,5	Hanstholm		x	1454	38,2	974	2 083	6 063	11,1
8	6,7,8	Baltic	x		286	6,6	198	270	763	7,4
9	6,7,8	Baltic		x	286	6,6	181	276	817	8,2
10	6,7,8	Hanstholm	x		1226	6,6	198	406	1 234	11,6
11	6,7,8	Hanstholm		x	1226	6,6	181	398	1 125	11,6
12	10,11	Hanstholm	x		310	6,1	183	217	717	7,0
13	10,11	Malmö	x		64	6,1	183	217	628	6,5
14	2,3,4	Baltic		x	640	16,5	421	658	1 891	8,0
15	15	Hanstholm	x		172	8,4	252	305	935	6,9
16	15	Hanstholm		x	172	8,4	223	321	884	7,3

\*= average weighted distance

Följande förutsättningar och antaganden har använts i beräkningarna:

- projekttid 30 år (avskrivning) och WACC<sup>167</sup> 8%
- kostnadskomponenter som ingår i beräkningarna är hamnterminal (buffertlager och utlastningsutrustning) och skeppningskostnader (komplett CAPEX och OPEX)
- kostnadskomponenter som ej ingår i beräkningarna är förvätskning, CPL eller IPL, subsea- eller topsideinstallationer offshore
- volymutveckling enligt givna förutsättningar (ramp-up eller plateau) transportkapacitet har optimerats på volym, men fartygskapacitet har maximerats till 40 000 m<sup>3</sup>
- fartygen beräknas ha ett restvärde (residual value) på 25, 35, 40 och 50 % efter 30, 26, 23 och 20 år, respektive
- fartygen är dedikerade CO<sub>2</sub>-fartyg utan re-liquefaction, men utrustade för lossning offshore
- vägda distanser har använts när kluster består av ett flertal hamnar, där det bedömts mer fördelaktigt att utnyttja CPL till gemensam förvätskning, mellanlager och utskeppning
- isförhållanden har enbart hanterats genom sänkt medelhastighet, ej på CAPEX eller OPEX
- hamnavgifter ingår till uppskattat, fullt värde
- lotskostnader är ej inkluderade, befälen kvalificerar sannolikt för egna lotscertifikat
- bränslet är LNG

## 5.10 Diskussion

### 5.10.1 Generella aspekter gällande transportberäkningarna

De, enligt beräkningarna, ekonomiskt mest fördelaktiga lösningarna för transport mellan olika utsläppskluster och potentiella lagringsplatser har redovisats i avsnitt 5.9.5. Det finns däremot ett antal generella aspekter som kan diskuteras utifrån de genomförda beräkningarna.

---

<sup>167</sup> WACC, Weighted Average Cost of Capital, genomsnittligt vägt avkastningskrav. En vedertagen modell för att beräkna kalkylräntan.

Vissa av de kalkylmässiga förutsättningarna skiljer sig åt mellan Chalmers och Panawares beräkningar. Chalmers har räknat med en ekonomisk livslängd på 20 år enligt annuitetsmetoden (för fasta kostnader) medan kostnaderna har spridits över den 30-åriga projektiden (2021 till 2050). Panaware har räknat med samma ekonomiska livslängd som projektid: 30 år. Att dessa förutsättningar skiljer sig åt mellan beräkningarna har troligtvis inte haft någon avgörande betydelse för resultaten utan förklaringar till varför de ibland anmärkningsvärda skillnaderna finns, beror på andra faktorer. Exempel på andra förutsättningar som skiljer sig åt mellan beräkningarna för båttransporter är att Panawares beräkningar innefattar kostnader för mellanlager, utlastningsutrustning samt naturligtvis själva båttransporten. Chalmers kostnader innefattar förutom detta även kostnader för CPL, förvätskning, IPL samt tryckhöjning före injektering<sup>168</sup>. Kostnaderna för förvätskning är dock låga, 1,35 EUR/ton CO<sub>2</sub>, vid ett elpris på 0,056 EUR/kWh. Vid ett elpris på 0,11 EUR/ton CO<sub>2</sub>, ger motsvarande uppskattningen en uppskattad kostnad för förvätskning på 2,12 EUR/ton CO<sub>2</sub>. Vid det senare elpriset har kostnaden för förvätskning inom exempelvis ZEP uppskattas till 5,5 EUR/ton CO<sub>2</sub>, se avsnitt 5.7.4.

Trots dessa skillnader uppvisar metoderna förhållandevis god överensstämmelse om man tar i beaktande att CPL, förvätskning och IPL inte ingår i Panawares skattningar. I alla fall för de fall där Chalmers räknar på utlastning från en gemensam klusterpunkt (utlastningshamn).

I de fall där Chalmers inte räknar med en gemensam utlastningshamn utan räknar med det som man kallar ”imaginära hamnar”, det vill säga multipla hamnar från vilka en eller ett fåtal utsläppskällors avskilda koldioxid transporteras, är däremot skillnaderna mellan Chalmers och Panawares skattade kostnader mycket markanta. Huvudorsaken till att de av Chalmers uppskattade kostnaderna i fallen med multipla hamnar blir så höga är att modellen som användas för beräkningar av kostnader för båttransporter ännu inte har hunnit anpassats till sådana transport-system. De flöden av koldioxid som skall transporteras från många av hamnarna är små och det finns flera faktorer som behöver optimeras för att anpassas till detta, bland annat båtarnas storlek och transportmönster. Det är inte gjort i de transportberäkningar som redovisas i den här rapporten. En annan faktor som kan slå hårdare för uppskattningar av transportssystem med multipla hamnar är att hela kostnaden för en hamn är inkluderad i den modell som Chalmers använder sig av. De flesta av de industrier som ligger vid kusten har naturligtvis redan tillgång till hamn och då tillkommer kostnader för mellanlager och utlastningsutrustning men inte kostnaden för att bygga en ny hamn.

Vad resultaten blir efter det att modellen anpassats för multipla hamnar återstår att se. Det går däremot att konstatera att om kostnaderna i realiteten kommer ens i närheten av de kostnader som redovisats i den här rapporten, skulle transport-system med båtar uppbyggda med multipla utlastningshamnar inte vara konkurrenskraftiga i jämförelse med transportsystem som bygger på en gemensam

---

<sup>168</sup> Tryckhöjningen är endast upp till 80 bar eftersom några reservoarspecifika tryck inte är kända.

utlastningshamn eller transportsystem som bygger på bulktransport i rörledningar. Panawares skattningar av kostnader är i fallen med multipla hamnar betydligt mer modesta men de inkluderar som tidigare påpekats inte lika många kostnadsposter som Chalmers beräkningar.

Ett annat generellt konstaterande byggt på Chalmers beräkningar är att det är mer kostnadseffektivt att bygga en stor rörledning för bulktransporter, även om den inte utnyttjas till fulla direkt, än att bygga flera mindre rörledningar allt eftersom mer koldioxid transporteras. Det beror naturligtvis på förutsättningarna för upp-trappning av den transporterade mängden koldioxid men för de förslag till upp-trappning som har använts i Chalmers beräkningar (upp-trappning till 100 % på 10 år) är bilden tydlig. Utifrån den iakttagelsen går det också att hitta tydliga argument för att hitta gemensamma transportlösningar för kluster av utsläppskällor. Den specifika transportkostnaden blir helt enkelt betydligt lägre om större transportvolymerna kan samordnas i en rörledning istället för att flera mindre transportledningar skall byggas. Det blir på så sätt även ett argument till varför det är viktigt att överväga transportlösningar som innefattar den typ av gränsöverskridande utsläppskluster som presenterats i den här utredningen.

De rörliga kostnaderna för båttransporter bör vara betydligt högre än de rörliga kostnaderna för bulktransport i rörledning och det är därför inte märkligt att de uppskattade totalkostnaderna kan bli höga för transporter med båt. Något som kanske är mer anmärkningsvärt är att de uppskattade kapitalkostnaderna för båttransporter är så pass likartade kapitalkostnaderna för bulktransport i rörledning. En generell observation utifrån Chalmers redovisade beräkningar är därför att det över de transportavstånd, volymer och tidsrymder som studeras alltid verkar vara mer ekonomiskt fördelaktigt med rörledningar i förhållande till båttransporter.

### **5.10.2 Koldioxidläckage från Europa**

I avsnitt 4.2.3 nämndes problemet med att ensidigt tillämpa för strikta klimatpolitiska styrmedel inom EU på internationella konkurrensutsatts industriella branscher kan leda till att industriell produktion, och med den tillhörande koldioxidutsläpp, flyttar utanför Europa – så kallad koldioxidläckage.

Koldioxidläckage är en av de mest omdiskuterade effekterna när internationell klimatpolitik analyseras. Att det finns teoretiskt grund för att effekten existerar är helt klart eftersom det är helt naturligt med viss internationell rörlighet om produktionskostnaderna är olika i olika länder. Hur stor effekten emellertid är, eller kan bli, är däremot svårare att värdera eftersom det sällan är enbart en orsak till att industriell verksamhet flyttar mellan olika länder. Effekten får emellertid direkta effekter på politiska beslutsfattares ambitioner att skapa kraftfulla klimatpolitiska styrmedel, eftersom det kan leda till försämrade konkurrenskraft för inhemsk industri och ett minskat antal arbetstillfällen i det egna landet.

Rädslan för koldioxidläckage är sannolikt en av huvudorsakerna till varför utdelningen av utsläppsrätter inom EU ETS huvudsakligen har skett genom fri tilldel-

ning och att övergången till en ökad grad av auktionering går förhållandevis långsamt. På teoretisk grund är det dock svårt att hitta fog för valet att ha fri tilldelning av utsläppsrätter eftersom utsläppsrätter är likvida medel som blir en rörlig kostnad i den producerande industrins bokföring, oavsett hur utsläppsrätten har erhållits. Med andra ord är det lika stor risk för koldioxidläckage även om utsläppsrätten har erhållits genom fri tilldelning. För sektorer där man inte riskerar konkurrens från länder utanför EU, exempelvis kraftsektorn, är risken för koldioxidläckage däremot liten. De mest påtagliga följderna med ökade kostnader för koldioxidutsläpp inom kraftsektorn blir en övergång till produktionsmetoder som genererar mindre specifika koldioxidutsläpp, vilket är precis vad styrmedlet syftar till, samt att kostnaderna för elektricitet i andra sektorer blir högre, vilket är ett problem som politiska beslutsfattare måste förhålla sig till eftersom det också kan orsaka utflyttning av industri, det vill säga en indirekt form av koldioxidläckage.

Den effekt som det klimatpolitiska styrmedlet EU ETS är ute efter är att minska nettoutsläppen av växthusgaser, och det finns naturligtvis även för internationellt konkurrensutsatt industri motmedel mot de ökade kostnaderna som EU ETS kan medföra. Exempel på sådana motmedel är energieffektivisering, som kan ge lägre specifika och totala utsläpp av koldioxid, och/eller en övergång till energislag som påverkar de egna utsläppen av fossil koldioxid negativt, exempelvis en övergång från olja till naturgas, biomassa eller elektricitet<sup>169</sup>. Ett annat sätt är det den här studien handlar om, avskiljning och geologisk lagring av koldioxid. Möjligheten att inte behöva införskaffa utsläppsrätter för avskiljd och lagrad koldioxid möjliggjordes genom Europaparlamentets och Rådets direktiv 2009/29/EG<sup>170</sup> och Den formulering som användes för att förklara detta var:

*”Skyldigheten att överlämna utsläppsrätter ska inte gälla i förhållande till utsläpp som verifierats som avskilda och transporterade för permanent lagring till en anläggning som har giltigt tillstånd i enlighet med Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/31/EG av den 23 april 2009 om geologisk lagring av koldioxid(\*).”*

I direktiv 2009/29/EG finns många formuleringar som visar att man inom EU ser allvarligt på risken för koldioxidläckage, exempelvis:

*”Medlemsstaterna får även införa ekonomiska åtgärder till förmån för sektorer eller delsektorer som konstaterats löpa avsevärd risk för koldioxidläckage till följd av att kostnaderna för växthusgasutsläppen förs vidare till elpriset, i syfte att kompensera dem för dessa kostnader, om dessa ekonomiska åtgärder överensstämmer med gällande och kommande bestämmelser för statligt stöd på området.”*

---

<sup>169</sup> En övergång till elektricitet kan däremot påverka indirekta utsläppen av växthusgaser .

<sup>170</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2009/29/EG av den 23 april 2009 om ändring av direktiv 2003/87/EG i avsikt att förbättra och utvidga gemenskapssystemet för handel med utsläppsrätter för växthusgaser.



Direktivet möjliggör även kraftiga lättnader i övergången till full auktionering av utsläppsrätter till sektorer eller delsektorer där det råder ”avsevärd risk för koldioxidläckage”, se avsnitt 4.2.3, vilket enligt direktivet är de sektorer eller delsektorer där:

*”a) summan av de direkta och indirekta merkostnaderna till följd av genomförandet av detta direktiv skulle leda till en väsentlig ökning av produktionskostnaderna, beräknade som en andel av bruttoförelägningsvärdet, på minst 5 %, och*

*b) handelsintensiteten med tredjeländer, definierad som förhållandet mellan det totala värdet av exporten till tredjeländer plus värdet av importen från tredjeländer och gemenskapens totala marknadsstorlek (årlig omsättning plus total import från tredjeländer), är större än 10 %.”*

eller

*”a) om summan av de direkta och indirekta merkostnaderna till följd av genomförandet av detta direktiv skulle leda till en särskilt stor höjning av produktionskostnaderna, beräknade som en andel av bruttoförelägningsvärdet, på minst 30 %, eller*

*b) om handelsintensiteten med tredjeländer, definierad som förhållandet mellan det totala värdet av exporten till tredjeländer plus värdet av importen från tredjeländer och gemenskapens totala marknadsstorlek (årlig omsättning plus total import från tredjeländer), är större än 30 %.”*

Något som skulle råda bot på risken för koldioxidläckage är att samtliga länder skapar system med motsvarande kostnader för koldioxidutsläpp och direktivet deklarerar att reglerna med gratis tilldelning skall ses över om ”gemenskapen godkänt ett internationellt avtal om klimatförändringar som leder till obligatoriska minskningar av växthusgasutsläppen som är jämförbara med gemenskapens minskningar”.

## **5.11 Tiden**

Gemensamt för de modeller av det slag som används av Chalmers och IEA och som beskrivs i avsnitt 5.2 samt i bilaga 2, är att de bland annat utgår från ramvillkor gällande möjliga krav på utsläppsminskningar. EU-länderna har gemensamt haft ett mycket ambitiöst klimatpolitiskt program men efter FN:s klimatomöte i Köpenhamn i december 2009 är det mycket osäkert vilka bindande internationella åtaganden gällande utsläppsminskningar av växthusgaser som kommer att gälla efter Kyotoprotokollets första åtagandeperiod, det vill säga efter 2012. EU kommer troligen att fram till 2020 driva en politik som sätter ambitiösa utsläppsmål men om det inte blir någon global klimatöverenskommelse om bindande åtaganden kommer sannolikt inte de ramvillkor som använts i modellerna att vara giltiga. EU kommer i det fallet att få ta ställning till om det är möjligt att fortsätta ha ambitiösa mål gällande de egna utsläppen av växthusgaser, trots att det kan leda till problem för konkurrensutsatt inhemsk industri, vilket i sin tur kan leda till koldioxidläckage, se avsnitt 4.2.3. Ett sätt att lösa problemet för konkurrensutsatt

inhemsk industri är ökad protektionism i form av tullar och annat som medför att den industri som exporterar till EU kommer att få likartade ekonomiska villkor som den inhemska industrin. Om det inte blir något globalt bindande klimatavtal, kommer EU sannolikt i någon form att ställas inför valet att ha en fortsatt ambitiös inhemsk klimatpolitik i kombination med ökad protektionism eller att släppa på kraven gällande de egna utsläppen av klimatgaser. Om valet blir det senare, kommer ramvillkoren för modeller av det slag som presenterats i den här rapporten att förändras påtagligt, och det är då inte troligt att CCS tillnärmelsevis kommer att få den spridning som modellerna har gett exempel på. Fundamentet för CCS-teknikens utveckling, tillämpning och spridning är och förblir därför en global klimatöverenskommelse med bindande kvantitativa åtaganden.

Påverkan är emellertid inte bara från regelverk till olika metoder/klimatverktyg för att dämpa människans påverkan på klimatet, däribland CCS, utan påverkan kan även gå från klimatverktygen till regelverken. De omfattande satsningar på forskning, utveckling och realisering av koldioxidavskiljning och -lagring som pågår i olika delar av världen kan vara en bidragande orsak till att det blir lättare för politiska beslutsfattare att ta de beslut som behövs för att åstadkomma internationellt bindande åtaganden om utsläppsminskningar. CCS kan därigenom bli en av de komponenter som behövs för etableringen av en global klimatöverenskommelse.

De modeller av CCS-teknikens spridning inom kraftsektorn som genomförts av Chalmers och som redovisas i bilaga 2, redovisar inte någon spridning till de nordiska länderna för perioden fram till år 2050. Eftersom modelleringen enbart innefattar kraftsektorn är det naturligt att exempelvis Sverige inte är med, vare sig perspektivet är tidigt, d.v.s. 2020, eller senare. Med tanke på att diskussionen om CCS i Europa och globalt huvudsakligen är fokuserad på fossilbaserad kraftproduktion, är det också troligt att infrastrukturens utbyggnad kommer att vara beroende på hur tekniken kommer att utvecklas inom kraftsektorn. Industrins utveckling inom området kommer sannolikt först något senare, vilket även illustreras i tabell 5.18 där IEA beskriver en global utvecklingshastighet för CCS-projekt i industriell skala fram till år 2030. Den beskrivna utvecklingshastigheten baseras på ramvillkoren som är satta av IEA:s ”Blue Map Scenario”<sup>171</sup>, där bland annat de globala utsläppen av växthusgaser år 2050 begränsas till 50 % av utsläppen år 2005 och där åtgärder som begränsar nettoutsläppen av växthusgaser upp till en kostnad av 200 USD per ton koldioxidekvivalenter finns medtagna. IEA påpekar dock att de tre scenarier<sup>171</sup> som modelleras inte är prognoser utan att de, på samma sätt som Chalmers modellering av CCS applicerat på den europeiska kraftsektorn, är analyser av utvecklingsalternativ med lägst totalkostnad utifrån givna förutsättningar. Generellt är de givna förutsättningarna gällande utveckling

---

<sup>171</sup> IEA jämför detta utvecklingsalternativ med två andra scenarier, ett referensalternativ, ”Baseline Scenario, med de internationella styrmedel som idag existerar eller är beslutade och ett ACT Map Scenario där nettoutsläppen av växthusgaser år 2050 begränsas till utsläppsnivån under år 2005. I ACT Map-scenariot finns åtgärder som begränsar nettoutsläppen av växthusgaser upp till en kostnad av 50 USD per ton koldioxidekvivalenter medtagna. Dessa scenarier var först presenterade i IEA:s Energy Technology Perspectives från 2008.

av teknik i modellen optimistiska, vilket också gäller den beskrivna utvecklingen i tabell 5.18.

**Tabell 5.18** Utvecklingshastighet för fullskaliga CCS-projekt i enlighet med IEA:s Blue Map Scenario. Källa: CO<sub>2</sub> Capture and Storage – A key abatement option, Energy”, Technology Analysis, OECD/IEA, Paris, 2008.

	2012	2015	2020	2025	2030
<b>No. of demo plants approved (licensed and financed)</b>					
Power	9 coal	3 gas, 3 coal	3 biomass, 3 gas		
Industry	2 ammonia	2 cement, 2 I&S, 2 P&P	2 cement, 2 I&S, 2 P&P		
<b>No. of demo plants operating</b>					
Power		9 coal	3 gas, 3 coal	3 biomass, 3 gas	
Industry			4 cement, 4 I&S, 4 P&P		
<b>No. of commercial plants operational</b>					
Power			10 coal, 2 gas	70 coal, 10 gas	300 coal, 100 gas
Industry			20 ammonia plants, 10 cement kilns, 2 blast furnaces/smelt reduction plants		50 ammonia plants, 100 cement kilns, 50 blast furnaces, 10 black liquor boilers
<b>km of pipeline approved (licensed and financed)</b>	1 100	3 000	10 000		
<b>km of pipeline under construction</b>	400	1 500	5 000	10 000	
<b>km of pipeline operational</b>	100	500	5 000	15 000	40 000
<b>Gt CO<sub>2</sub> stored</b>	0.036	0.105	0.31	0.85	1.8
EOR	0.025	0.05	0.2	0.4	0.7
ECBM	0.001	0.005	0.01	0.05	0.1
Aquifers	0.01	0.05	0.1	0.4	1
<b>Gt captured</b>	0.036	0.105	0.31	0.85	2
Power	0.005	0.02	0.05	0.3	1.2
Industry	0.015	0.03	0.05	0.25	0.5
Fuel transformation	0.016	0.055	0.21	0.3	0.3

Note: I&S = Iron and steel  
P&P = Pulp and paper

Utvecklingen i tabell 5.18 är som påtalats inte någon prognos utan en tänkbar utveckling baserad på uppskattningar av kostnadseffektiva lösningar. Utvecklingen är av flera skäl inte realistisk med dagens förutsättningar och det främsta skälet till det är, som tidigare påtalats, avsaknaden av en global klimatöverskommelse med bindande kvantitativa åtaganden. Teknikutveckling för CCS inom olika sektorer är också en begränsande faktor och det är också ledtiden från investeringsbeslut till driftstagning av kommersiellt beprövad teknik. Flera av de avskiljningstekniker som diskuteras kräver stora modifikationer av olika industriella processer, eller i vissa fall till och med helt nya anläggningar, och för nya anläggningar blir ledtiden från investeringsbeslut fram till driftstagning för industriella projekt lång, ofta över fem år. Den i figuren beskrivna utvecklingen inom kraftsektorn är däremot inte realistisk med tanke på de resurser som läggs

ned på CCS inom branschen i Europa och globalt. Inom den europeiska kraftsektorn är det förmodligen inte teknikutvecklingen eller ledtider fram till drifttagna anläggningar som kommer att vara avgörande för hur många anläggningar som kommer att ha CCS inom branschen utan snarare utvecklingen av priset på utsläppsrätter. Utvecklingen av ett antal demonstrationsanläggningar för CCS kommer att vara helt beroende av olika former av bidrag för att det ekonomiska gapet mellan kostnader för utveckling, byggnation och drift och möjliga minskade kostnader för utsläppsrätter skall kunna fyllas. Utvecklingen därefter, när det är meningen att det ekonomiska incitament som ges via EU ETS skall vara tillräckligt för att driva teknikens spridning, är i dagsläget mer osäker. Om inte priset stiger rejält från dagens nivå på runt 15 EUR/EAU, och det råder stor oenighet gällande prisutvecklingen, se avsnitt 4.2.3, kommer spridningen av tekniken fortfarande att vara beroende av andra ekonomiska incitament än EU ETS. För spridningen av tekniken är det ett problem eftersom CCS i klimatpolitiska sammanhang inte är ett självändamål. I ett läge efter demonstrationsfasen är det tveksamt hur politiska beslutsfattare kommer att värdera ekonomiska bidrag till CCS i förhållande till andra klimatpolitiska verktyg.

I tabell 5.18 beskrivs CCS applicerat på fyra olika industriella sektorer: kemiindustrin (representerat av ammoniakstillverkning), cementindustrin, järn- och stålindustrin samt massa- och pappersindustrin, varav de tre sista är mycket relevanta för utvecklingen av CCS i Östersjöregionen. Inom cementindustrin pågår flera forsknings- och utvecklingsprojekt rörande koldioxidavskiljning, se State-of-the-art-rapporten<sup>172</sup>. Vid European Cement Research Academy, ECRA, i Tyskland pågår forskningsprojekt där det senaste gällande koldioxidavskiljning inom cementindustrin studeras.<sup>173</sup> Utvecklingsprojekten har emellertid ännu inte kommit upp i pilotskala, vilket medför att det blir betydande svårigheter med att demonstrera koldioxidavskiljning i full skala innan år 2020.

Inom stålindustrin har bland annat koldioxidavskiljning genom så kallad toppgasrecirkulation inom forskningsprojektet ULCOS testats vid LKAB:s testmasugn i Luleå.<sup>174</sup> Inom projektet finns också planer på att testa tekniken i full skala vid en befintlig Europeisk masugn. En masugn i Frankrike har också utsatts som stålindustrins kandidataanläggning för finansiering inom det så kallade NER 300, se avsnitt 5.2. Förutom detta så har även EU nyligen givit klartecken för ett bidrag på 30,2 millioner EUR till utprovning av tekniken vid en tysk masugn<sup>175</sup>. Genom detta utvecklingsarbete är det troligt att tekniken kommer att finnas tillgänglig i full skala inom stålindustrin vid år 2020.

---

<sup>172</sup> State-of-the-art för olika delar i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.

<sup>173</sup> ECRA CCS Project – Report about Phase II, European Cement Research Academy GmbH (ECRA), Technical Report, TR-ECRA-106/2009.

<sup>174</sup> Ulcos, Ultra-Low Carbon dioxide(CO<sub>2</sub>) Steelmaking, [http://www.ulcos.org/en/about\\_ulcos/home.php](http://www.ulcos.org/en/about_ulcos/home.php)

<sup>175</sup> EU approves grant for steel CO<sub>2</sub> capture project in Germany, Bellona, 11/03-2010. [http://www.bellona.org/ccs/Subsite\\_articles/eu\\_approves\\_grant](http://www.bellona.org/ccs/Subsite_articles/eu_approves_grant)

Det som är något mer anmärkningsvärt gällande den föreslagna teknikutvecklingen i tabell 5.18 är emellertid att massa och pappersindustrin representeras med lika många demonstrationsprojekt vid 2020 som cementindustrin och järn- och stålindustrin. Det blir mindre anmärkningsvärt om man beaktar att tabellen baseras på kostnadseffektivitet. Den tar därför inte hänsyn till att det i dagsläget inte finns några ekonomiska incitament för koldioxidavskiljning inom massa- och pappersindustrin eller att det inte pågår någon teknikutveckling för CCS inom branschen. Att några demonstrationsanläggningar för CCS vid massabruk skulle finnas vid 2020 ser därför i dagsläget inte möjligt ut även om flera av massa- industrins processer har stora likheter med andra processer, exempelvis kraft- industrins eller kalkindustrins processer.

En grundförutsättning för att det skall kunna etableras en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen är att det finns möjligheter att avskilja koldioxid vid olika typer av utsläppskällor som finns i regionen. Beräkningarna av transportkostnader som redovisats i den här rapporten indikerar att det i många fall är fullt möjligt med koldioxidtransporter till de potentiella lagringsplatser som har valts ut. Transportkostnaderna i de fall där transportkapaciteten har lagts ut på fyra parallella rörledningar som byggts ut allt eftersom koldioxidflödet har ökat är emellertid mycket höga vilket visar att det är viktigt att en stor del av koldioxiden i de olika klustren verkligen avskiljs för att transportkostnaderna skall bli så höga att det omöjliggör CCS. Eftersom samtliga av de studerade transportalternativen inkluderar utsläppskluster med utsläppskällor från flera olika branscher går det också att konstatera att förutsättningarna för CCS i Östersjöregionen ser avsevärt mycket bättre ut när det finns möjligheter att skilja av koldioxid från samtliga stora utsläppskällor inom de olika klustren. Det innebär för majoriteten av klustren eller de studerade kombinationerna av kluster att även koldioxid från massa- och pappersindustrin bör avskiljas för att transportkostnaden skall kunna hållas nere. Att det inte finns något ekonomiskt incitament för koldioxidavskiljning inom massaindustrin kan därför innebära problem för att etablera CCS kopplat till andra typer av utsläppskällor inom regionen. Ekonomiska incitament behövs också för att utvecklingen av teknik för koldioxidavskiljning inom massaindustrin skall initieras.

Förutsättningarna för att etablera CCS i Östersjöregionen ser därför annorlunda ut i jämförelse med förutsättningarna på kontinenten där koncentrationen av utsläppskällor ofta kan vara så hög att det inte finns något stort behov av samtliga utsläppskällor från ett flertal olika branscher inom en region skall kunna kopplas in för att kostnaden för infrastrukturen för transport av koldioxid skall kunna bli ekonomiskt försvarbar. I Östersjöregionen blir alltså gemensamma lösningar ett nyckelord och eftersom utvecklingen inom olika branscher går olika fort innebär det sannolikt att utvecklingen av en infrastruktur för transport och lagring av koldioxid i regionen kommer att komma till stånd senare än i andra delar av Europa. Dessutom återstår mycket arbete med att undersöka om det finns förutsättningar för lagring av koldioxid i Östersjön och för vissa av utsläppsklustren kan transport till de potentiella lagringsplatserna som identifierats söder om Gotland visa sig vara det enda ekonomiskt försvarbara transportalternativet. Sammantaget innebär

detta att etableringen av en infrastruktur för koldioxidavskiljning i Östersjöregionen inte kommer att kunna vara en realitet år 2020. Förutsättningarna för att någon form av infrastruktur skall kunna vara etablerad vid år 2035 är däremot mycket bättre men på grund av de ovan redovisade skälen är en av förutsättningarna troligtvis fortfarande att koldioxid från samtliga stora punktutsläpp i de olika utsläppsklustren kan avskiljas, inklusive massaindustrins koldioxidutsläpp. Det innebär också att det bör finnas ekonomiska incitament för detta långt innan år 2035, eftersom även teknik för koldioxidavskiljning inom massaindustrin behöver tid för att utvecklas.

Att Östersjöregionen på något sätt skulle bli en pionjärregion när det gäller storskalig tillämpning av CCS är inte rimligt eftersom förutsättningarna för kostnads-effektiv tillämpning av CCS är betydligt mer fördelaktiga i många andra regioner där utsläppen är mer koncentrerade och där det finns mer lättillgängliga möjligheter till geologisk lagring. Det talar inte heller för att det skall vara rimligt att någon infrastruktur för CCS i Östersjöregionen skall kunna etableras till år 2020. Något som skulle kunna tala i motsatt riktning är att exempelvis Sverige har visat mer klimatpolitisk beslutsamhet än något annat land. För att CCS skall bli en fråga som drivs på av politiska beslutsfattare bör dock tekniken först ses som ett viktigt klimatpolitiskt verktyg även i Sverige och där är vi inte idag även om det finns tecken på att så skulle kunna bli fallet i energipropositionen som kom under våren 2009<sup>176</sup>.

## 5.12 Miljöfrågorna kring CCS

Kapitel 2 i rapporten lagstiftning och acceptans<sup>177</sup> täcker många av de frågor som berör regelverk som är relevanta för att hantera de risker som existerar vid avskiljning, transport och lagring av koldioxid. De risker som omnämns här är kopplade till områden som miljö, hälsa och säkerhet och följande kan ses som ett komplement till rapporten lagstiftning och acceptans.

CCS är en teknik som är till för att begränsa global miljöpåverkan men det som berörs här är miljöfrågor som inte är kopplade till klimatet. När det gäller CCS och miljöfrågor som inte har med klimatet att göra har en fråga varit mer omdiskuterad än andra och det har att göra med risken för att andra miljöfarliga ämnen kommer att dumpas tillsammans med koldioxiden. Det finns dessutom flera internationella regelverk som skapats just för att förhindra dumpning av miljöfarliga substanser ibland annat havsvatten.

Två internationella konventioner som reglerar marin miljö är OSPAR-konventionen (Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic) och Londonkonventionen. OSPAR-konventionen tillkom 1992 för att skydda den marina miljön i Nordatlanten och vissa vatten mellan

---

<sup>176</sup> En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi, Regeringens proposition 2008/09:163, 17 mars 2009.

<sup>177</sup> Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.

Sverige och Danmark. Londonkonventionen som tillkom 1972 är en global konvention för att bland annat skydda den marina miljön genom att förhindra dumpning av avfall i vatten. Dessa båda konventioner har tidigare ansetts förbjuda eller åtminstone lägga stora hinder för lagring av koldioxid under havsbotten. Parterna till Londonkonventionen (egentligen 1996 års Londonprotokoll till 1972 års Londonkonvention) och parterna till OSPAR-konventionen antog 2006 respektive 2007 förändringar för att tillåta lagring av koldioxid i geologiska formationer under havsbotten. Parterna till OSPAR-konventionen antog samtidigt ett beslut om att förbjuda lagring av koldioxid i bottensediment och i havsvatten.

Det finns även ett antal andra internationella regelverk vars inverkan på möjligheten att lagra koldioxid under havet, bland annat den för Östersjöns del så relevanta Östersjökonventionen (Convention on the Protection of the Marine Environment of the Baltic Sea Area, Helsinki Convention). Det styrande organet för Östersjökonventionen, HELCOM (Helsinki Commission), skrev emellertid 2007 att det finns nya internationella regler för lagring av koldioxid under i geologiska formationer under havet och att det nu är tillåtet<sup>178</sup>. Det HELCOM diskuterar är förändringen av 1996 års Londonprotokoll till 1972 års Londonkonvention och avsaknaden av kommentarer om Östersjökonventionens förenlighet med lagring av koldioxid i geologiska formationer under Östersjön kan sannolikt tolkas som att konventionen inte är ett hindrande regelverk för lagring under Östersjöns botten.

CCS-direktivets<sup>179</sup> formulering för att hindra dumpning av olika substanser i samband med CCS är:

*”En CO<sub>2</sub>-ström ska huvudsakligen bestå av koldioxid. Därför får inget avfall eller andra substanser tillsättas i syfte att bortskaffa detta avfall eller denna substans. En CO<sub>2</sub>-ström får dock innehålla spår av substanser som härrör från källan, avskiljningen eller injektionsprocessen samt spårsubstanser som tillsatts för att bistå vid övervakning och kontroll av koldioxidmigrationen. Halterna av substanser som brukar följa med eller tillsatta substanser får inte överstiga nivåer som skulle kunna*

- a) ha negativa effekter på lagringsplatsens eller den relevanta transportinfrastrukturens integritet,*
- b) utgöra en betydande risk för miljön eller för människors hälsa, eller*
- c) bryta mot kraven i tillämplig gemenskapslagstiftning.”*

---

<sup>178</sup> New international rules to allow storage of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) in sub-seabed geological formations have come into force on 10 February 2007. Helsinki Commission, HELCOM, 9 February 2007. Information på HELCOM:s hemsida:

[http://www.helcom.fi/press\\_office/news\\_baltic/en\\_GB/IMO\\_069849/?u4.highlight=CO2](http://www.helcom.fi/press_office/news_baltic/en_GB/IMO_069849/?u4.highlight=CO2)

<sup>179</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2009/31/EG av den 23 april 2009 om geologisk lagring av koldioxid och ändring av rådets direktiv 85/337/EEG, Europaparlamentets och rådets direktiv 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG och 2008/1/EG samt förordning (EG) nr 1013/2006.

I EU-kommissionen förslag till Europaparlamentets och rådets direktiv om geologisk lagring av koldioxid<sup>180</sup> som utgjorde grunden för utformningen av bland annat CCS-direktivet om geologisk lagring av koldioxid<sup>181</sup>, diskuterades olika former av riskhantering gällande miljöpåverkan för hela kedjan avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Förslaget lyfter fram olika EU-direktiv som kan tillämpas efter att de ändrats för att de omfattar avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Bland annat föreslogs följande förändringar som sedan ändrades genom CCS-direktivet om geologisk lagring av koldioxid:

- Direktiv 85/337/EEG<sup>182</sup> bör ändras så att det omfattar, och därigenom reglerar, avskiljning och transport av koldioxid för geologisk lagring samt lagringsplatser. Direktivet kan på så sätt användas för att bedöma vilken inverkan avskiljning, transport i pipeline och lagring har på miljön.
- Direktiv 2004/35/EG<sup>183</sup> bör ändras så att det omfattar, och därigenom reglerar, driften av lagringsplatser för koldioxid. Direktivet kan på så sätt användas för att reglera ansvaret för lokala miljöskador som orsakas av CCS.

Frågor kopplade till människors hälsa och säkerhet i samband CCS har mest koncentrerats till större läckage av koldioxid. Att lager med koldioxid inte läcker är naturligtvis i sig en förutsättning för att metoden ska kunna användas för att dämpa den mänskliga påverkan på klimatet men läckage av koldioxid kan också få andra oönskade konsekvenser. Koldioxid är inte giftigt men är ändå mycket farligt i större mängder då det tränger undan lyftens syre vilket i sin tur kan orsaka kvävning. Vi högre koncentrationer kan det därför vara dödligt och det har inträffat svåra olyckor då alla människor i hela byar har omkommit i Afrika på grund av plötsliga koldioxidutsläpp från sjöar<sup>184</sup>. Det är därför mycket viktigt att förhindra händelser där stora mängder koldioxid läcker ut momentant och det är framförallt vid mellanlagring, transport och slutlagring av koldioxid som stora mängder koldioxid kan komma att hanteras. Hur risker för läckage vid lagring av koldioxid hanteras i olika regelverk beskrivs i rapporten lagstiftning och acceptans<sup>185</sup>.

---

<sup>180</sup> Förslag till EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV om geologisk lagring av koldioxid och ändring av rådets direktiv 85/337/EEG, 96/61/EG, direktiv 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG och förordning (EG) nr 1013/2006, KOM (2008) 18 slutlig, Bryssel den 23.1.2008.

<sup>181</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV 2009/31/EG av den 23 april 2009 om geologisk lagring av koldioxid och ändring av rådets direktiv 85/337/EEG, Europaparlamentets och rådets direktiv 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG och 2008/1/EG samt förordning (EG) nr 1013/2006.

<sup>182</sup> Rådets direktiv 85/337/EEG av den 27 juni 1985 om bedömning av inverkan på miljön av vissa offentliga och privata projekt.

<sup>183</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv 2004/35/EG av den 21 april 2004 om miljöansvar för att förebygga och avhjälpa miljöskador.

<sup>184</sup> Katastroftoxikologi - Omvärldsanalys i ett historiskt perspektiv. FOI - Totalförsvarets forskningsinstitut, Rune Berglind, Gudrun Cassel och Sven-Åke Persson, FOI-R-1599—SE, november 2005.

<sup>185</sup> Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.



I samband med utarbetandet av en standard för kvalitetskrav för transport i rörledningar i det så kallade Dynamis-projektet har gränsvärden för koncentrationer av vissa hälsovådliga substanser i koldioxid som transporteras i rörledningar satts upp, se tabell 5.10. De substanser som gränsvärden angavs för var svavelväte (H<sub>2</sub>S), kolmonoxid (CO), svaveloxider (SO<sub>x</sub>) och kväveoxider (NO<sub>x</sub>).<sup>186</sup>

En annan hälsoaspekt som nyligen uppmärksammats är att aminer som sprids till omgivningen i samband med aminbaserad koldioxidavskiljning kan ge upphov till cancerframkallande ämnen, vilket troligtvis har bidragit till att den norska regeringen har beslutat sig för att skjuta på investeringsbeslutet för de planerade testerna av koldioxidavskiljning inom det planerade European CO<sub>2</sub> Technology Centre Mongstad (TCM) i Mongstad.<sup>187</sup> Problem med toxiska substanser finns också för andra avskiljningsmetoder, exempelvis den så kallade Chilled Ammonia Process, där absorbenten består av kyld ammoniumkarbonatlösning. Anledningen till att absorbenten måste hållas kyld är att ammoniak annars följer med de från koldioxid renade rökgaserna och ammoniak är synnerligen giftigt. Att hantera kemiska processer med toxiska substanser är emellertid inte något som är specifikt för koldioxidavskiljning utan risker kan hanteras på samma sätt som för andra industriella processer.

### 5.13 Kritiska framgångsfaktorer

Vad som kommer att vara kritiska framgångsfaktorer för att en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen skall kunna etableras har till stor del diskuterats tidigare i den här rapporten och följande kan ses som en översikt av olika faktorer som kan påverka utvecklingen.

Ett fundament för att avskiljning och lagring av koldioxid skall kunna etableras i stor skala är att det blir lönsamt att etablera tekniken i förhållande till att inte göra det. På kort sikt kan utvecklingen skyndas på av olika former att riktade stöd men på längre sikt kommer priset för utsläppsrätter att vara avgörande såvida man inte kommer att införa regelverk som är tvingande gällande CCS. Det senare verkar i dagsläget inte sannolikt utan EU har valt en väg med olika former av stöd fram till dess att tekniken har nått en sådan mognad att den kan ges möjlighet att konkurrera med andra metoder för dämpad klimatpåverkan inom EU ETS. Lönsamheten på lång sikt avgörs därför av utvecklingen för de specifika kostnaderna för CCS samt utvecklingen av priset för utsläppsrätter.

Olika prognoser för priset på europeiska utsläppsrätter, EUA, fram till år 2020 redovisades i avsnitt 4.2.3 och dessa prognoser visar stor variation, vilket också är det vanlig vid jämförelser mellan olika prognoser. På längre sikt kan det dock

---

<sup>186</sup> Dynamis Brochure "Near Zero Emission from Electricity and Hydrogen Production with CO<sub>2</sub> Capture and Storage (CCS)", Project number 019672 co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme. [http://www.dynamis-hypogen.com/publications/Brosjyre\\_web\\_okt09.pdf](http://www.dynamis-hypogen.com/publications/Brosjyre_web_okt09.pdf)

<sup>187</sup> Utsläppen stoppade koldioxidfångst, processnet, 2010-05-04. <http://www.processnet.se/iuware.aspx?pageid=4160>

finnas några samband mellan priset för utsläppsrätter som är relevanta att ta i beaktande gällande möjligheterna för CCS i Östersjöregionen.

Den största tillämpningen av CCS i Europa kommer utan tvekan att vara sten- och brunkolsbaserad kraftproduktion. Ett tänkbart scenario är att marginalkostnaden för CCS applicerat inom detta stora tillämpningsområde kommer att bli långsiktigt prissättande för utsläppsrätter. Om det blir så kan det bli problematiskt att få lönsamhet för CCS i Östersjöregionen, i alla fall om den geologiska lagringen av koldioxid från stora kolkraftverk på kontinenten kommer att ske i närbelägna geologiska lagringsplatser på land. Om lagringen istället av olika anledningar kommer att ske i exempelvis Nordsjön eller Östersjön, ser möjligheterna för att etablera en konkurrenskraftig infrastruktur i Östersjöregionen betydligt bättre ut. Priset på utsläppsrätter inom EU bestäms dock slutligen av den klimatpolitiska beslutsamheten i Europa, vilken i sin tur kommer att vara avhängig den globala klimatpolitiska beslutsamheten.

IEA pekar ut ett antal faktorer som behöver vara uppfyllda under de närmaste 10 till 15 åren<sup>188</sup> för att CCS skall ge ett signifikant bidrag som klimatverktyg år 2050. Bland annat behöver 20 till 30 demoanläggningar (i full skala) sättas i drift för att CCS skall kunna vara en kommersiellt etablerad teknik inom kraftsektorn vid år 2030. Förutom detta behövs minst 6 befintliga kolkraftverk ha försetts med koldioxidavskiljning vid 2020 och vid år 2025 behöver 10 till 20 demoanläggningarna för CCS kopplat till industriella processer ha tagits i drift<sup>189</sup>. IEA uttrycker också ett behov av att samordna och koordinera infrastruktur för transport av koldioxid på nationell och regional nivå. Det senare är naturligtvis mycket relevant för utvecklingen i Östersjöregionen.

I den här utredningen är det relevant att fråga sig om Östersjöregionen kommer att vara bland de regioner där CCS kommer att spridas under den närmaste 15-årsperioden, det vill säga vara en region som bidrar till den utveckling inom CCS-området som beskrivs av IEA. Just nu ligger regionen efter vissa andra regioner när det gäller planerad utveckling. Nedan diskuteras ett antal faktorer som är utmärkande för Östersjöregions möjligheter att etablera en infrastruktur för CCS i förhållande till andra delar av världen.

Utsläppskällorna i Östersjöregionen är i viss mån mindre än de utsläppskällorna i vissa delar av Kontinentaleuropa. En annan skillnad är att andelen industriella utsläppskällor är hög in förhållande till andra delar av världen där kraftsektorns utsläpp ofta dominerar stort. En tredje skillnad är att andelen stora utsläppskällor med koldioxid av biogent ursprung är mycket stor i förhållande till andra delar av Europa eller världen.

---

<sup>188</sup> Räknat från år 2008.

<sup>189</sup> Den beskrivna utvecklingen gäller för både ACT Map- och Blue Map-scenariot, d.v.s. både om de globala utsläppen vid år 2050 skall ha stabiliserats till 2005 års nivå och om de vid år 2050 skall ha halverats i förhållande till år 2005.

Skalekonomiska faktorer har betydelse för den specifika kostnaden för koldioxidavskiljning men effekten är inte lika stor för avskiljning som för transport av koldioxid. Att andelen industriella utsläppskällor är stor behöver inte enbart vara negativt för den specifika kostnaden för koldioxidavskiljning. Att avskilja från koldioxidavskiljning från fossilbaserad kraftproduktion är förknippat med några generella fördelar i jämförelse med koldioxidavskiljning från industriella processer, varav tillgången på billig lågtryckång är en. Det finns å andra sidan flera industriella processer från vilka koldioxidavskiljning har förutsättning att bli mycket kostnadseffektiv, exempelvis cementugnar och masugnar.

Att en stor del av koldioxidutsläppen från de stora utsläppskällorna är av biogent ursprung är däremot problematiskt för uppbyggnaden av en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen. Det finns idag inte några ekonomiska incitament för CCS applicerat på biogena koldioxidutsläpp och det medför att den möjliga avskiljningspotentialen i vissa av de utsläppskluster som studerats i den här utredningen sjunker betydligt. Att flödet av koldioxid som transporteras från utsläppskälla till lagringsplats kan bli avgörande för transportkostnaden är något som visats i de transportberäkningar som genomförts i avsnitt 5.7<sup>190</sup>. Om då en stor del av det potentiella koldioxidflödet från ett kluster faller bort innebär det att transportkostnaden för de övriga utsläppskällorna inom detta kluster ökar. På detta sätt blir alltså avsaknaden av incitament för CCS applicerat på biogena koldioxidutsläpp en kritisk framgångsfaktor för möjligheten att etablera en infrastruktur för CCS applicerat på fossila koldioxidutsläpp i Östersjöregionen.

Samma resonemang gällande vikten av att en stor andel av de totala utsläppen inom olika kluster avskiljs visar också på vikten av att koldioxidavskiljning går att applicera på den mängd olika typer av utsläppskällor som återfinns inom Östersjöregionens olika kluster. För att transportkostnaden skall kunna hållas så låg som möjlig behöver transport av koldioxid inom olika kluster samordnas. Det gör också att utvecklingen av avskiljningsteknik applicerat på olika typer av utsläppskällor inom ett kluster bör hålla förhållandevis jämna steg, vilket kan visa sig vara en kritisk framgångsfaktor för CCS i Östersjöregionen. Det kan därför motivera forskning och utveckling av metoder för koldioxidavskiljning inom branscher som idag ligger efter i utvecklingen.

Inom Sveriges ekonomiska zon finns bara två områden med potentiella lagringsplatser för koldioxid identifierade, ett söder om Gotland och ett sydväst om Skåne. Båda dessa områden ligger strategiskt relativt väl till för transporter från vissa av de utsläppskluster som studerats. Beräkningarna som gjorts ger inte något entydigt svar men om inget av dessa lagringsplatser eller något annat område i Östersjöns närhet visar sig vara lämpade för lagring av koldioxid, kan transportkostnaderna till de alternativ som står till buds, exempelvis lagring i Nordsjön, komma att

---

<sup>190</sup> Exempel på detta ges bland annat genom att transportkostnaden för de alternativ med fyra rörledningarna som läggs ut varefter transportkapaciteten behöver byggas ut är en markant dyrare lösning än att lägga en storledning från början, även om den först efter 10 år utnyttjas till sin fulla kapacitet.

förhindra en etablering av en infrastruktur för CCS i regionen. De två potentiella svenska lagringområdena är å andra sidan belägna till havs, vilket medför ökade kostnader för att etablera ett lager<sup>191</sup> men troligtvis också att det inte uppstår problem med lokal acceptans på samma sätt som det kan göra för landbaserad lagring.<sup>192</sup> Att det finns möjligheter att lagra koldioxid vid de två potentiella lagringsplatserna kan därför bli en kritisk framgångsfaktor för att kunna avskilja och lagra koldioxid från vissa av de utsläppskluster som studerats i den här rapporten. Att sammanställa mer information om huruvida lagring av koldioxid är möjligt vid dessa områden är därför angeläget.

Att förutsäga vad som är kritiskt när det gäller allmän och politisk acceptans är naturligtvis mycket svårt då frågan är ny för svenska förhållanden. Det motstånd mot lagring som kan finnas mot koldioxidlagring är troligtvis mindre accentuerat vid havsbaserad lagring med när det gäller det politiska motståndet är frågan mer mångfacetterad. Östersjön är ett känsligt område och den svenska regeringen sade nej till oljeprospektering vid Dalders som ligger i det område som potentiellt kan fungera som koldioxidlager syd om Gotland.<sup>193</sup> Mot detta talar däremot att den nuvarande regeringen ställde sig positiva till CCS kopplad till svensk industri i energipropositionen<sup>194</sup>. Frågan om att genomföra geologiska undersökningar och, som ett möjligt resultat därav, utnyttja berggrunden under Östersjön för koldioxidlagring blir också av en helt annan kategori när det handlar om ett klimatpolitiskt verktyg än om det handlar om utvinning av råolja. Sverige har, som tidigare påpekats, varit världsledande när det gäller klimatpolitisk beslutsamhet. Utan några som helst tvivel kan dock den allmänna och politiska acceptansen för lagring av koldioxid under Östersjön kategoriseras som en kritisk framgångsfaktor för möjligheterna att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen.

## 5.14 Forskningsbehov

Att beskriva forskningsbehov för denna systemstudie inom etapp 1 av CCS-programmet är något annorlunda i jämförelse med att beskriva forskningsbehov för de mer specifikt inriktade rapporterna state-of-the-art<sup>195</sup> och lagstifning och

---

<sup>191</sup> Enligt McKinsey & Company, Carbon Capture & Storage; Assessing the Economics, 2008, uppskattas lagringskostnaden för lagring i akvifärer på land till ca 5 EUR/ton undvikta koldioxidutsläpp medan kostnaden för havsbaserad lagring uppskattades till ca 12 EUR/ton undvikta koldioxidutsläpp.

<sup>192</sup> Det finns flera exempel när planering av koldioxidlagring på land har mött lokal opposition. Ett sådant exempel är Berendrecht i Nederländerna, se: A Town's Lonely Struggle Shows CO2 Fears Here to Stay, The New York Times, May 11, 2010.

<sup>193</sup> Regeringen sade först nej till att ge tillstånd till OPAB och SPE att prospektera området och efter överklagan kom även regeringsrätten 2009 fram till att regeringen inte bryter mot någon lag, exempelvis kontinentalsockellagen, när den inte ger tillstånd till prospektering.

<sup>194</sup> En sammanhållen klimat- och energipolitik – Energi, Regeringens proposition 2008/09:163, 17 mars 2009..

<sup>195</sup> State-of-the-art för olika delar i kedjan avskiljning till lagring av koldioxid, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.

acceptans<sup>196</sup>. I systemstudien är perspektivet bredare och framför allt regionalt helt inriktat på Östersjöregionen. Att beskriva forskningsbehov med systemstudiens perspektiv blir därför förhoppningsvis liktydigt med att identifiera forskningsområden som kan ge mer information för att hantera de hinder, eller kritiska framgångsfaktorer, som finns på vägen mot en etablerad infrastruktur för CCS i Östersjöregionen. De olika kritiska framgångsfaktorer som diskuterades i avsnitt 5.13 utgör därför också en grund för det som här bedöms som de mest väsentliga forskningsområdena.

För Östersjöregionens möjligheter att etablera en infrastruktur för CCS är de ekonomiska incitamenten för CCS applicerat på biogena koldioxidutsläpp en avgörande fråga. Att det inte finns några incitament för bio-CCS idag innebär också att en metod för att dämpa människans påverkan på klimatet helt tas bort som klimatpolitiskt verktyg, även om det skulle visa sig vara en kostnadseffektiv lösning. Att utreda olika följder av att ge ekonomiska incitament för CCS applicerat på biogena utsläpp genom att exempelvis på något sätt länka det till EU ETS är därför angeläget. En sådan utredning skulle förhoppningsvis också medföra att frågan också blir mer uppmärksammas.

Densiteten i Östersjöregionens utsläppskluster är relativt låg och transportavståndet till närmaste potentiella lagringsplats ofta stora. Det medför att behovet av att samordna transporter är större än på kontinenten och det i sig innebär att koldioxidavskiljning bör kunna appliceras någorlunda samtidigt på samtliga typer av utsläppskällor inom ett kluster. Det i sig är alltså ett argument till varför forsknings- och utvecklingsinsatser för koldioxidavskiljning bör inriktas på de branscher där utvecklingen inom området inte är långt framskjuten. Ett annat argument för detta är också att det sannolikt föreligger en obalans mellan inom vilka branscher det har satsats stora resurser på forskning och utveckling inom koldioxidavskiljningsteknik och inom vilka branscher det kan vara som mest kostnadseffektivt att skilja av koldioxid.

I avsnitt 5.10.1 diskuterades olika aspekter som gjort att de kostnadsberäkningar för transport av koldioxid från Östersjöregionen som genomförts i den här rapporten troligen behöver utvecklas för att ge en mer rättvisande bild. Att utveckla modellerna för olika former av transportsystem för koldioxid så att de anpassa för olika kombinationer av möjliga utsläppskluster och lagringplatser i regionen är därför angeläget för att bedömningar av realiteten av CCS i Östersjöregionen skall kunna genomföras. Modeller för hela logistikkedjan från utsläppskälla till geologisk lagringplats behöver förfinas och utvecklas, vilket framför allt gäller när delar av transportkedjan innefattar båttransporter.

Att öka kunskapen om huruvida det finns reella möjligheter att lagra koldioxid inom Sveriges två potentiella lagringsområden för koldioxid är angeläget eftersom möjligheten att lagra koldioxid i dessa områden kan bli avgörande för stora delar

---

<sup>196</sup> Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen, preliminärt utkast som levererats till CCS-styrelsen 100622.

av Östersjöregionens möjligheter att kunna bygga upp en infrastruktur för CCS. All typ av forskning som kan bidra till att kunskapen om lagringsmöjligheter för koldioxid i dessa områden ökar är därför betydelsefull.

## 6 Avslutande diskussion

I den här utredningen har möjligheterna att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöområdet studerats. Utredningen visar att det finns ett antal faktorer som gör att förutsättningarna för att utnyttja CCS skiljer sig mot förutsättningarna i andra regioner. Det gäller samtliga steg i kedjan avskiljning, transport och lagring av koldioxid. Något som påverkar förutsättningarna för CCS som helhet är att koldioxidutsläppen från de stora utsläppskällorna i hög utsträckning har biogent ursprung och att det i dagsläget inte finns något incitament för att avskilja och lagra koldioxid av biogent ursprung. Den specifika kostnaden för CCS påverkas starkt av skalekonomiska faktorer, vilket blir speciellt kännbart i Östersjöregionen där transportavstånden är stora. Om en stor del av de potentiella koldioxidutsläppen därför inte kommer att inkluderas i infrastrukturen på grund av avsaknaden av incitament innebär det också att den specifika kostnaden för avskiljning och lagring av koldioxid från övriga utsläppskällor blir högre. I utredningen har vi emellertid inte tagit hänsyn till att det idag inte finns några ekonomiska incitament för avskiljning och lagring av biogen koldioxid utan vi har utgått ifrån att detta kommer att vara åtgärdat när en infrastruktur väl kommer att kunna bli verklighet. Om så bli fallet i verkligheten vet vi naturligtvis inte men det är angeläget att så blir fallet.

Ett annat särdrag i Östersjöregionen är att en relativt stor andel av utsläppskällorna är från andra industriella verksamheter än kraftproduktion. Det innebär både för- och nackdelar för möjligheterna till kostnadseffektiv koldioxidavskiljning. Till nackdelarna hör att det mesta av forskning och utveckling rörande koldioxidavskiljning kretsar kring kraftproduktion, vilket gör att avskiljning från industriella källor är längre från kommersiell mognad. Vid kraftprocesser finns också tillgång på billig termisk energi och relativt billig mekanisk energi som kan användas för koldioxidavskiljning, vilket inte alltid är fallet vid andra industriella processer. Vissa industriella processer har emellertid egenskaper som gör att koldioxidavskiljning kan bli kostnadseffektiv i förhållande till motsvarande tillämpning inom kraftsektorn. Det gäller bland annat koldioxidavskiljning genom förbränning i syrgas applicerat på cement-, kalk-, mas- och mesaugnar<sup>197</sup>. Huruvida koldioxidavskiljning genom förbränning i syrgas kan bli kostnadseffektivt i verkliga tillämpningar på dessa processer återstår dock att se eftersom det ännu är oprövat.

Vissa energieffektiva avskiljningstekniker kan appliceras på processer där gasströmmen från vilken koldioxid skall avskiljas är trycksatt och det finns sådana processer i Östersjöregionen. Exempel på detta är vätgasanläggningar och den så

---

<sup>197</sup> Specifika förutsättningar för koldioxidavskiljning i Sverige, ÅF-Engineering AB på uppdrag av Ångpanneföreningens Forskningsstiftelse, mars 2010.

kallade PFBC-anläggningen (Pressurized Fluidized Bed Combustion) för kraftvärmeproduktion i Stockholms hamn. Dessa processer tillhör sannolikt lågt hängande frukter gällande kostnadseffektiv koldioxidavskiljning. Utsläppen från dessa utgör dock inte någon stor del av regionens totala koldioxidutsläpp.

De geologiska möjligheterna till lagring av koldioxid i regionen är få i jämförelse med många andra regioner. I Sverige finns troligtvis bara två potentiella lagringsplatser för koldioxid som kan ses som realistiska, en syd om Gotland och en i sydvästra Skåne. Det finns också potentiella lagringsplatser i flera av våra grannländer, däribland Danmark, Norge och Litauen. De mest attraktiva lagringsplatserna i Östersjön är dock så kallade öppna strukturer, vilket medför att det inte är självklart att det är lämpat att lagra koldioxid i dessa. Vissa indikationer finns dock om att öppna strukturer till och med kan vara en fördel för lagring av koldioxid. Det finns också frågetecken om lämpligheten att lagra koldioxid i de potentiella koldioxidlagren i Danmark.

Transportsträckorna från utsläppskällor till potentiella lagringsplatser i Östersjöregionen blir på grund av de sparsamt förekommande potentiella lagringsplatserna ofta långa. Beräkningar av transportkostnader för de två mest realistiska transportalternativen, rörledning och båttransport, har utförts för ett antal alternativ mellan sex urval av utsläppskluster och fem potentiella lagringsplatser i regionen. Urvalet av alternativ har baserats på vad som idag bedöms som intressant för en uppbyggnad av en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen men också för att den täcker in några ytterligheter gällande koldioxidflöden och transportavstånd. Meningen är att transportberäkningarna genom detta urval även skall kunna användas generellt för att bedöma transportmöjligheterna i Östersjöregionen. Modellerna som används för beräkningar av transportkostnader är inte helt optimerade och det går därför inte att dra alltför långtgående slutsatser utifrån dessa. Med detta sagt går det ändå att med viss försiktighet extrahera några slutsatser gällande transporter utifrån de redovisade beräkningarna.

Transportkostnaden för koldioxid från Östersjöregionens utsläppskällor behöver, trots relativt långa transportavstånd, inte bli fullständigt ohanterbar. Specifika transportkostnader över den 30-åriga projekttiden mellan 2021 och 2050 varierar i de mest optimistiska uppskattningarna mellan 4 och 8 euro per ton koldioxid. Å andra sidan är de uppskattade transportkostnaderna i de mindre optimistiska uppskattningarna betydligt högre. Uppskattningarna är dock starkt beroende av storleken på koldioxidflödet och det visar därför på vikten av att så mycket som möjligt av olika klusters koldioxidutsläpp avskiljs och hanteras gemensamt. Den slutsatsen visar också vikten av att etablera samarbeten mellan olika industrier för att tillräckligt stora andelar koldioxid från olika utsläppskluster skall kunna avskiljas. En annan slutsats är att det är viktigt att det finns incitament för att avskilja och lagra all typ av koldioxid oavsett ursprung, se ovan.

Beräkningarna av transportkostnader indikerar också att den specifika kostnaden för transport i rörledningar över den föreslagna projekttiden är lägre än motsva-



rande båttransporter. Mer detaljerade och optimerade beräkningar där fler faktorer för olika specifika fall tas med kan naturligtvis ge ett annat utfall. Det är emellertid anmärkningsvärt att inte bara de rörliga kostnaderna för transportsystem med fartyg är högre än för motsvarande system med rörledningar utan även kapitalkostnaderna i vissa fall.

Långsiktigt kommer etableringen och nyttjandet av en infrastruktur i Östersjöområdet att bero på en mängd faktorer varav många diskuteras i den här rapporten samt i de två andra rapporterna i CCS-programmets etapp 1. En grundläggande faktor är dock att priset på utsläppsätter kommer att vara högre än kostnaden för hela CCS-kedjan<sup>198</sup>. Om priset på utsläppsätter i Europa långsiktigt kommer att bestämmas av CCS applicerat på stora kolkondenskraftverk med närliggande lagring kan det innebära att CCS i Östersjöregionen inte kommer att bli ekonomiskt försvarbart.

Många olika typer av hinder kan dock orsaka problem som i vissa fall kan förutses men i andra fall är svårare att förutse. Det som betecknas acceptansproblematik och som bland annat diskuteras i en annan av CCS-programmets rapporter, ”Lagstiftnings- och acceptansfrågor av relevans för en etablering av CCS i Östersjöregionen”, kan vara något som påverkar möjligheterna att etablera en infrastruktur för CCS i Östersjöregionen högst påtagligt. Opinionsen påverkar politiska beslutsfattare och påverkan går naturligtvis även i motsatt riktning. Ett exempel och som påtalats tidigare är att OPAB och SPE fick nej till provborringar efter olja i det område i södra Östersjön som är intressant för koldioxidlagring. Ett annat närliggande exempel är det motstånd mot Shells provborringar efter djupt liggande gasfyndigheter i Skåne och som leds av nätverket Heaven or sHell<sup>199</sup>. Vilka de slutliga följderna blir av det enorma oljeutsläpp som startade då BP:s oljeplattform Deepwater Horizon exploderade och sjönk i Mexikanska golfen den 20 april 2010 vet ingen ännu. Att den allmänna opinionen och politiker i många av världens länder har blivit och kommer att förbli mer skeptisk mot borringar på havsbotten kan vi dock utgå ifrån. Det är säkert också en skepsis som kommer att smitta av sig även på verksamheter som geologisk lagring av koldioxid.

---

<sup>198</sup> När hela kedjan för CCS väl är på plats kommer ett positivt täckningsbidrag att vara tillräckligt för att koldioxid skall avskiljas, transporteras och lagras.

<sup>199</sup> Nätverket vill stoppa all provborring efter gas i Skåne och vill bland annat få till stånd en ändring av Minerallagen.



## 7 Referenser

### 3.3.3 Europeiskt nätverkande inom CCS

BGS, 1996. British Geological Survey. "The underground disposal of carbon dioxide". Contract No JOU2 CT92-0031, final report.

GeoCapacity, 2009. "Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide". Final report. Project No SES6-518318.

NGU, 2002. Norges Geologiske Undersökning. "CO<sub>2</sub> point sources and subsurface storage capacities for CO<sub>2</sub> in aquifers in Norway". NGU-report 2002.010.

### 3.3.6 CCS-projekt med inriktning på klusterbildning

BGS, 1996. British Geological Survey. "The underground disposal of carbon dioxide". Contract No JOU2 CT92-0031, final report.

GeoCapacity, 2009. "Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide". Final report. Project No SES6-518318.

NGU, 2002. Norges Geologiske Undersökning. "CO<sub>2</sub> point sources and subsurface storage capacities for CO<sub>2</sub> in aquifers in Norway". NGU-report 2002.010.

## 5.2 Tidsperspektiv

Bellona, 2007. "A Model for the CO<sub>2</sub> Capture Potential". Published in the International Journal of Greenhouse Gas Control, Volume 1, Issue 4, August 2007.

BGR, 2008. "Reserves, resources and availability of energy resources 2007". Status December 31<sup>st</sup>, 2007.

Chalmers, 2009. "Pathways for the European electricity supply system to 2050 – the role of CCS to meet stringent CO<sub>2</sub> reduction targets". Skriven av M. Odenberger et al., och publicerad i International Journal of Greenhouse Gas Control, September 2009.

Chalmers, 2010. Artiklar under bearbetning av Mikael Odenberger, Chalmers, för publicering inom projektet "Pathways to sustainable European Energy Systems". [www.energy-pathways.org](http://www.energy-pathways.org)

Corus, 2009. "Corus pilot plant could dramatically reduce steel industry emissions". Corus press release 27<sup>de</sup> November 2009.

EC, 2009. European Commission. "Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen". Communication January 28, 2009. COM (2009) 39 Final.

ECRA, 2010. European Cement Research Academy. [www.ecra-online.org](http://www.ecra-online.org)

EEA, 2009. European Environmental Agency. "Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2007 and inventory report 2009". Submission to the UNFCCC Secretariat.

EE&TT, 2007. "European Energy and Transport Trends to 2030 – 2007 update".

ENCAP, 2008. "Power systems evaluation and benchmarking". Public version. EU project report. Deliverable D1.2.4. URL: [www.encapco2.org](http://www.encapco2.org).

European Council, 2009. "Presidency compromise proposal for financing of the infrastructure projects put forward by the Commission as part of the EERP". Brussels March 20, 2009. 7848/1/09 REV 1

IEA ETP 2008. International Energy Agency. "Energy Technology Perspectives".

IEA, 2009. International Energy Agency. "Technology Roadmap Carbon Capture and Storage".

Kjärstad J., Johnsson F., 2007. "The European power plant infrastructure – presentation of the Chalmers energy infrastructure database with implications". Energy Policy 35 (2007).

McKinsey, 2008. "Carbon Capture and Storage: Assessing the economics".

McKinsey, 2009. "Pathways to a low-carbon economy". Version 2 of the global greenhouse gas abatement curve".

J. Rootzén, J. Kjärstad, F. Johnsson, 2009. "Assessment of the potential for CO<sub>2</sub> capture in European heavy industries". Paper accepted for presentation at the 5th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik, Croatia, September 29 - October 3 2009.

Rotterdam Climate Initiative, 2009. "CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage in Rotterdam". Report 2009.

Syndex, 2010. "Climate disturbances, the new industrial policies and ways out of the crisis". A study by Syndex, S. Partner and WMP Consult, ordered by ETUC (European Trade Union Confederation) in partnership with EMF (European Metalworkers Federation) and EMCEF.

TUV NEL, 2009. "A study of measurement issues for carbon capture and storage (CCS)". A report for the UK National Measurement Office.

van Straelen et al., 2009. "CO<sub>2</sub> capture for refineries, a practical approach". International Journal of Greenhouse Gas Control, article in press.

Vattenfall, 2009a. "Bridging to the future". Vattenfalls newsletter on carbon capture and storage no. 14, December 2009.

Vattenfall, 2009b. Corporate Social Responsibility Report 2009.

ZEP, 2008. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. "EU Demonstration Programme for CO<sub>2</sub> Capture and Storage (CCS), ZEP:s Proposal".

### **5.5 Lagring av koldioxid**

Akervoll I., Zweigel P. & Lindeberg E., 2006: CO<sub>2</sub> storage in open dipping aquifers. Extended abstract, *8th Conference on Greenhouse gas Control Technologies* (GHGT-8), June 2006, Trondheim, 6 pp.m. fl. 2006,

Chadwick, Andy; Arts, Rob; Bernstone, Christian; May, Franz; Thibeau, Sylvain; Zweigel, Peter, 2008, "*Best Practice for the Storage of CO<sub>2</sub> in Saline Aquifers - Observations and Guidelines from the SACS and CO<sub>2</sub>STORE projects*". Nottingham, UK, British Geological Survey, 267 pp. (British Geological Survey Occasional Publication, 14).

Erlström M. & Sivhed U., 2001: Intra-cratonic dextral transtension and inversion of the southern Kattgat on the southwest margin of Baltica – Seismostratigraphy and structural development. *SGU research paper C 832*, 1-33.

Fang Y., Baojoun B., Dazhen T., Dunn-Norman S. & Wronkiewicz D., 2010: Characteristics of CO<sub>2</sub> sequestration in saline aquifers. *Petroleum Science* 7, 83-92.

Hesse M.A., Tchelep H.A. & Orr F.M., 2006: Scaling analysis of the migration of CO<sub>2</sub> in saline aquifers. Paper SPE 102796 presented at *SPE Annual Technical conference and Exhibition*, San Antonio, Texas.m.

Tarkowski R., Uliasz-Misiak B. & Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland–EU GeoCapacity Project results. *Energy Procedia* 1, 2671-2677.

Sliaupa S., Shogenova A., Shogenov K., Sliapienne R., Zabele A. & Vaher R., 2009.: Industrial carbon dioxide emissions and potential geological sinks in the Baltic states. *Oil Shale* 25, 465-484.

Wójcicki A., 2009: CO<sub>2</sub> geological storage potential in Poland. Ministry of Environment presentation.

#### **5.7.7 Ledtider och kostnader**

IEA, 2004. "Ship transport of CO<sub>2</sub>", the Mitsubishi version.

#### **5.7.8 Transport av koldioxid med pipeline (se 5.9)**

#### **5.9 Alternativa logistiklösningar för regionen (samt bilaga 2)**

BERR 2007. "Development of a CO<sub>2</sub> transport and storage network in the North Sea". Report to the North Sea Basin Task Force".

Carbon Capture Journal, 2010. "TUV-NEL flow measurement project". Feature article Carbon Capture Journal April 13, 2010.

Danmarks och Grönlands Geologiska Undersökelse. "Mapping of deep saline aquifers in Denmark with potential for future CO<sub>2</sub> storage". GEUS rapport 2003/39.

European Commission (EC), 2009. "Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen". Communication from the Commission, COM (2009) 39 Final, January 28, 2009.

East of England Energy Group, 2006. "The Re-Use of Offshore Oil and Gas Pipelines. Report and recommendations relating to the UKCS Pipeline System".

ENCAP, 2008. "Reference cases and guidelines for technology concepts". ENCAP - WP 1.1, Deliverable D1.1.1 & D1.1.2, February 2008.

GeoCapacity, 2009. "Capacity standards and site selection criteria". WP4-report, Project no. SES6-518-318.

IEA, 2004. "Ship transport of CO<sub>2</sub>", the Mitsubishi version.

IEA, 2005. "Building the cost curves for CO<sub>2</sub>-storage: European sector". Report number 2005/2, February 2005.

IEA, 2008. "CO<sub>2</sub> capture and storage. A key carbon abatement option".

Kjärstad J., Johnsson F., 2007. "The European power plant infrastructure – presentation of the Chalmers energy infrastructure database with implications". Energy Policy 35 (2007).

McCullum, D. L. and Ogden, J. M.: 2006, "Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity". Report UCD-ITS-RR-06-14.

NGU, 2002. Norges Geologiske Undersökelse. "CO<sub>2</sub> point sources and subsurface storage capacities for CO<sub>2</sub> in aquifers in Norway". NGU-report 2002.010, Gestco.

Olsen D., Stentoft N., 2003. "Chemical and physical interaction of CO<sub>2</sub> and carbonate rock". GEUS rapport 2003/41.

One North East, 2007. "Carbon Capture and Storage in North East England". Prospectus

Preem, 2010. Personlig kommunikation med Christina Simonsson.

Pöyry, 2007. "Analysis of carbon capture and storage cost supply curves for the UK". January 2007.

Rotterdam Climate Initiative, 2010. "CO<sub>2</sub> Capture, Transport and Storage in Rotterdam". 2009 Report

Tel-Tek, 2008. "Capture, Transportation and Storage of CO<sub>2</sub> from large point sources in the Skagerrak Region". Tel-Tek report no. 2208010.

TUV-NEL, 2009. "A study of measurement issues for Carbon Capture and Storage (CCS)". A report for National Measurement Office, project number FGRE24, report number 2009/54.

Yorkshire Forward, 2010. "A carbon capture and storage network for Yorkshire and Humber".

### **Allmänna referenser om CCS i Sverige, kluster och avskiljning**

CO<sub>2</sub>-avskiljning i Sverige, ÅF-Consult AB på uppdrag av Ångpanneföreningens Forskningsstiftelse och Naturvårdsverket, september 2008.

Specifika förutsättningar för koldioxidavskiljning i Sverige, ÅF-Engineering AB på uppdrag av Ångpanneföreningens Forskningsstiftelse, mars 2010.

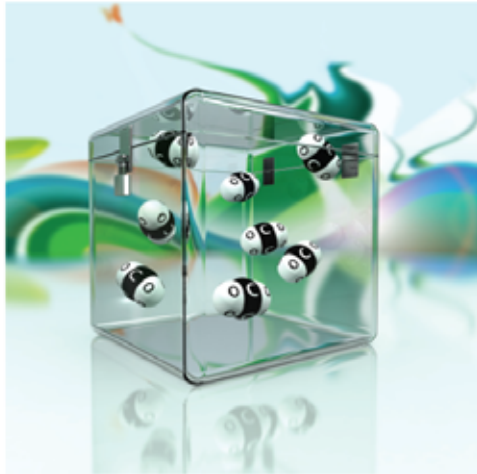




## 8 Bilagor

- Bilaga 1** Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>
- Bilaga 2** Modellering av CCS-teknikens spridning
- Bilaga 3** Klusterindelning
- Bilaga 4** Arbetsbeskrivning och transportberäkningar, CTH
- Bilaga 5** Sammanfattning av olika lagringskostnader

## **Bilaga 1 - Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>**



**Executive summary**

To accelerate the deployment of Carbon Capture and Storage (CCS) in a safe and sustainable way, there is a need for unified, recognized and publically available guidelines that contribute to:

- Proper selection and qualification of well-suited sites according to recognized procedures.
- Efficient and harmonized implementation of legal and regulatory frameworks for CCS.
- Predictable technical, financial and regulatory operating conditions for operators, regulators and other stakeholders.
- A swift transition from R&D and demonstration scale projects to large scale CCS by acceptance for a learning-by-doing approach where data is gathered during operation to validate storage performance and uncertainties are controlled through a risk-based verification and qualification process.
- Use of concurrent best engineering practice, best available technology (BAT) and proper management of risks and uncertainties throughout the life of a CCS project.

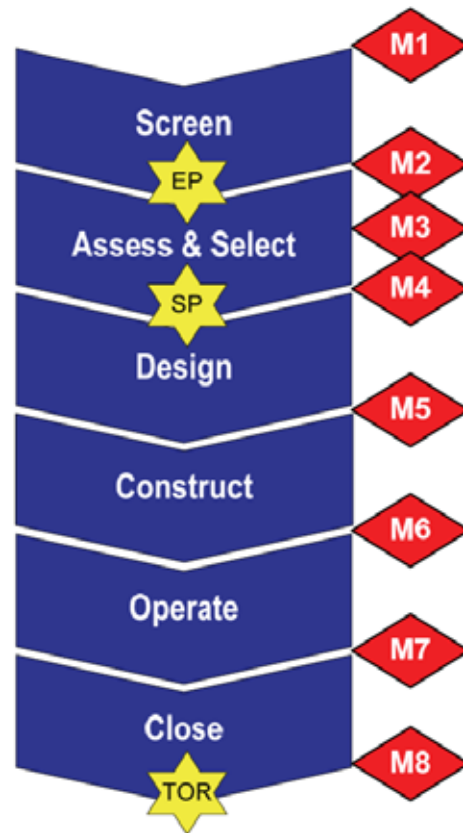
Furthermore, to build confidence in CCS as a trustworthy option to mitigate global warming, it is important that CCS projects are implemented in a clear and transparent way that stakeholders can accept where benefits and risks are balanced and well communicated.

**Objective**

The objective of this guideline is to provide a systematic approach to selection and qualification of sites and projects for CO<sub>2</sub> Geological Storage (CGS). A key intention is to harmonize implementation of CGS in compliance with regulations, international standards and directives while avoiding additional documentation and reporting requirements that may incur project delays and additional expense. To this end, the guideline introduces a generic workflow (Figure 1) for CGS project development relating activities and key project deliverables to associated milestones. To each of the stages Screen, Assess & Select, Operate and

Close, a more detailed sub-workflow is presented with specific associated activities and deliverables. It is envisioned that these workflows, if followed, will contribute to enhanced traceability and streamlined implementation across projects, both regionally and internationally. Note that the Design and Construct stages are not covered in the guideline.

The proposed approach to site selection and qualification attempts to reflect the current understanding of best industry practice and drive towards a consensus among project developers and regulators on proper site selection and management. To this end, it is recognized that the site selection and management requirements must be tailored to the characteristics of each site. The guideline also attempts



**Figure 1:** Generic workflow for a CGS project development. The guideline describes activities and key project deliverables associated with milestones in the Screen, Assess & Select, Operate and Close stages. The Design and Construct stages are not covered in the guideline. The red diamonds refer to project milestones and the yellow stars refer to permits or licenses that a project developer may need to acquire during the life of a CGS project. Here EP denotes Exploration Permit, SP denotes Storage Permit and TOR refers to Transfer Of Responsibility.



to provide a basis for a responsible CCS industry where decisions with regard to site selection and development are founded on a risk-based approach that stimulates a drive towards continuous risk reduction throughout all stages of a CGS project. This implies that a CGS project developer must demonstrate repeatedly that relevant inherent (natural) or engineered risks are properly controlled and managed in compliance with applicable regulations, concurrent best engineering practice and best available technology (BAT).

The guideline is the result of a collaborative effort within the CO<sub>2</sub>QUALSTORE consortium, and feedback and comments from representatives from national authorities and CCS interest organizations. DNV will issue and maintain an updated version of the guideline as a DNV Recommended Practice.

The guideline has also been subject to review by a large group of external stakeholders and regulators. In particular, as part of the CO<sub>2</sub>QUALSTORE project, meetings have been organized with representatives from national authorities in the UK, Norway, Denmark and Germany. In addition, the guideline has been presented to and discussed by the EU Commission Information Exchange Group on CCS and the North Sea Basin Task-Force, consisting of regulators from Norway, UK, The Netherlands and Germany. Finally, the guideline has been presented to and discussed with selected stakeholders, including the CCSA.

#### Qualification

Qualification refers to confirmation by evaluation and provision of evidence that a prospective site for CGS is fit-for-purpose. This includes demonstrating sufficient capacity and injectivity for the intended volumes of CO<sub>2</sub>, geological characteristics providing good containment of injected CO<sub>2</sub> streams, and adequate monitoring potential, i.e., legal and physical accessibility, as well as natural suitability to allow inherent risks to be adequately monitored and controlled to ensure environmentally safe CGS in compliance with applicable regulations and directives. Proper contingency and remediation plans are an essential part of the risk and uncertainty management.

#### Performance targets

Selection and qualification of sites and projects for CGS is regarded as an iterative process, involving a dialogue between the prospective project developer and the relevant regulator(s). A key objective of this dialogue is to agree on appropriate performance targets, and to reach consensus on the documentation necessary to provide confidence that the agreed performance targets will be met subject to a planned project development and operational strategy.

In the guideline it is proposed that the performance targets shall be tailored to the unique characteristics of each site. The performance targets should include a specification of which risk and/or uncertainty reducing measures shall be implemented in order to reduce the risk down to an acceptable level.

Project specific performance targets are regarded as a key instrument to reach consensus on conditions for

granting of relevant permits. This may include defining project specific conditions for granting of initial storage permit, project specific conditions for site closure, as well as operational requirements to demonstrate responsible operatorship and project development in accordance with previously agreed performance targets.

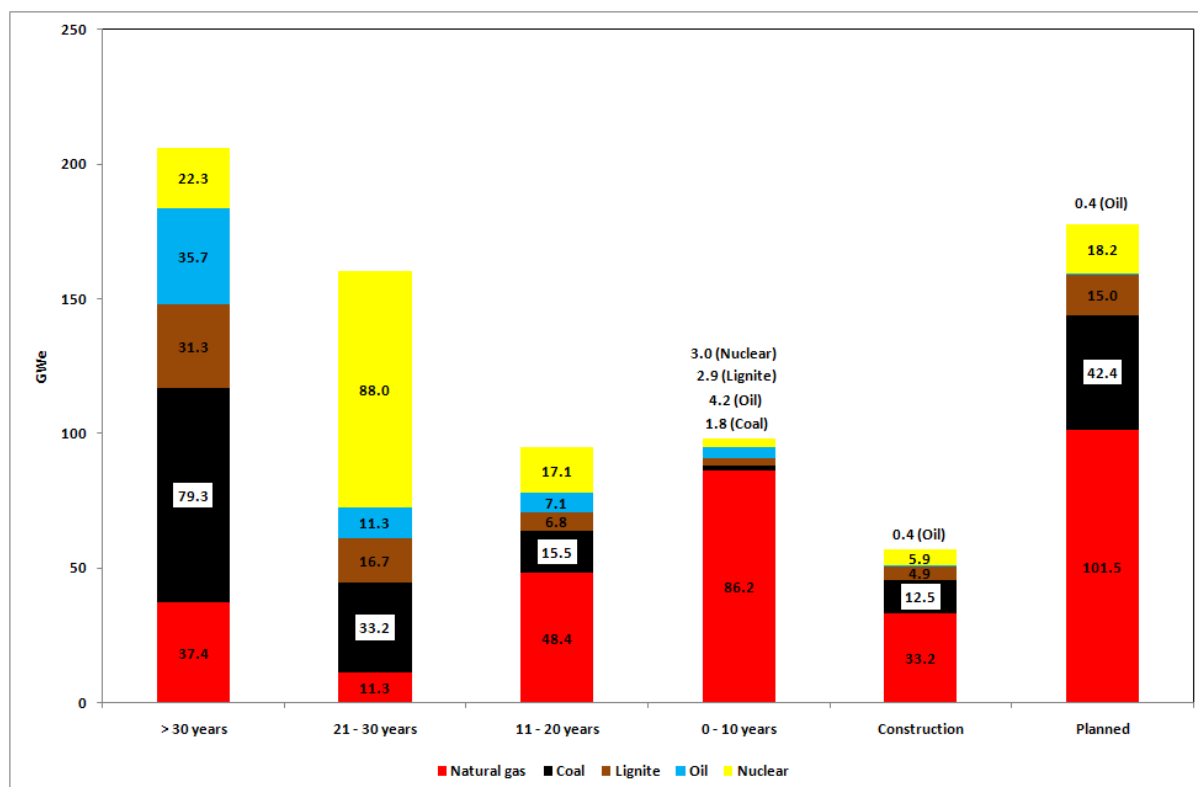
#### Communication with regulator

The guideline suggests that the dialogue between the project developer and the regulator should be initiated early in qualification process, e.g., as part of an exploration permit application process. In particular, it is considered as good practice to initiate the dialogue with the regulator prior to choosing a preferred site. Throughout the project life the communication with the regulator should aim to cover the following objectives:

- Prior to completion of site feasibility/selection, build a common understanding of the opportunities and risks involved and the screening process performed to identify the well suited sites. If applicable, discuss conditions for granting of exploration permit.
- Prior to site selection, allow the regulator to help evaluate if the state of knowledge is sufficient for site and engineering concept selection.
- As part of storage permit application process, agree on documentation requirements and performance targets (for site operation and for site closure), evaluate the corresponding positive and negative impact of the project, and agree on Monitoring, Verification, Accounting and Reporting (MVAR) program.
- As part of project development and operation, seek to keep the regulator updated on project performance, demonstrate how individual risks and uncertainties evolve, and build a common understanding of the rationale for modifications of the static geological model, forward predictions and the MVAR program. Assess if performance targets should be modified.
- After termination of CO<sub>2</sub> injection, agree on updated performance targets for site closure, layout of post-injection MVAR, and any additional conditions for site closure. The project developer and the regulator should both be required to substantiate any reasons for imposing site closure conditions that deviate significantly from conditions defined as part of storage permit, or agreed during operation.
- Prior to site closure, assess if performance targets for site closure are met with a sufficient degree of certainty to justify transfer of responsibility to a national authority, if applicable, and agree on decommissioning and site abandonment plan.

## Bilaga 2 - Modellering av CCS-teknikens spridning

Chalmers har byggt upp en databas över alla kraftverk inom EU. I databasen är samtliga kraftverk listade ner till blocknivå med avseende på data som pann- och elproduktionskapacitet, bränsle, ålder, teknologi och status<sup>200</sup>. Figur B1 har tagits från Chalmers kraftverksdatabas och visar elproduktionskapaciteten för EU:s termiska kraftverkspark fördelat på bränsle och ålder. Figuren visar och den samlande effekten från kraftverk som håller på att byggas och planerade kraftverk (bio- och avfallskraftverk inte inkluderade).



**Figur B1** Termisk kraftverkskapacitet i EU fördelade på bränsle och ålder samt kraftverk som håller på att byggas eller planeras (bio- och avfallskraftverk inte medtagna). Källa: Chalmers Energy Infrastructure database (Kjärstad och Johnsson, 2007).

Två intressanta observationer kan göras utifrån figur B1. Många kraftverk är gamla och kommer behöva ersättas under det kommande årtiondet, till exempel 110 GW<sub>e</sub> kolkraftverk och mer än 70 GW gas- och oljekraftverk är äldre än 30 år. Hur mycket ny kraft kan då tillföras systemet under enskilda år? Ser man på kolbaserad kraft så var 1970 det år då klart mest kraft togs i drift under ett enskilt år; totalt installerades 11,5 GW kol och brunkolsbaserad kraft men även så sent som 1985 installerades 9,7 GW. Ser man på 5-års rullande genomsnitt så

<sup>200</sup> Kjärstad et al., 2007

installerades årligen mellan 6 och 8 GW mellan 1965 och 1975 vilket dock kan jämföras med mellan 0,1 och 2,4 GW mellan 1995 och 2005. Ser man emellertid på rullande 5-årsgenomsnitt för både gas och kol så installerades mest 1970, 11,2 GW, varpå det årliga kapacitetstillskottet sjönk stadigt till 2,8 GW 1987. Därefter har det årliga kapacitetstillskottet ökat stadigt igen (räknat på 5-års rullande genomsnitt) och nådde 10 GW 2005.

Samtidigt ser man från figur B1 det stora skiftet från kolbaserad till gasbaserad kraft sedan 1990-åren. Energimässigt är skiftet dock inte lika tydligt eftersom kolkraft mer körs som baslast medan gaskraft oftast körs som mellanlast eller topplast. Det är flera skäl till detta skifte. I England blev det stor efterfrågan på gasbaserad kraft tidigt under 1990-talet sedan det hade hittats stora mängder konkurrenskraftigt gas i Nordsjön (mer än 30 GW gasbaserad kraft har installerats i England sedan 1990), investeringskostnaderna är betydligt lägre och verkningsgraden högre för gaskraftverk jämförd med kolkraftverk samtidigt som ledtiderna för byggande också är mycket kortare, ca 2-3 år för gaskraftverk och 4-6 år för kolkraftverk. Specifika utsläppen av koldioxid per producerad enhet elektricitet blir också lägre, en nybyggd gaskombi med närmare 60 % verkningsgrad som till exempel ersätter ett äldre kolkraftverk med en verkningsgrad på 35 % leder till att emissionerna minskar med kring två tredjedelar. Byta ut ett gammalt kolkraftverk med en ny gaskombi är alltså en lösning för att minska emissionerna på medelsikt och avskrivningstiden för en gaskombi är knappast mer än 15-20 år. Samtidigt så ökar emellertid beroendet av importerad naturgas från Ryssland och länder från mellanösten och detta kan förväntas fortsätta öka i framtiden eftersom Europas egen produktion minskar<sup>201</sup>. Kolet anses därför som viktigt för att höja energisäkerheten, dels därför att Europa fortfarande har stora kolresurser<sup>202</sup> och dels därför att kolet leder till större diversifiering gällande leverantörer och tillförselsvägar. Kolbaserad kraft kan dock enbart förenas med klimatmålen om den har CCS medan gasbaserad kraft sannolikt kan förenas med klimatmålen på medelsikt, men på längre sikt, om emissionerna skall minskas med 80-95%, så måste även gaskraftverken installera CCS.

I dagens situation, då det fortfarande råder stora osäkerheter kring framtida emissionskrav och med relativt låga priser på utsläppsrätter inom EU, så verkar de flesta kraftverksägare föredra att investera i ny gasbaserad kraft tillsammans med vindkraft<sup>203</sup>. Ser vi på de kolkraftverk som håller på att byggas, omkring 17 GW enligt figur B1, så är det få av kraftverken som har annonserat att de är så kallat

---

<sup>201</sup> Denna situation kan emellertid ändras om man hittar stora mängder kommersiell utvinnbar okonventionell gas i Europa som man har gjort i USA och/eller om stora nya gasfyndigheter skulle hittas i Norge och då kanske främst i Barents hav på gränsen till Ryssland.

<sup>202</sup> BGR, 2008. "Reserves, resources and availability of energy resources 2007". Status December 31<sup>st</sup>, 2007.

<sup>203</sup> Det investeras också i många nya bio- och avfallskraftverk. Dessa kraftverk är emellertid relativt sätt små och har därför liten påverkan på det totala systemet. Till exempel håller 114 sådana kraftverk att utvecklas i Europa i April 2010 enligt Chalmers Power Plant Database men de har en samlad elproduktionskapacitet på endast 7,1 GW.

”capture ready”<sup>204</sup>. Detta har lett till att diskussionerna kring EPS har blossat upp igen efter att Europeiska kommissionen först avfärdade detta med förklaringen att handelssystemet för emissionsrätter borde vara tillräckligt för att göra CCS konkurrenskraftigt och att man inte gärna ville gå in och störa ett marknadsbaserat instrument. EPS sätter en högsta specifik emissionsgräns på till exempel 500 gram CO<sub>2</sub> per kWh el som produceras vilket effektivt sätter stopp för kolkraftverk utan CCS (eventuellt med specifikationen att det endast skall gälla till exempel nybyggda kolkraftverk). Genom att sätta utsläppsgränsen än lägre, till exempel 150 gram CO<sub>2</sub>/kWh så tvingas även gaskraftverk att installera CCS.

I maj 2010 röstade Europaparlamentets miljöutskott genom ett förslag om att godkänna att individuella medlemsstater introducerar EPS. EPS har främst diskuterats i England och Nederländerna. I Nederländerna har den av regeringen tillsatta arbetsgruppen för CCS rekommenderat en kombinerad lösning med EPS och ett incitamentsystem för att minska emissionerna, vilket här innebär att om EPS sätter gränsen till 350 gram CO<sub>2</sub> per kilowattimme el så får man till exempel rätt till en bonus för varje gram man minskar emissionerna under 350 g/kWh<sub>e</sub> samtidigt som att man måste betala en straffskatt för varje gram man släpper ut över EPS-nivån (utöver vad som skall betalas enligt handelssystemet för utsläppsätter). Nedan redovisas kort vad som kan hända med bland annat priset för utsläppsminskningar vid införande av EPS (modelleringen har utförts av Chalmers).

Baserat på databasen över EU:s kraftverk<sup>205</sup> så modellerar Chalmers EU:s elproduktionssystem med olika ramvillkor såsom emissionskrav för koldioxid, mål för andelen förnybara och energieffektivitet, politiska beslut relaterat till exempelvis kärnkraft, kol och CCS. Modellen visar bränsle- och teknologidistribution över tid till lägsta systemkostnad under de givna ramvillkoren.<sup>206</sup> Som sådan så ger den alltså också den kostnadsoptimala fördelningen mellan olika åtgärder för att minska emissionerna av koldioxid, det vill säga fördelningen av olika förnybara energislag, kärnkraft och fossil kraft med och utan CCS. Modellen ger också marginalkostnaden för elproduktion och CO<sub>2</sub>-minskningar.

Som nämnts ovan så har Chalmers (2010) modellerat möjliga implikationer vid införande av EPS. För nya kraftverk sattes de specifika emissionerna till maximalt 350 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> från 2015 och från 2020 sattes en gräns på 500 g CO<sub>2</sub>/kWh<sub>e</sub> för all kraftproduktion. Kraven innebär att alla nybyggda kolkraftverk måste installera CCS från och med 2015 och från och med 2020 så måste även alla äldre kolkraftverk (byggda före 2015) installera CCS. I tillägg till EPS antogs det att emissionerna av koldioxid skulle minska med 30 % till 2020 och med 85 % till 2050 relativt 1990, att andelen förnybara i elproduktionen skulle öka till 30 % i

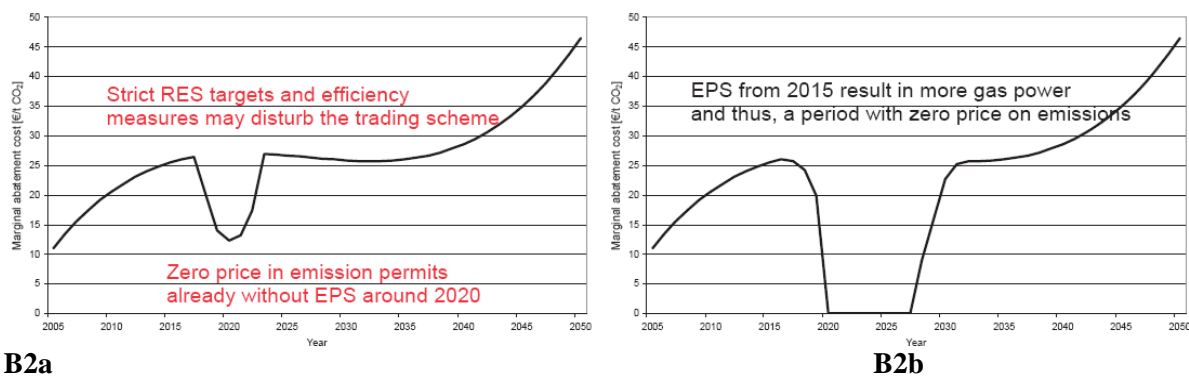
---

<sup>204</sup> ”Capture ready” innebär att ägaren till kraftverket redan innan byggandet har sett till att kraftverket kan installera CCS efter driftstagandet och att det finns möjliga transportruttor till relevanta lagringsplatser.

<sup>205</sup> Databasen och modelleringen inkluderar också Island, Norge och Schweiz.

<sup>206</sup> Lägsta systemkostnad refererar till hela EU:s elproduktionssystem (+ Island, Norge, Schweiz), vilket skiljer sig från lägsta kostnad och en optimal lösning för de enskilda aktörerna. Det är sannolikt det sistnämnda som kommer att bestämma utvecklingen för CCS.

2020 och till 45 % i 2050 samt att effekten av effektivitetsåtgärder skulle minska efterfrågan med 13 % år 2020 och 23 % år 2050 relativt basscenariot i EE&TT 2007 ("European Energy and Transport Trends to 2030 – 2007 update"). Figur B2 visar en möjlig utveckling av priset på koldioxidemissioner vid a) införande av kraven på emissionsminskningar, andelen förnybar energi för elproduktion och effektivitetsåtgärder beskrivna ovan och vid b) införande av EPS i tillägg till kraven listade i a).



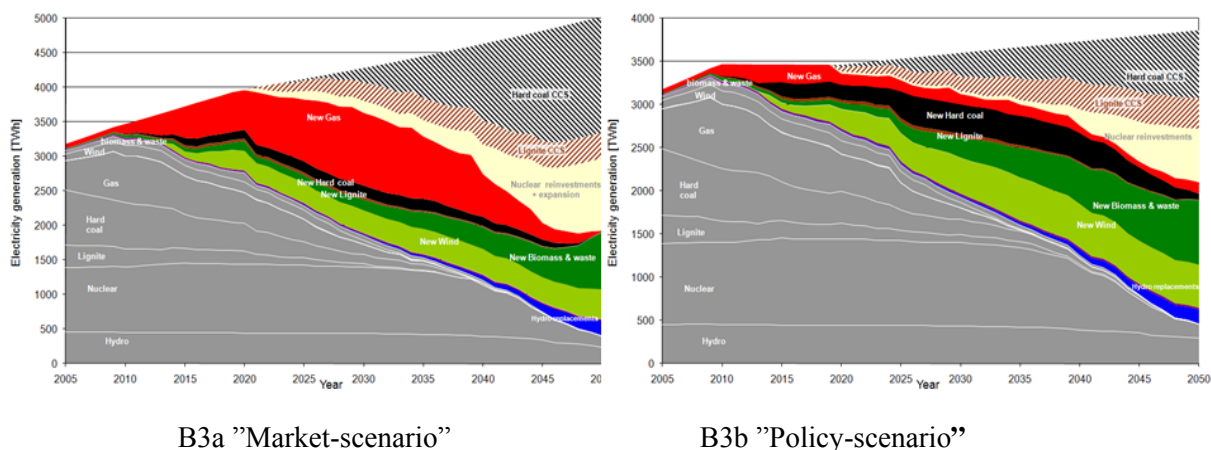
**Figur B2** Modellering av en möjlig utveckling av priset för koldioxidemissioner enligt handelssystemet vid införande av olika politiska verkmedel utöver handelssystemet. Figur B2a visar utvecklingen vid införande av krav på ökad andel förnybara och effektivitetsåtgärder medan figur B2b visar utvecklingen om också EPS införs. Källa: Chalmers 2010.

Som kan avläsas från figur B2 så riskeras det i båda fallen en störning av handelssystemet med ett lågt pris på utsläppsrätter som följd vilket, ifall det blir verklighet, sannolikt kommer att leda till en senare expansion av CCS än vad som vore fallet om priset höll sig på en konstant hög nivå. I fallet då EPS införs (figur B2b), så byts en stor mängd kolkraft (ca 80 GW) till gaskraft år 2020 medan CCS först skjuter fart mellan 2035 och 2040.

Figur B3 visar två modellresultat från "market"- (figur B3a) och "policy"-scenarier (figur B3b) i de så kallade "pathway"-projekten på Chalmers (2010). I båda scenarierna antas att andelen förnybar elproduktion skall vara 30 % år 2020, därefter konstant i "market"-scenariot (figur B3a) och öka till 45 % år 2050 i "policy"-scenariot (figur B3b). Åtgärder för att minska energikonsumtionen inom EU uppskattas leda till 13 % lägre efterfrågan för el år 2020 och 23 % lägre efterfrågan år 2050 i "policy"-scenariot (figur B3b). I båda fallen relativt basscenariot utvecklat i EE&TT (2007). Efterfrågan i "market"-scenariot antas utvecklas som i basscenariot i EE&TT (2007). Emissionerna av koldioxid inom kraftsektorn uppskattades i modellen till att minska med 40 % i "market"-scenariot (figur B3a) och med 30 % i "policy"-scenariot (figur B3b) år 2020 och med 85 % år 2050 i båda scenarierna (i alla fallen relativt 1990). I "market"-scenariot tilläts uppemot 40 % expansion av kärnkraftbaserad el medan den i "policy"-scenariet hålls på dagens nivå. Brunkolsproduktion hålls på dagens nivå i båda scenarierna. CCS anses vara möjligt från 2020 där kostnaden för avskiljning sätts enligt ENCAP (2008) i "policy"-scenariet och med ett tillägg på 30 % i "market"-scenariet. Det

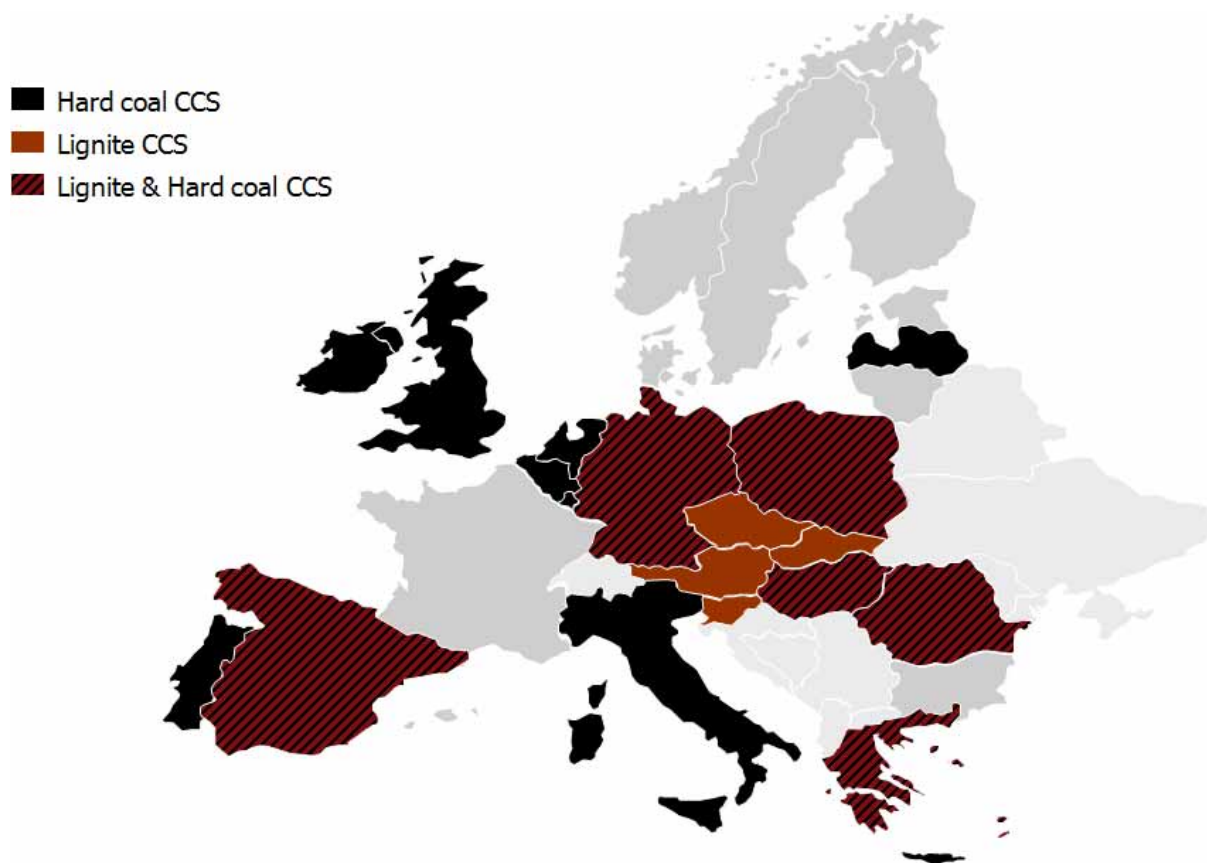


bör tilläggas att även gasbaserad CCS tilläts enligt modellen och att EPS inte har inkluderats samt att kostnaden för transport och lagring av koldioxid har klassificerats i modellen enligt tre kostnadsklasser för varje enskild land beroende på exempelvis avstånd från källor till reservoar och om de har lagringsmöjligheter onshore eller endast offshore eller inte alls och därför måste lagra i annat land.



**Figur B3** Modellering av EU:s elproduktionssystem 2005-2050 under givna ramvillkor beskrivna ovan och i Chalmers (2010). De grå fälten visar det befintliga systemet och hur det fasas ut över tid medan de färgade fälten visar ny produktionskapacitet. Figur B3a visar det så kallade "Market"-scenariot medan figur B3b visar "Policy-scenariot", källa: Chalmers 2010.

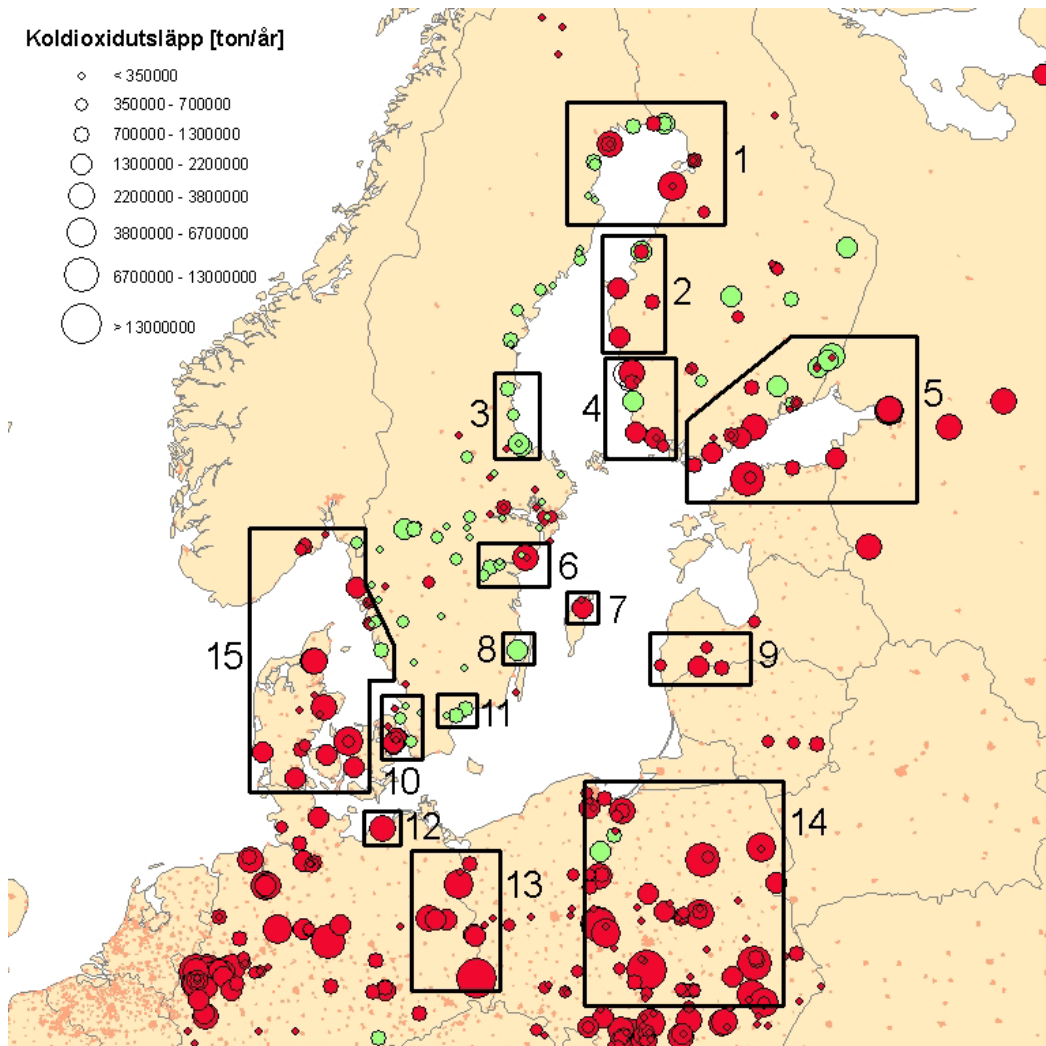
I "market"-scenariot ökar mängden avskiljd CO<sub>2</sub> snabbt och passerar mer än 400 miljoner ton årligen redan år 2030 varpå det ökar vidare till 1 100 miljoner ton år 2040 och kring 1 550 miljoner ton år 2050. Även i "policy"-scenariot ökar mängden avskiljd CO<sub>2</sub> snabbt upp till 2030 då nästan 400 miljoner ton avskiljs och lagras varje år men efter 2030 är expansionen mer moderat än i "market"-scenariot med 640 miljoner ton per år 2040 för att öka till uppemot 900 miljoner ton kring 2050. Skälen till att mindre koldioxid lagras i "policy" är att effekterna från effektivitetsåtgärder ger nästan 25 % lägre kraftproduktion år 2050 än i "market"-scenariot samt den högre andelen förnybar kraftproduktion. Den geografiska fördelningen av CCS i kraftsektorn i båda scenarierna visas i figur B4. Figuren visar den geografiska fördelningen för hela den modellerade perioden, det vill säga fram till år 2050.



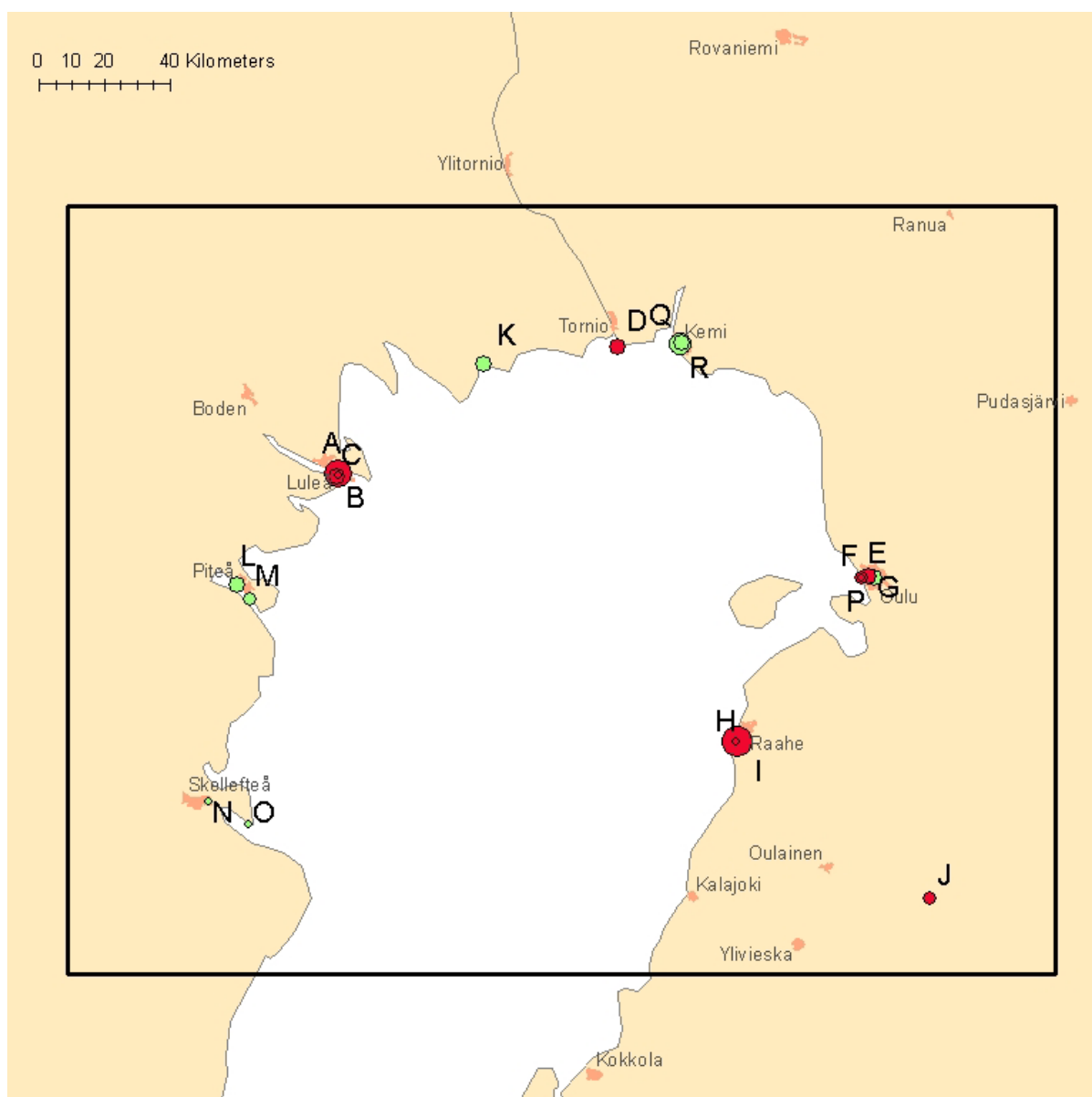
**Figur B4** Geografisk distribution av CCS i kraftsektorn under ”market”- och ”policy”-scenarierna fram till år 2050 modellerat av Chalmers (2010).

### Bilaga 3 - Klusterindelning

Utsläppskällorna är indelade i 15 kluster. I denna bilaga redovisas mängden utsläpp (ton koldioxid per år) inom de kluster som omfattas av denna studie. För varje kluster redovisas i tabellform vilka anläggningar som ingår, vilken industri anläggningen tillhör samt utsläppsmängd. Data kommer från år 2006 i de flesta fall. I de fall där data från 2006 inte finns tillgängligt har motsvarande siffror från tidigare år använts. Chalmers utsläppsdata har använts som källa där så varit möjligt, men har kompletterats med data från andra utsläppsdata-baser så som EMIR, IEA GHG CO2 emissions database och Naturvårdsverkets utsläpps-databas. För massa- och pappersindustrin har även Skogsindustrierna, Stora Enso, Finnish Forest Industries Federation och International Pulp and Paper Directory använts som källor. Röda cirklar indikerar att anläggningen till övervägande delen använder fossila bränslen, medan gröna cirklar indikerar att utsläppen till övervägande delen är av biogent ursprung.



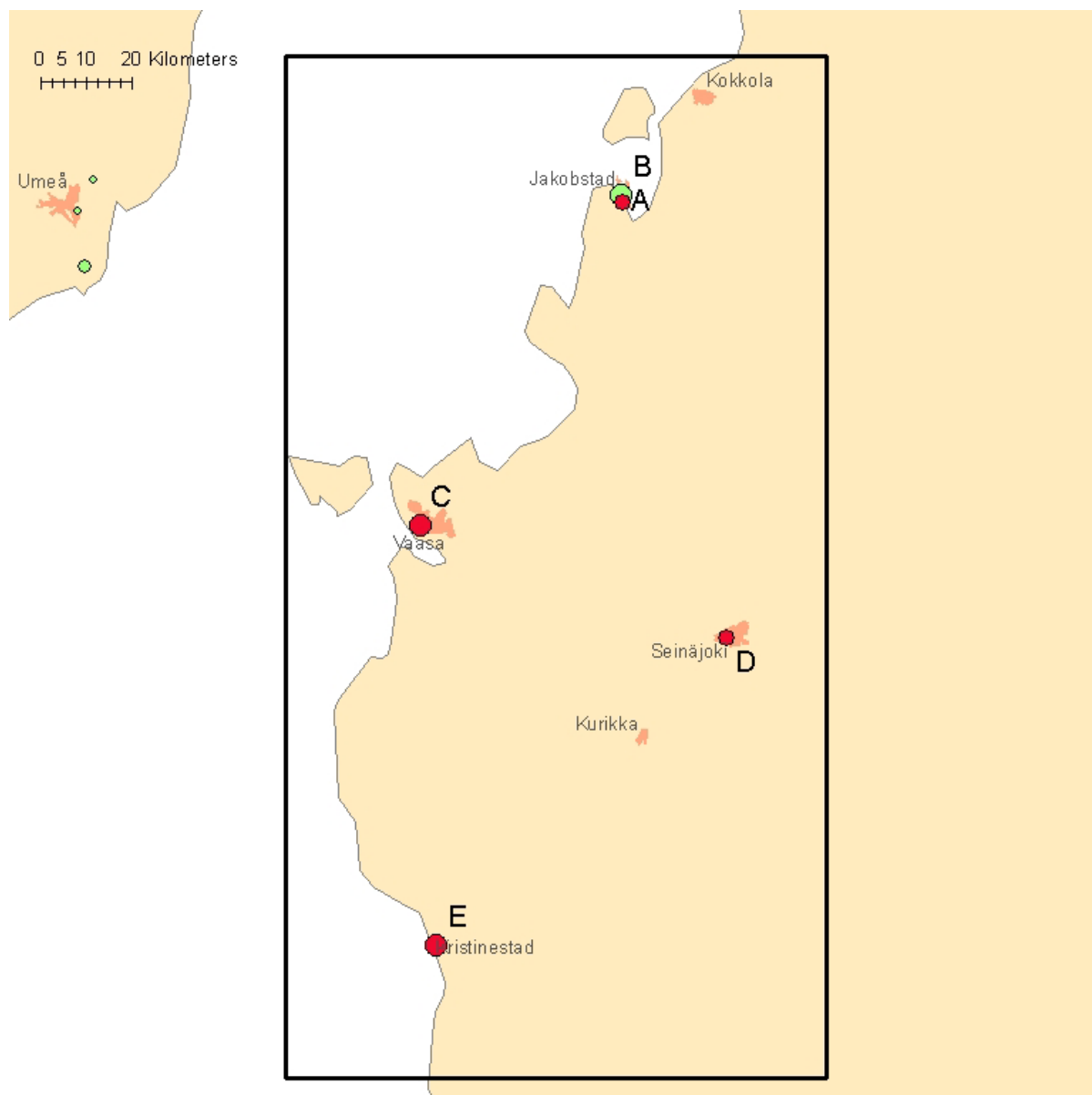
**Figur B6** Översiktsbild för de kluster som har definierats inför denna studie.



**Figur B7** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 1.

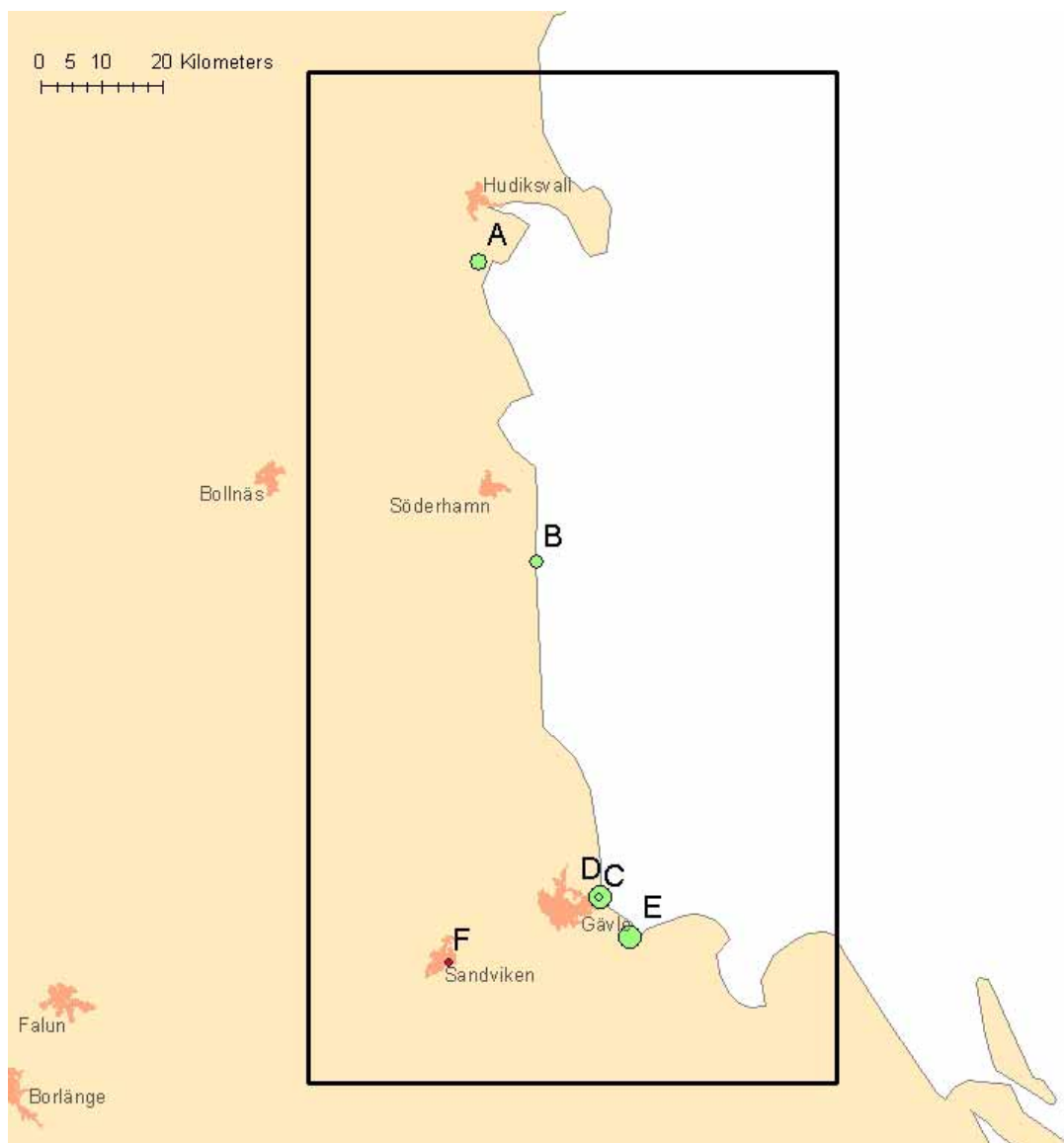
	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	Lulekraft AB	Luleå	Sverige	2322062	Energi
B	SSAB Tunnpålat AB, Metallurgi	Luleå	Sverige	1210573	Järn och stål
C	Nordkalk AB Luleå	Luleå	Sverige	69585	Cement
D	Tornion tehta	Tornio	Finland	733510	Järn och stål
E	Oulun tehdas	Oulu	Finland	399683	Massa och papper
F	Oulun tehta	Oulun tehta City	Finland	257132	Energi
G	Toppilan voimalaitokset	Oulu	Finland	1262302	Energi
H	Raahen kalkkitehdas	Raahen	Finland	194096	Cement

I	Raahen terästehdas	Raahе	Finland	4810622	Järn och stål
J	Haapaveden voimalaitos	Haapavesi	Finland	688809	Energi
K	Billerud AB, Karlsborgs bruk		Sverige	799828	Massa och papper
L	Kappa Kraftliner Piteå	Piteå	Sverige	1266483	Massa och papper
M	SCA, Munksund		Sverige	635372	Massa och papper
N	Hedensbyns Kraftvärmeverk	Skellefteå	Sverige	223900	Energi
O	Rönnskärsverken		Sverige	156000	Raffinaderi
P	Stora Enso Fine Paper	Oulu	Finland	927701	Massa och papper
Q	Stora Enso Magazine Paper / Fine Paper	Kemi	Finland	1504277	Massa och papper
R	Stora Enso Oy Veitsiluoto	Kemi	Finland	1045637	Massa och papper
	<b>Totalt</b>			<b>18507571</b>	



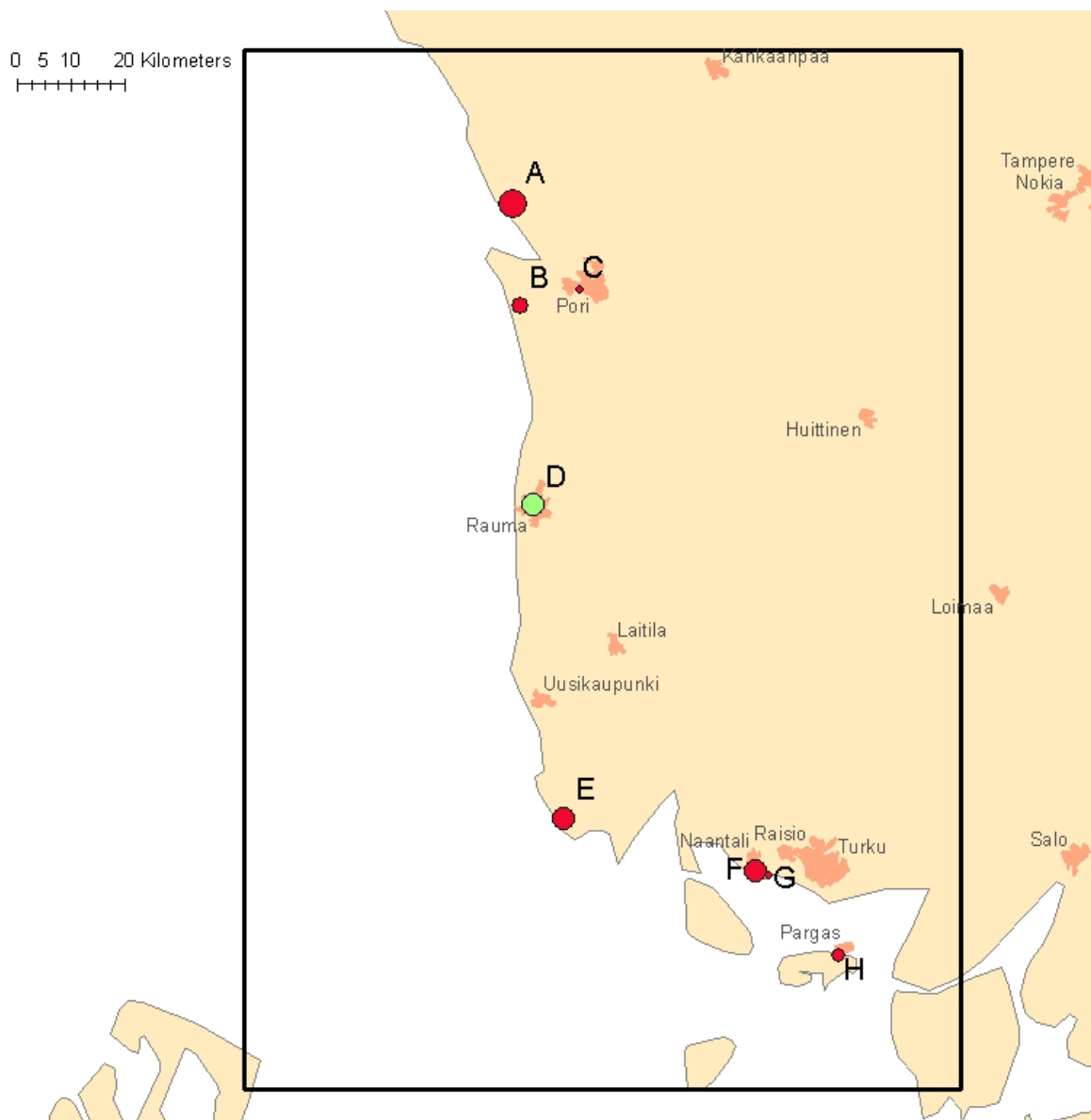
**Figur B8** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 2.

	ANLÄGGNINGSNAMN	STAD	LAND	UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]	INDUSTRI
A	Pietarsaaren voimalaitos	Pietarsaari	Finland	1189484	Energi
B	UPM Wisaforest Pietarsaari	Jakobstad	Finland	2067749	Massa och papper
C	Vaskiluoto 2 -voimalaitos	Vaasa	Finland	1327656	Energi
D	Seinäjoen voimalaitos	Seinäjoki	Finland	787407	Energi
E	Kristiinan voimalaitos	Kristiinankaupunki	Finland	1393806	Energi
	<b>Totalt</b>			<b>6766102</b>	



**Figur B9** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 3.

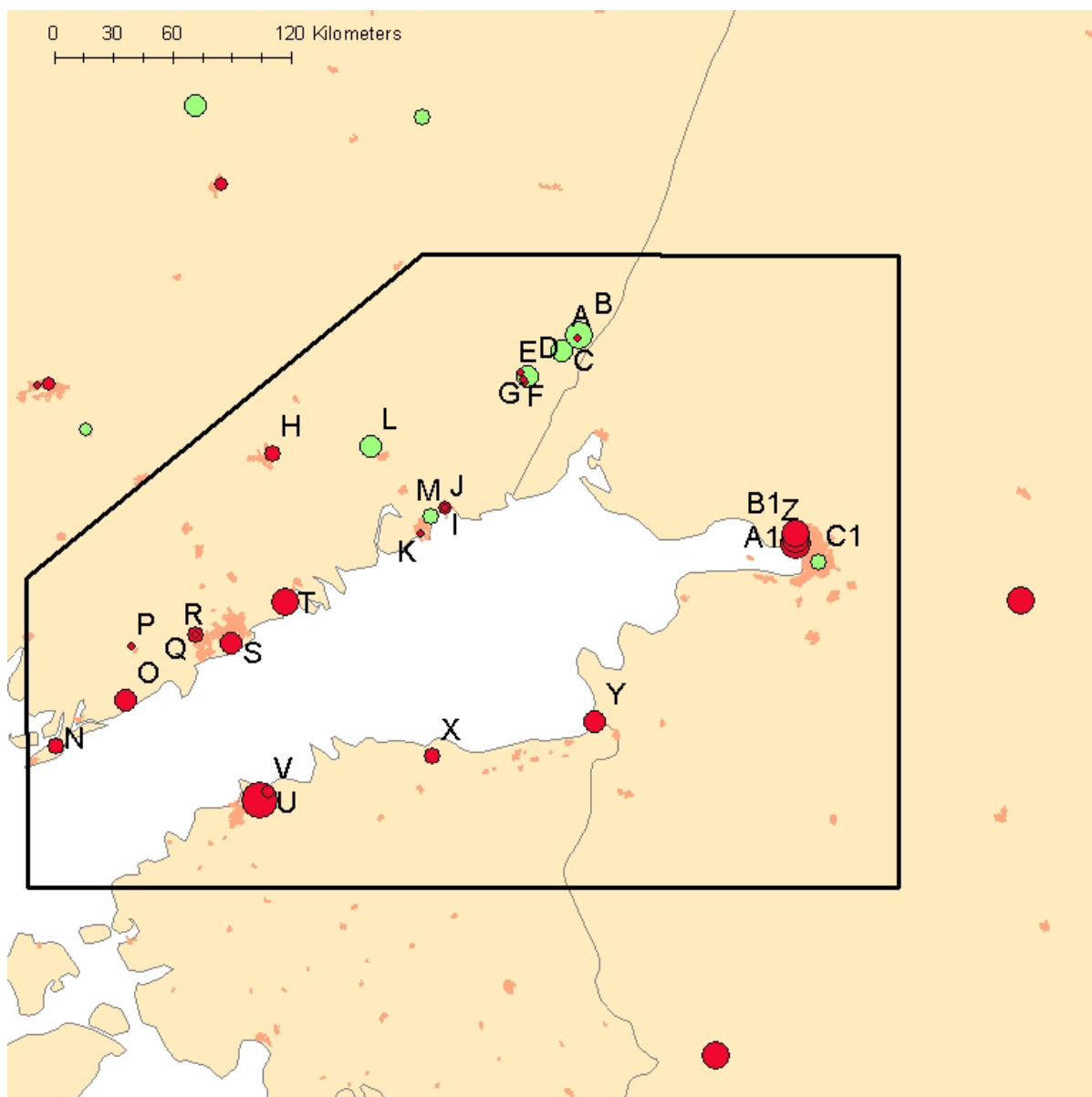
	ANLÄGGNINGSNAMN	STAD	LAND	UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]	INDUSTRI
A	Holmen AB, Iggesunds Bruk	Iggesund	Sverige	843350	Massa och papper
B	Rottneros AB, Vallviks Bruk AB		Sverige	562659	Massa och papper
C	Karskär Energi AB	Gävle	Sverige	139702	Energi
D	Korsnäs AB, Korsnäsverken		Sverige	1435847	Massa och papper
E	Stora Enso, Skutskärs Bruk		Sverige	1564156	Massa och papper
F	AB Sandvik Materials Technology	Sandviken	Sverige	117164	Järn och stål
	<b>Totalt</b>			<b>4662878</b>	



**Figur B10** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 4.

	ANLÄGGNINGSNAMN	STAD	LAND	UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]	INDUSTRI
A	Meri-Porin voimalaitos	Pori	Finland	2420094	Energi
B	Tahkoluodon voimalaitos	Pori	Finland	1193842	Energi
C	Aittaluodon voimalaitos	Pori	Finland	276647	Energi
D	Metsä-Botnia Rauma	Rauma	Finland	1648421	Massa och papper
E	Vuosaaren B-voimalaitos	Helen	Finland	1301950	Energi
F	Naantalin voimalaitos	Naantali	Finland	1526042	Energi
G	Naantalin erikoistuotejalostamo	Naantali	Finland	324616	Raffinaderi
H	Paraisten sementtitehdas	Parainen	Finland	614415	Cement
	<b>Totalt</b>			<b>9306027</b>	

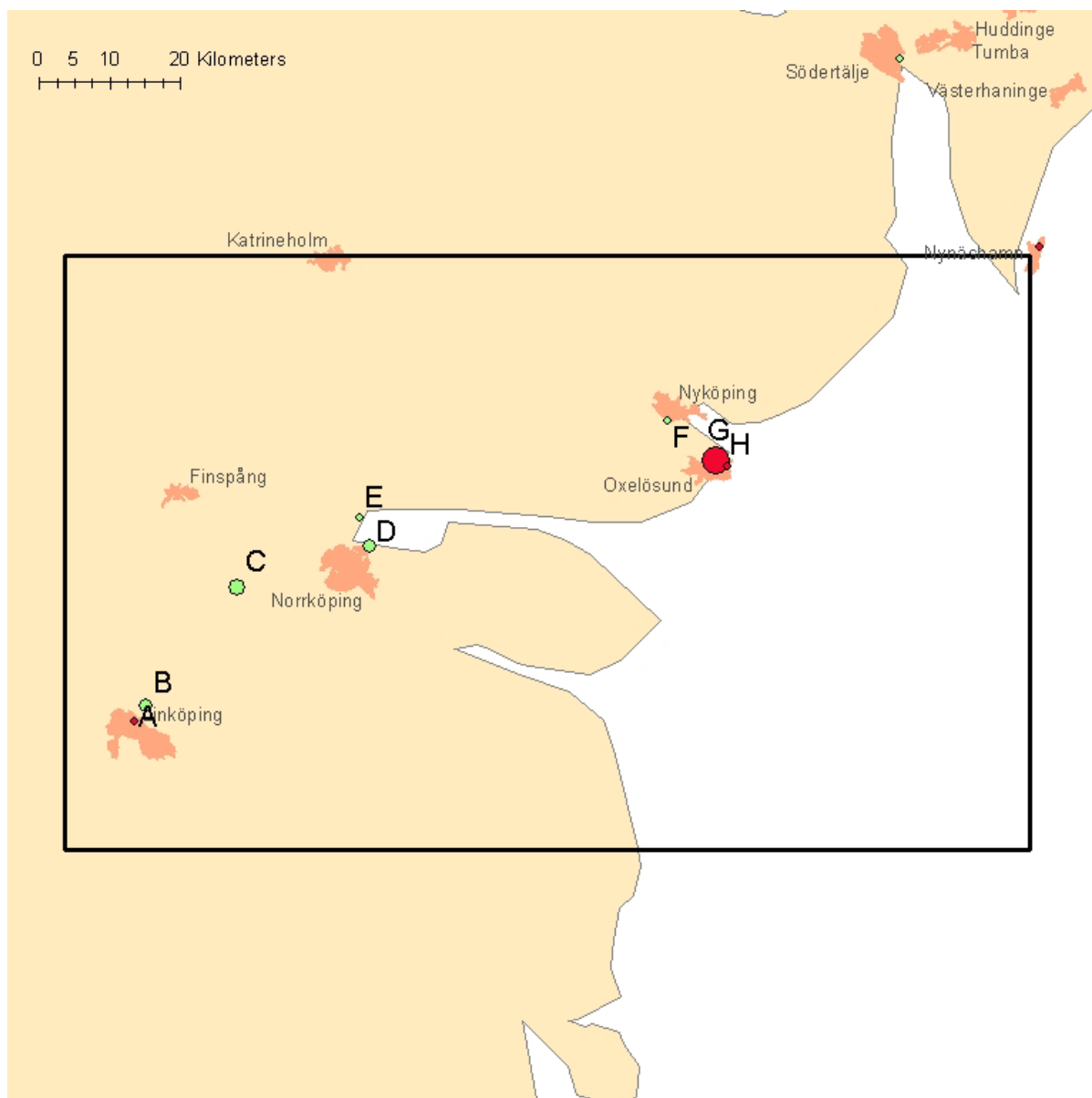




Figur B11 Karta över de anläggningar som ingår i kluster 5.

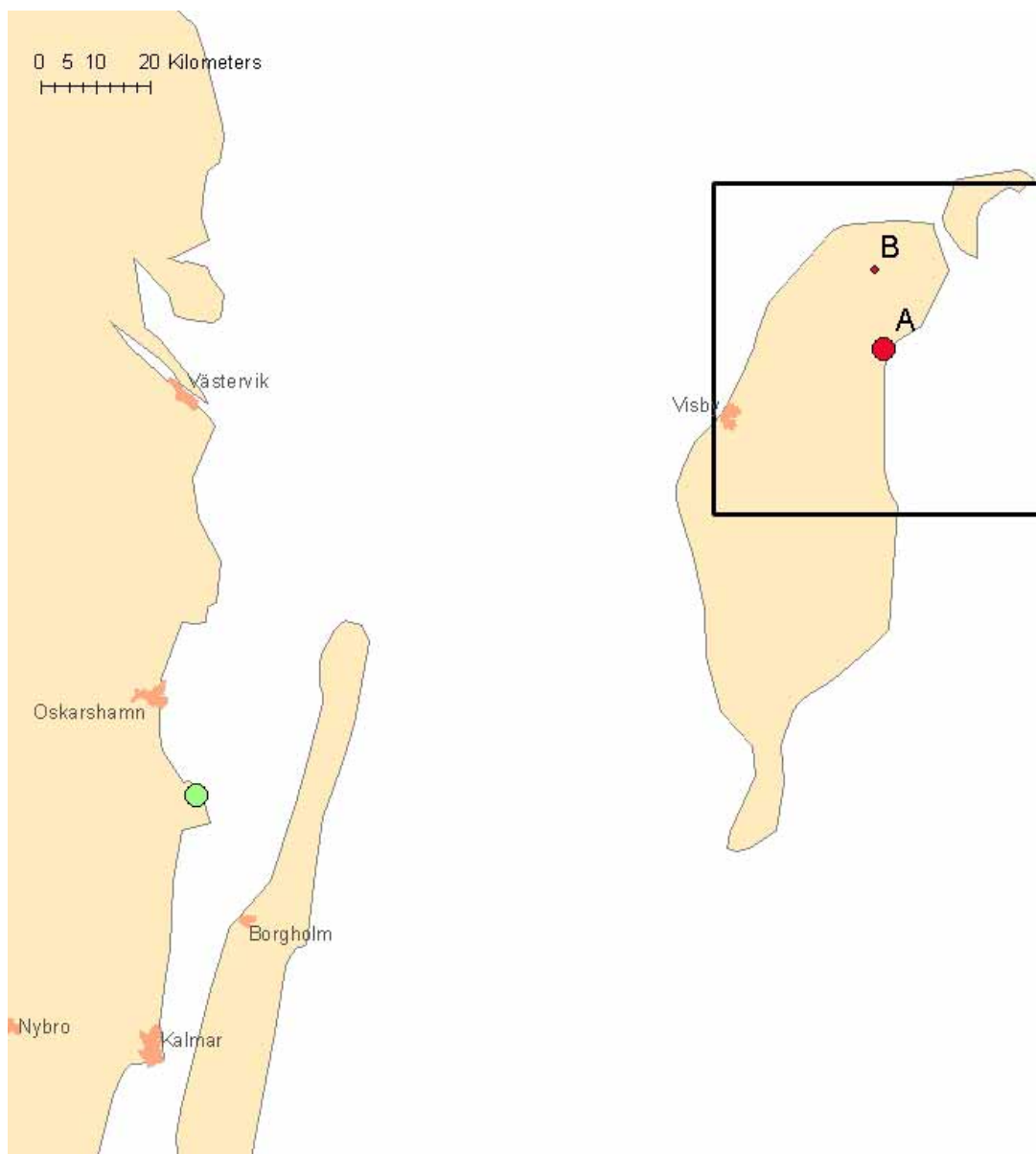
	ANLÄGGNINGSNAMN	STAD	LAND	UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]	INDUSTRI
A	Imatran tehtaat	Imatra	Finland	175474	Massa och papper
B	Stora Enso Fine Paper / Packaging Boards Kaukopää	Imatra	Finland	2211893	Massa och papper
C	Oy Metsä-Botnia AB	Joutseno	Finland	1700837	Massa och papper
D	UPM-Kymmene Kaukas	Lappeenranta	Finland	1936709	Massa och papper
E	Mertaniemen voimalaitos	Lappeenranta	Finland	206125	Energi
F	Kaukaan tehtaat	Lappeenranta	Finland	178190	Massa och papper
G	Lappeenrannan sementtitehdas	Lappeenranta	Finland	348117	Cement
H	Kymijärven voimalaitos	Lahti	Finland	902493	Energi
I	Mussalo 1 –voimalaitos	Kotka	Finland	451123	Energi

J	Hovinsaaren voimalaitos	Kotka	Finland	165979	Energi
K	Kotkan tehtaat	Kotka	Finland	255149	Massa och papper
L	UPM-Kymmene Kymi	Kuusankoski	Finland	1412549	Massa och papper
M	Stora Enso (Sunila Oy)	Kotka	Finland	967013	Massa och papper
N	Koverharin terästehdas	Lappohja	Finland	896378	Järn och stål
O	Inkoon voimalaitos	Inkoo	Finland	1599549	Energi
P	Tytyrin kalkkitechdas	Lohja	Finland	191910	Cement
Q	Suomenojan voimalaitos	Espoo	Finland	815118	Energi
R	Kontiosuon voimalaitos	Espoo	Finland	212743	Energi
S	Hanasaari B	Helen	Finland	1501492	Energi
T	Porvoon jalostamo	Porvoo	Finland	2496218	Raffinaderi
U	Eesti Elektriijaam	Ida-Virumaa	Estland	7698104	Energi
V	Eesti Energia AS Iru Elektriijaam	Maardu	Estland	371992	Energi
X	AS Kunda Nordic Tsement	Kunda	Estland	801950	Energi
Y	Balti Elektriijaam	Narva	Estland	1551856	Energi
Z	KIRISHI SDEPS	St Petersburg	Ryssland	4068144	Energi
A1	ST PETERSBURG NORTHERN	Lavriki	Ryssland	2350483	Energi
B1	SOUTHERN	St Petersburg	Ryssland	2260080	Energi
C1	Svetogorsk Pulp & Paper Combine	St. Petersburg	Ryssland	783557	Massa och papper
	<b>Totalt</b>			<b>38511223</b>	



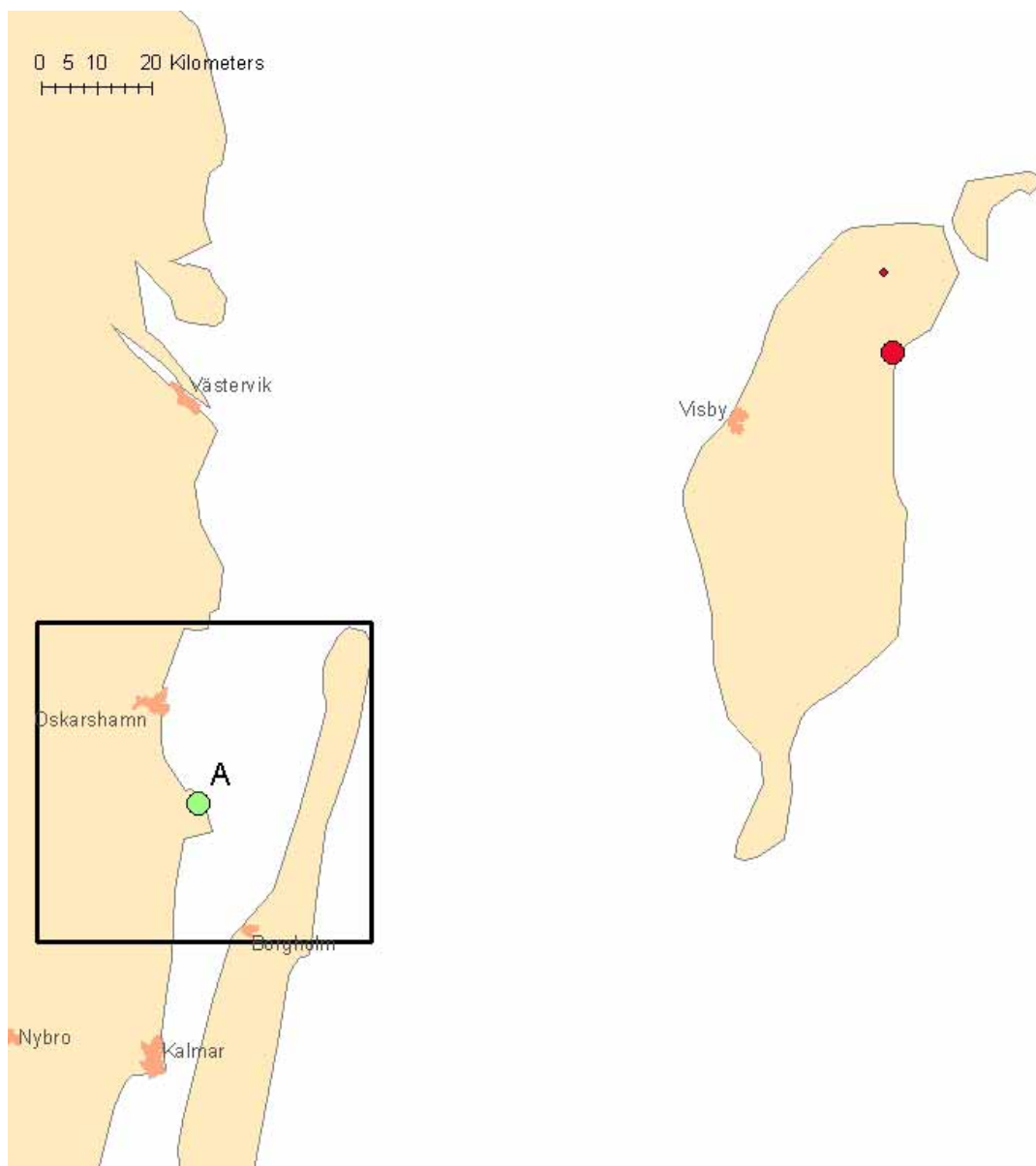
**Figur B12** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 6.

	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	Kraftvärmeverket	Linköping	Sverige	194536	Energi
B	Gärstadverket		Sverige	418866	Energi
C	Billerud AB, Skärblacka		Sverige	733433	Massa och papper
D	Händelöverket	Norrköping	Sverige	579737	Energi
E	Holmen AB, Bravikens Pappersbruk		Sverige	247820	Massa och papper
F	Idbäckens Kraftvärmeverk	Nyköping	Sverige	124760	Energi
G	SSAB Oxelösund AB	Oxelösund	Sverige	2209902	Järn och stål
H	Oxelöverket	Oxelösund	Sverige	76398	Cement
	<b>Totalt</b>			<b>4585452</b>	



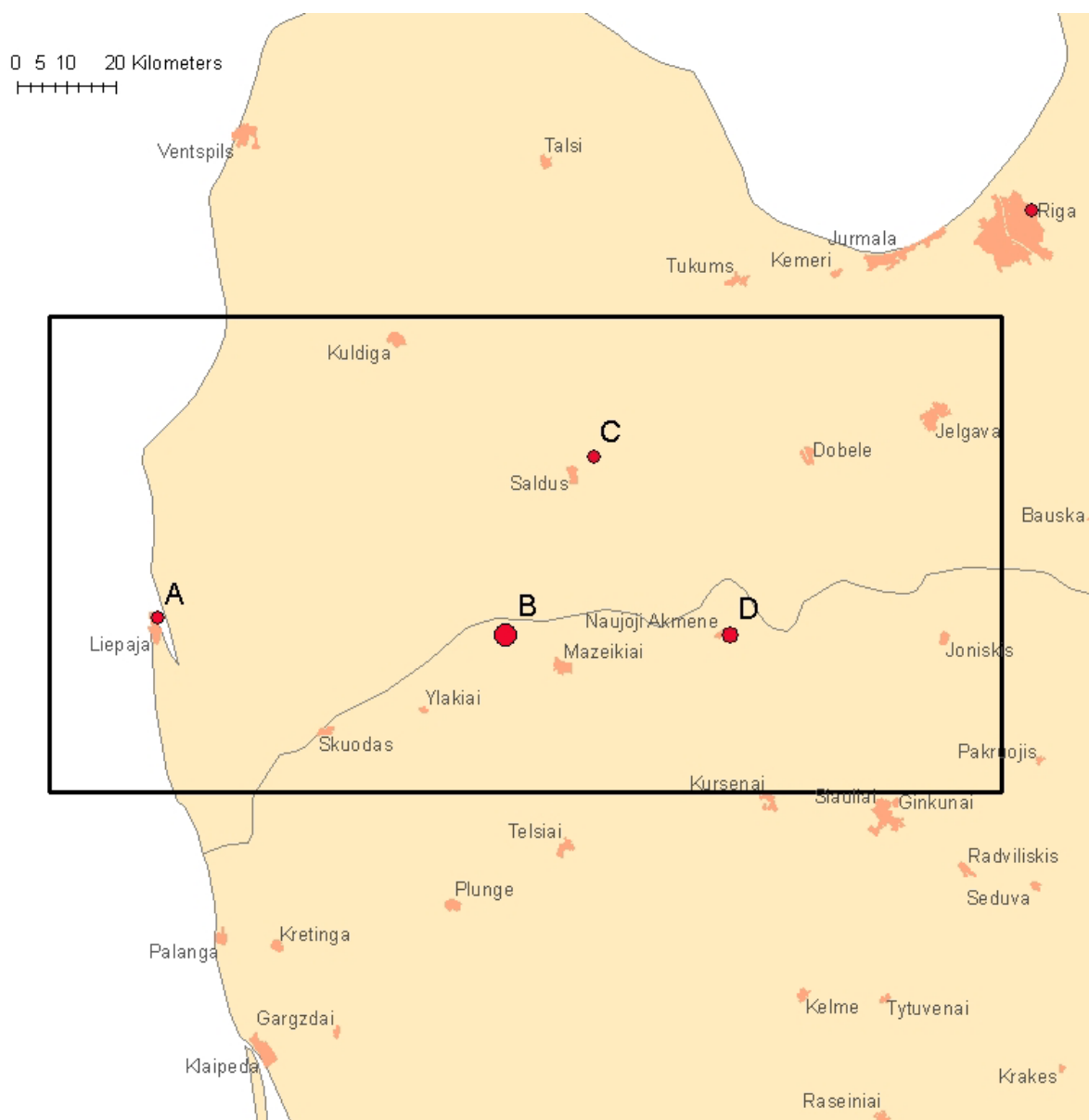
**Figur B13** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 7.

	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	Slitefabriken/Cementa AB	Slite	Sverige	1726463	Cement
B	Kalkproduktion Storugns AB	Lärbro	Sverige	170891	Cement
	<b>Totalt</b>			<b>1897354</b>	



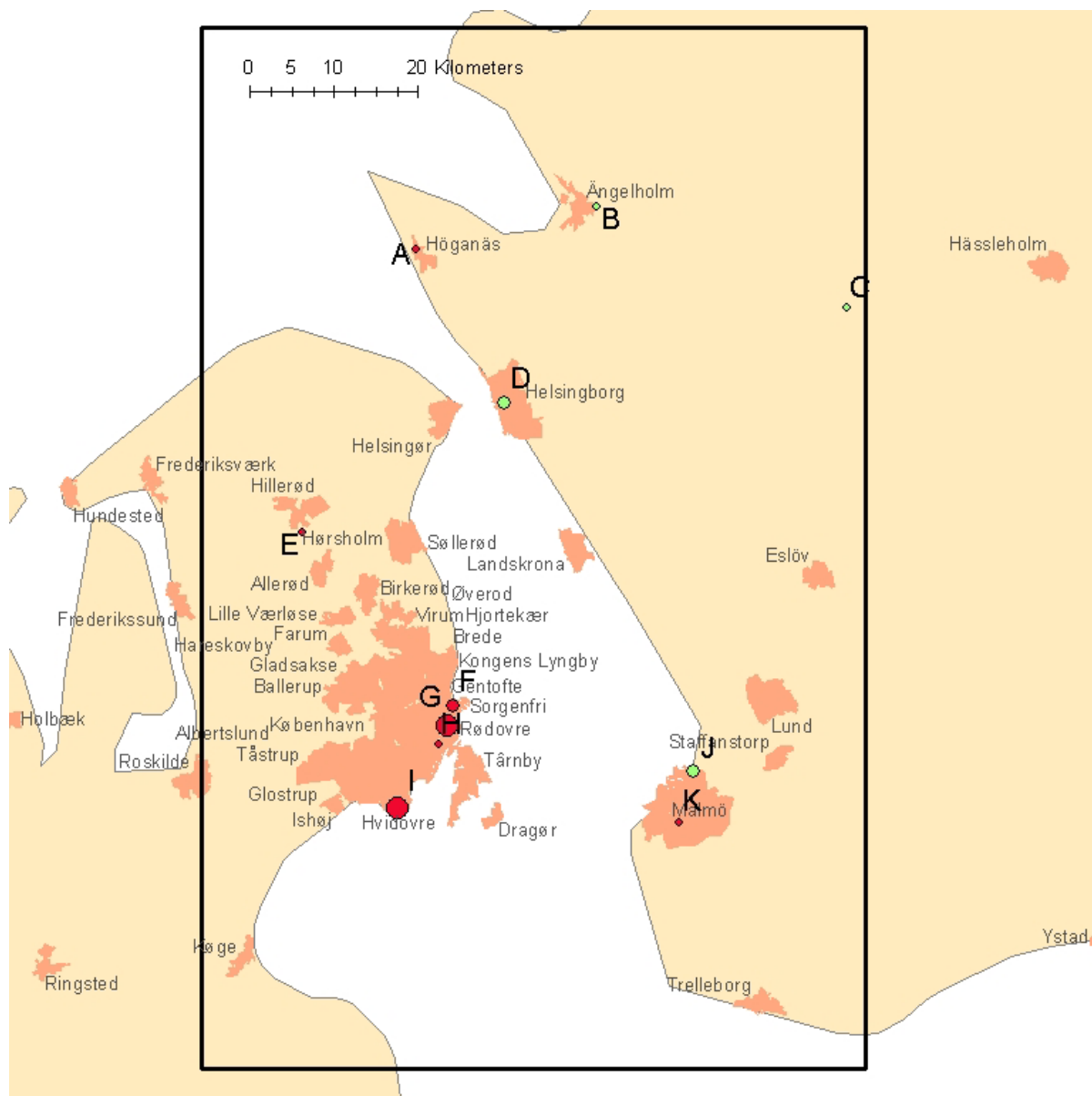
**Figur B14** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 8.

	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	Södra Cell AB, Mönsterås Bruk		Sverige	1812468	Massa och papper
	<b>Totalt</b>			<b>1812468</b>	



**Figur B15** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 9.

	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	Installation 65	Liepāja	Lettland	361850	Järn och stål
B	Naftos perburbimo gamykla	Juodeikiai	Litauen	1624066	Raffinaderi
C	Installation 64	Brocēni	Lettland	357973	Cement
D	Katiline, cemento gamybos krosnys	Naujoji Akmenė	Litauen	1064344	Cement
	<b>Totalt</b>			<b>3408233</b>	

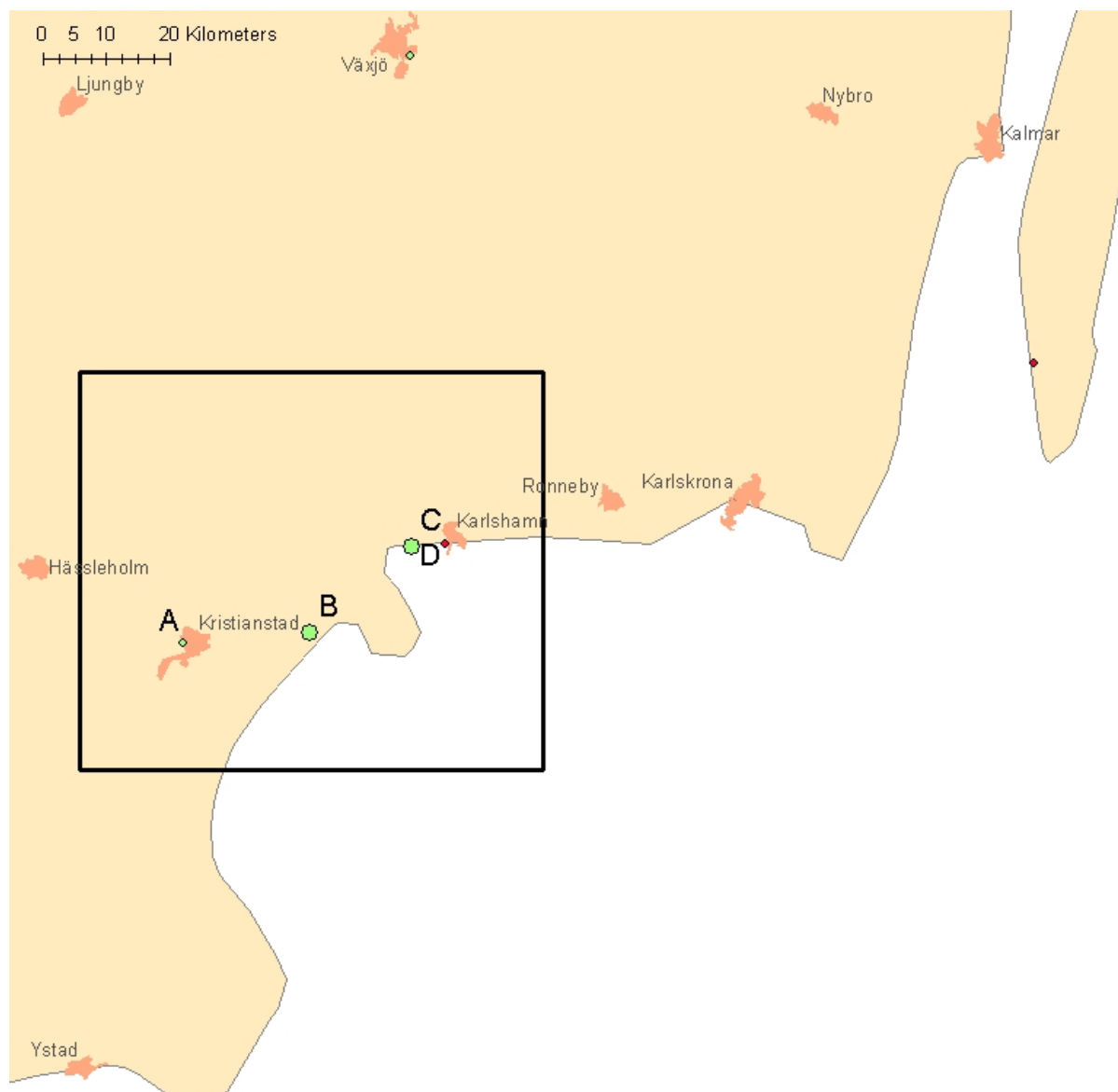


**Figur B16** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 10.

	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	Höganäs AB	Höganäs	Sverige	220196	Järn och stål
B	KVV-Åkerslund	Ängelholm	Sverige	162435	Energi
C	Perstorp Specialty Chemicals AB, Ångcentralen		Sverige	141496	Raffinaderi
D	Västhamnsverket	Helsingborg	Sverige	364402	Energi
E	Hillerød Kraftvarmeværk	København SV	Danmark	163566	Energi
F	Svanemølleværket	København SV	Danmark	358075	Energi
G	Amagerværket	København SV	Danmark	1494879	Energi
H	H.C. Ørstedsværket	København SV	Danmark	334218	Energi
I	Avedøreværket	København SV	Danmark	1425592	Energi

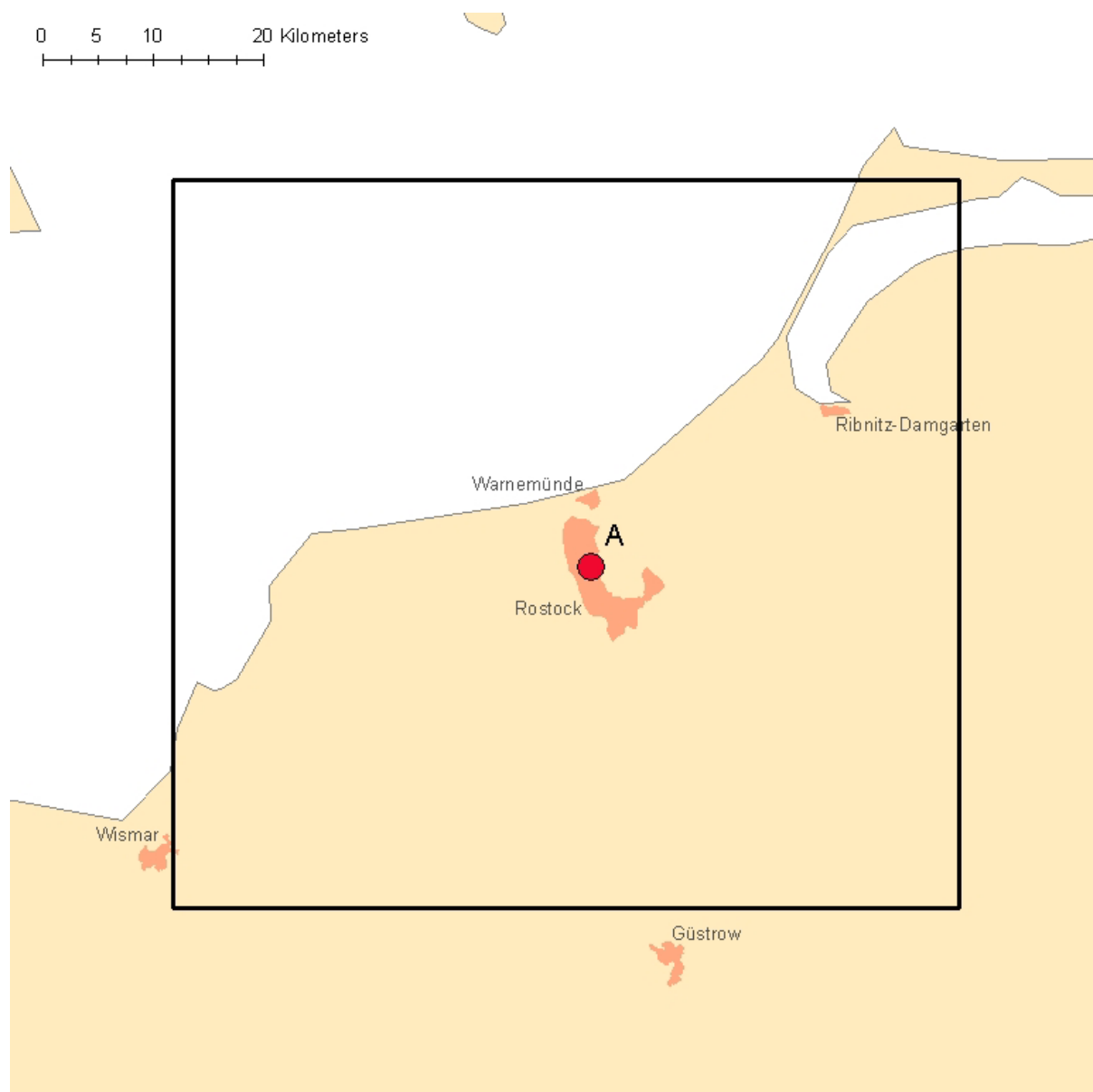
J	Sysavs avfallsförbränningsanläggning	Malmö	Sverige	363985	Energi
K	Heleneholmsverket (HVK)	Malmö	Sverige	207060	Energi
	<b>Totalt</b>			<b>5235904</b>	





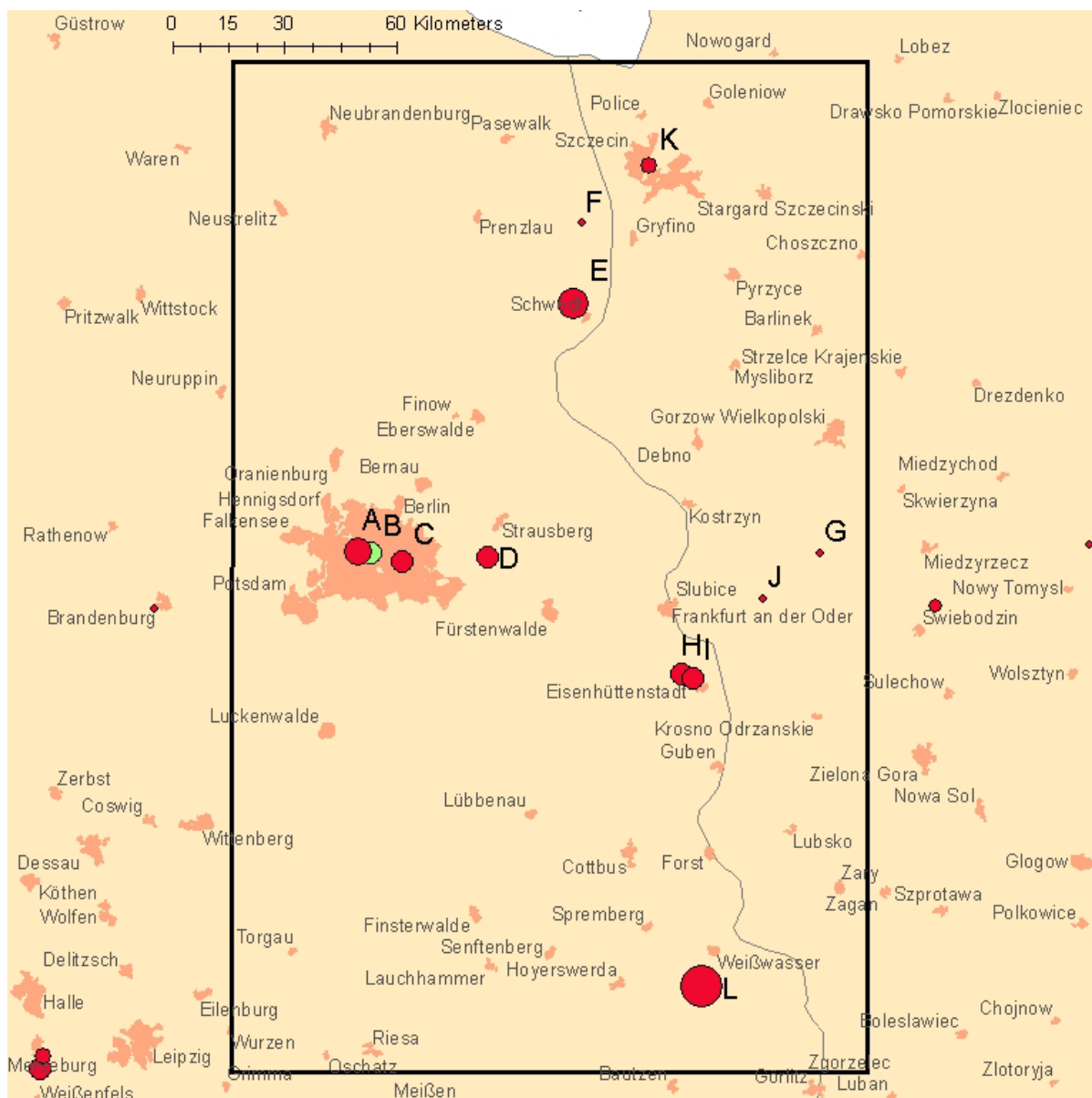
**Figur B17** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 11.

	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	Allöverket	Kristianstad	Sverige	112119	Energi
B	Stora Enso, Nymölla		Sverige	867000	Massa och papper
C	Södra Cell AB, Mörrums Bruk		Sverige	1199002	Massa och papper
D	Karlshamnsverket		Sverige	202621	Energi
	<b>Totalt</b>			<b>2380742</b>	



**Figur B18** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 12.

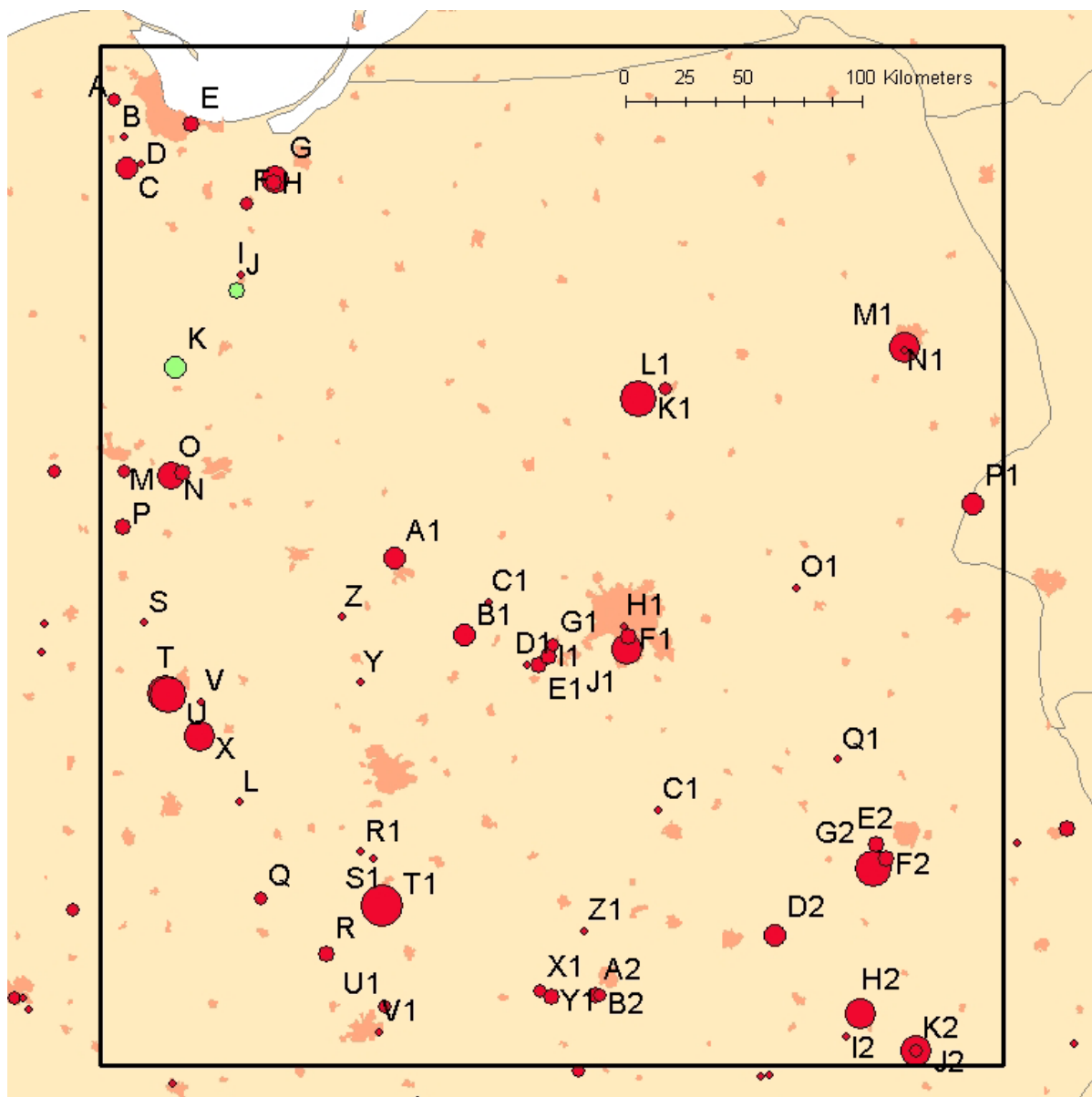
	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	14310-0760	Rostock	Tyskland	2826344	Energi
	<b>Totalt</b>			<b>2826344</b>	



**Figur B19** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 13.

	<b>ANLÄGGNINGSNAMN</b>	<b>STAD</b>	<b>LAND</b>	<b>UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]</b>	<b>INDUSTRI</b>
A	HKW Reuter West	Berlin	Tyskland	3068331	Energi
B	Stendal	Berlin	Tyskland	1687733	Massa och papper
C	HKW Klingenberg	Berlin	Tyskland	1428235	Energi
D	14230-0010	Rüdersdorf	Tyskland	1468601	Cement
E	PCK Raffinerie GmbH	Schwedt	Tyskland	4260953	Raffinaderi
F	CIEPŁOWNIA	Ostrowiec Św	Polen	130109	Energi
G	ELEKTROWNIA SZCZECIN	Szczecin	Polen	309516	Energi
H	Dampfheizkraftwerk VEO	Eisenhüttenstadt	Tyskland	2025485	Energi

I	Roheisen-und Stahlerzeugung	Eisenhüttenstadt	Tyskland	1951193	Järn och stål
J	INSTALACJA DO PRODUKCJI WAPNA	Tarnów Opolski	Polen	202577	Cement
K	ELEKTROWNIA POMORZANY	Szczecin	Polen	764937	Energi
L	14310-0915, 14310-0916	Boxberg	Tyskland	15511928	Energi
	<b>Totalt</b>			<b>32809598</b>	

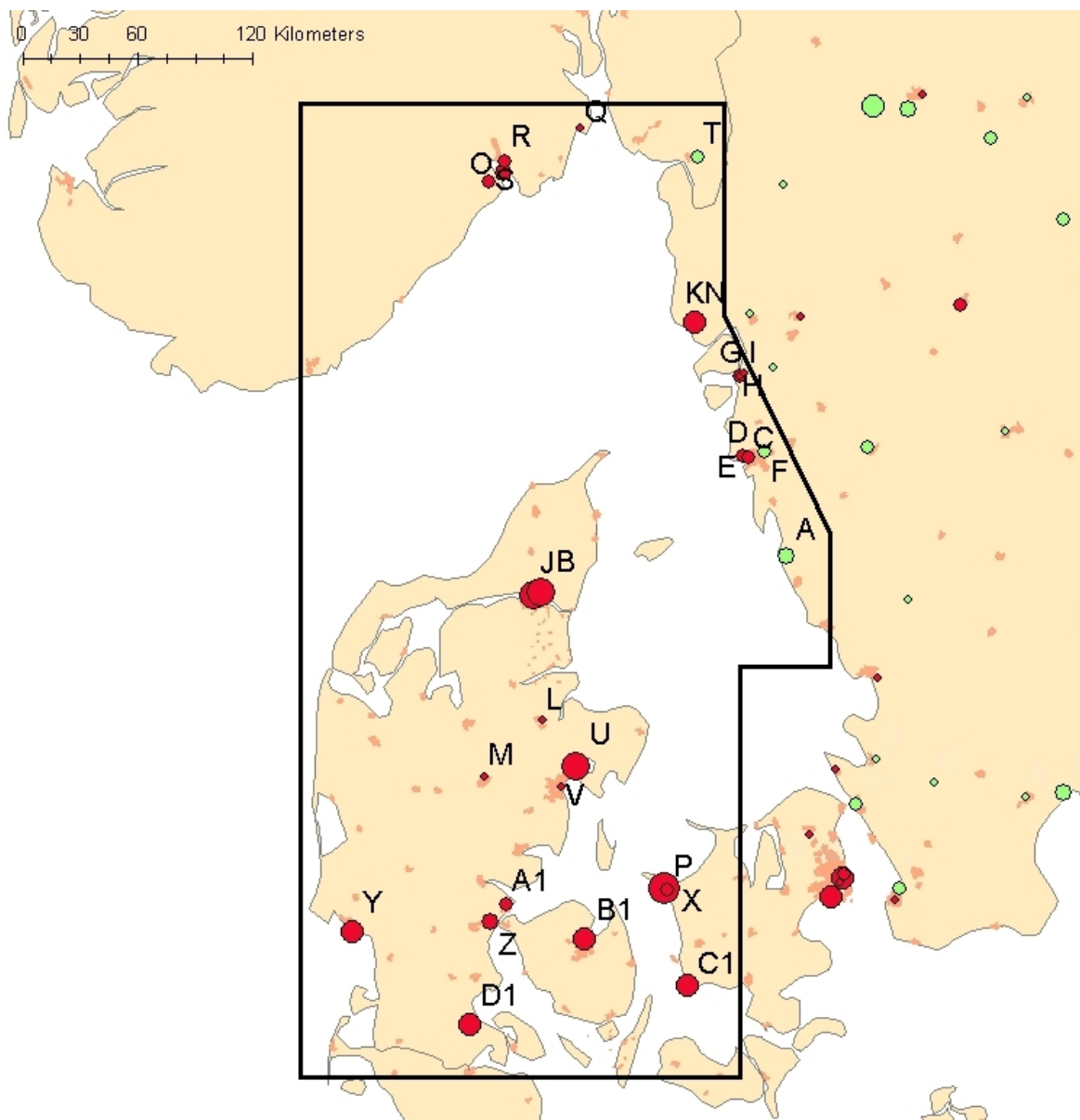


Figur B20 Karta över de anläggningar som ingår i kluster 14.

	ANLÄGGNINGSNAMN	STAD	LAND	UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]	INDUSTRI
A	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Lublin	Polen	570840	Energi
B	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Elbląg	Polen	306367	Energi
C	ECII KAROLIN	Poznań	Polen	1622121	Energi
D	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Rzeszów	Polen	175702	Energi
E	INSTALACJE RAFINERYJNE	Gdańsk	Polen	833721	Raffinaderi
F	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Zdzieszowice	Polen	362712	Energi
G	ELEKTROWNIA SIERSZA	Trzebinia	Polen	2667650	Energi
H	ELEKTROCIEPŁOWNIA BYDGOSZCZ II	Bydgoszcz	Polen	1220382	Energi
I	PIEC OBROTOWY	Kwidzyn	Polen	106573	Cement

J	International Paper - Kwidzyn S.A.	Kwidzyn	Polen	901493	Massa och papper
K	Frantschach Swiecie S.A.	Swiecie	Polen	1758494	Massa och papper
L	PIECE SZYBOWE DO WYPAŁU WAPNA - ODDZIAŁ WAPNA	Kraków	Polen	128433	Cement
M	ELEKTROCIEPŁOWNIA EC1	Bielsko – Biała	Polen	398135	Energi
N	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Dąbrowa Górnicza	Polen	2486264	Energi
O	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Białystok	Polen	733333	Energi
P	CEMENTOWNIA	Piechcin	Polen	987512	Cement
Q	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Będzin	Polen	618021	Energi
R	CEMENTOWNIA	Trebczew	Polen	904186	Cement
S	ELEKTROCIEPŁOWNIA PRUSZKÓW	Pruszków	Polen	129681	Energi
T	ELEKTROWNIA	Bogatynia	Polen	12959909	Energi
U	ELEKTROWNIA	Kozienice	Polen	10846565	Energi
V	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Koniecpol	Polen	107207	Energi
X	ELEKTROWNIA	Zawada	Polen	5623632	Energi
Y	WYDZIAŁ PRODUKCJI MEDIÓW ENERGETYCZNYCH	Gdańsk	Polen	319904	Energi
Z	ELEKTROCIEPŁOWNIA Głogów	Głogów	Polen	331639	Energi
A1	INSTALACJE RAFINERYJNE	Płock	Polen	2161551	Raffinaderi
B1	ELKTROCIEPŁOWNIA	Kraków	Polen	1913747	Energi
C1	CIEPŁOWNIA UL, REJTANA	Czestochowa	Polen	177266	Energi
D1	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Czarnkow	Polen	139722	Energi
E1	ELEKTROWNIA	Stalowa Wola	Polen	1209962	Energi
F1	ELEKTROCIEPŁOWNIA ZAKŁAD NR3/ZAKŁAD NR 1	Łódź	Polen	932665	Energi
G1	ELEKTROWNIA BLACHOWNIA	Kedzierzyn – Kozle	Polen	365946	Energi
H1	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Świecie	Polen	271747	Energi
I1	ELEKTROCIEPŁOWNIA ZAKŁAD NR 4	Łodz	Polen	949324	Energi
J1	ELEKTROWNIA JAWORZNO III	Jaworzno	Polen	5993992	Energi
K1	ELEKTROWNIA	Brzezie k/ Opola	Polen	7345308	Energi
L1	ELEKTROWNIA OSTROŁĘKA B	Ostroleka	Polen	2614640	Energi
M1	ELEKTROWNIA ŁAZISKA	Łaziska Gorne	Polen	5270837	Energi
N1	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Lublin	Polen	312611	Energi
O1	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Radlin	Polen	202429	Energi
P1	CIEPŁOWNIA	Puławy	Polen	1357155	Energi
Q1	CIEPŁOWNIA	Police	Polen	139008	Energi
R1	ZAKŁAD Z-2 KNURÓW	Knurów	Polen	99815	Energi

S1	CIEPŁOWNIE I ELEKTROCIEPŁOWNIA GAZOWA	Siedlce	Polen	117214	Energi
T1	ELEKTROWNIA	Rogowiec	Polen	30083123	Energi
U1	CEMENTOWNIA	Rudniki	Polen	454970	Cement
V1	STALOWNIA	Częstochowa	Polen	107019	Järn och stål
X1	INSTALACJA DO PRODUKCJI WAPNA W BUKOWEJ	Bukowa	Polen	384680	Cement
Y1	CEMENTOWNIA	Małogoszcz	Polen	847572	Cement
Z1	EC CHWAŁOWICE	Rybnik	Polen	239577	Energi
A2	CEMENTOWNIA	Sitkówka	Polen	866026	Cement
B2	INSTALACJA DO PRODUKCJI WAPNA	Sitkówka	Polen	485557	Cement
C2	ELEKTROCIEPŁOWNIE E1 i E2	Toruń	Polen	264408	Energi
D2	CEMENTOWNIA	Ozarów	Polen	1835315	Cement
E2	ELEKTROCIEPŁOWNIA	Tarnów	Polen	853195	Energi
F2	ELEKTROCIEPŁOWNIA - ZAKŁAD JANIKOWO	Inowrocław	Polen	934763	Energi
G2	ELEKTROWNIA PĄTNÓW	KONIN	Polen	7228973	Energi
H2	ELEKTROWNIA DOLNA ODRA	Nowe Czarnowo	Polen	5452488	Energi
I2	CIEPŁOWNIA	Gliwice	Polen	256807	Energi
J2	ELEKTROWNIA ADAMÓW	Turek	Polen	4191896	Energi
K2	ELEKTROCIEPŁOWNIA CZECHNICA	Siechnice	Polen	443680	Energi
	<b>Totalt</b>			<b>133605464</b>	



**Figur B21** Karta över de anläggningar som ingår i kluster 15.

	ANLÄGGNINGSNAMN	STAD	LAND	UTSLÄPP [TON KOLDIOXID PER ÅR]	INDUSTRI
A	Södra Cell AB, Värö		Sverige	981798	Massa och papper
B	Elsam Kraft A/S, Nordjyllandsværket	Fredericia	Danmark	2629588	Energi
C	Rya Kraftvärmeverk	Göteborg	Sverige	143834	Energi
D	Shell Raffinaderi AB	Göteborg	Sverige	524195	Raffinaderi
E	Preem Raffinaderi AB, raffinaderiet	Göteborg	Sverige	542867	Raffinaderi
F	Sävenäs Kraftvärmeverk		Sverige	466000	Energi
G	Borealis Krackeranläggning		Sverige	693000	Raffinaderi
H	Krackeranläggningen	Stenungsund	Sverige	108810	Energi



I	Perstorp Oxo AB	Stenungsund	Sverige	105565	Raffinaderi
J	Aalborg Portland A/S	Aalborg	Danmark	2695400	Cement
K	Scanraff	Lysekil	Sverige	1704306	Raffinaderi
L	Maxit Hinge	Randers	Danmark	98042	ceramics
M	Silkeborg Kraftvarmeværk	Silkeborg	Danmark	188861	Energi
N	Preemraff	Lysekil	Sverige	1704000	Raffinaderi
O	Norcem AS, Brevik		Norge	850000	Cement
P	StatoilHydro Kalundborg		Danmark	498000	Raffinaderi
Q	Esso Slagentangen		Norge	333000	Raffinaderi
R	Yara Porsgrunn		Norge	700000	Kemikalie
S	Noretyl AS (Ineos)		Norge	550000	Kemikalie
T	Norske Skogs Saugbrugs		Norge	580000	Massa och papper
U	Elsam Kraft A/S, Studstrupværket	Fredericia	Danmark	3138306	Energi
V	Aarhus United Denmark A/S	Århus C	Danmark	110094	Energi
X	Asnæsværket	Kalundborg	Danmark	4167135	Energi
Y	Elsam Kraft A/S, Esbjergværket	Fredericia	Danmark	2042001	Energi
Z	Elsam Kraft A/S, Skærbækværket	Fredericia	Danmark	903377	Energi
A1	Shell Raffinaderiet Fredericia	London	Danmark	454074	Raffinaderi
B1	Elsam Kraft A/S, Fynsværket	Fredericia	Danmark	2118231	Energi
C1	Stignæsværket	Skælskør	Danmark	1647231	Energi
D1	Elsam Kraft A/S, Enstedværket	Fredericia	Danmark	2171344	Energi
	<b>Totalt</b>			<b>32849059</b>	

## **Bilaga 4 - Arbetsbeskrivning för transportberäkningar, CTH**

### **Bottenviken cluster (cluster 1), plateau capacity 14.8 Mtpa, 9 transport cases Description of the system:**

Cluster 1 contains 18 sources with a plateau capture potential of 14.8 Mtpa. Three transport scenarios involving a number of transport cases should be investigated: by pipeline to storage in the Barents Sea, by combined pipeline and ship to storage in the Barents Sea and by ship to aquifer SE of Gotland in the Baltic Sea. Apply terrain factor 1.1 offshore and according to surroundings onshore. The pressure of the carbon dioxide should not at any point go below 85 bars. Calculate specific cost based on three equations; IEA, IEA adjusted by IHS CERA's DCCI and IEA multiplied by 2. Show the difference for each transport case in separate table (i.e. 1 separate table showing 3 cases of specific cost).

### **Storage in the Barents Sea (by pipeline only or by pipeline/ship):**

For the bulk pipeline transport scenario there are 25 CPL's at plateau level transporting, on average, 2.2 Mtpa over 25.2 km. Apply average values. Add corresponding no of CPL's at 25, 50, 75 and 100% capacity build-up. The system will require between 15 and 30 IPL's at plateau level. The storage site has an area of 44,000 km<sup>2</sup> and an estimated storage potential ranging from 838 Mt in traps to almost 14 Gt provided the entire aquifer may be utilised for storage. Clearly, a much smaller area and therefore also IPL length will be required in the latter case. Assume that each IPL is 2 km. The bulk pipeline length is 517 km onshore from the hub followed by 28 km offshore to Melkøya LNG-plant (yellow dot). Boosting at Melkøya (if pipeline), alternatively intermediate storage and liquefaction (ship) followed by; a) 137 km offshore pipeline or b) ship transport.

### **Storage Baltic Sea:**

The distance from the hub to the storage site is 1,165 km. Calculate cost for 25, 50, 75 and 100% of plateau capacity from the hub. Add corresponding number of CPL's and IPL's as specified in the pipeline transport case above (IPL's 2 km). Apply average volume/transport distance for the CPL's. However, it is more likely that each port will have their own liquefaction/intermediate storage terminal which will give a completely different presentation of cost at plateau level. Assume plateau level **only** and calculate cost if the CO<sub>2</sub> is liquefied/stored at each of the nine ports as specified in the accompanying excel-sheet and shown in the accompanying map. Number, volumes and length of the various CPL's and distance between ports as well as to the storage site as given in the accompanying excel-sheet. As above, add 2 km IPL's transporting 0.5 and 1.0 Mtpa.

**Specific transport cases:**

- 1) Bulk Pipeline to reservoir Barents Sea
  - a. Plateau capacity from year 1
  - b. 25% capacity in year 1, 100% in year 5
  - c. 50% capacity in year 1, 100% in year 5
  - d. 75% capacity in year 1, 100% in year 5
- 2) Bulk pipeline to reservoir Barents Sea, build-up of capacity utilization 25%, 50%, 75% and 100% with three-years interval (years 1, 4, 7 and 10 respectively)
- 3) Bulk pipeline to Melkøya, build-up of capacity utilization 25%, 50%, 75% and 100% with three-years interval (years 1, 4, 7 and 10 respectively). Ships from Melkøya to reservoir Barents Sea following the capacity build-up.
- 4) 4 smaller pipelines to Melkøya each carrying 25% of plateau level at 100% capacity utilisation. Pipeline 1 starts transporting gas in year 1, pipeline 2 in year 4, pipeline 3 in year 7 and pipeline 4 in year 10. Ships from Melkøya to reservoir Barents Sea following the capacity build-up.
- 5) Ships to Baltic Sea from one central hub and following the capacity build-up described above, i.e. 25, 50, 75 and 100%. CPL's and IPL's also added according to capacity build-up.
- 6) Ships to Baltic Sea from each of the nine ports (see the map) following the volumes and distances specified in the excel-sheet. Plateau capacity only.

**Clusters 2, 3 and 4 to storage in the Norwegian Sea or the Baltic Sea.****Description of the system:**

Clusters 2 and 4 on the Finnish site contains 14 sources with a total plateau capture potential of 12.8 Mtpa. The Finnish system will involve 17 different kinds of semi-bulk and collecting pipelines varying from 0.2 to 5.5 Mtpa by volume and from 6 to 100 km by distance. Cluster 4 on the Swedish site contains 6 sources with a total plateau capture potential of 3.7 Mtpa. The Swedish system will involve 8 different kinds of semi-bulk and collecting pipelines varying from 0.1 to 3.7 Mtpa by volume and from 1 to 58 km by distance. On average, for all clusters, 2.1 Mtpa have been transported over 32 km in 25 different semi-bulk and CPL's. Therefore, add and specify cost for up to 17 CPL's to the Finnish system and 8 CPL's to the Swedish system. Each CPL should be assumed to carry 2 Mtpa over 30 km (6 CPL's at 25%, 13 CPL's at 50%, 19 at 75% and 25 at 100% capacity utilisation).

Add cost of 2 km IPL's based on injectivity of 0.5 and 1.0 Mtpa (both in the case of pipeline and boat transport), number of IPL's of course decided by volume, i.e. following the capacity utilisation.

The pressure of the carbon dioxide should not at any point go below 85 bars.

Add cost for intermediate storage, liquefaction and ports in the case of boat transport.

Calculate cost in three versions; IEA equation, IEA equation times IHS DCCI, IEA equation times 2. Show the difference for each transport case in separate table (i.e. 1 separate table showing 3 cases of specific cost).

**Storage in the Norwegian Sea (see attached map):**

From the Finnish hub, 12.8 Mtpa is transported by pipeline for 230 km and then connected to the Swedish hub in Iggesund raising total transported volume to 16.5 Mtpa. From the Swedish hub, 16.5 Mtpa is transported by pipeline for 490 km to the terminal at Tjeldbergodden. From Tjeldbergodden, 16.5 Mtpa is transported by a) pipeline for 60 km or by b) boat to storage in the Åre or Tilje formation. Notice that you will have to consider 2 plateau volumes; 12.8 Mtpa for the 230 km long pipeline crossing the Baltic Sea and 16.5 Mtpa for the rest of the system.

**Storage in the Baltic Sea (see attached map):**

In this case the hub is moved to Rauma in Finland and to Gävle in Sweden. Assume same distribution of CPL's, i.e. 17x2.0Mtpa over 30 km in Finland and 8 such pipelines in Sweden. By bulk pipeline; 3.7 Mtpa is transported 100 km from Gävle to the subsea hub and 12.8 Mtpa is transported 145 km from Rauma to the same hub. From there 16.5 Mtpa is transported 520 km to storage sites SE of Gotland. By boat; 3.7 Mtpa over 620 km from Gävle and 12.8 Mtpa over 590 km from Rauma.

**Transport cases:**

- 1) Bulk Pipeline to reservoir Norwegian Sea
  - a. Plateau capacity from year 1
  - b. 25% capacity in year 1, 100% in year 10
  - c. 50% capacity in year 1, 100% in year 10
  - d. 75% capacity in year 1, 100% in year 10
- 2) Bulk pipeline to reservoir Norwegian Sea, build-up of capacity utilization 25%, 50%, 75% and 100% with three-years interval (years 1, 4, 7 and 10 respectively)
- 3) Bulk pipeline to Tjeldbergodden, build-up of capacity utilization 25%, 50%, 75% and 100% with three-years interval (years 1, 4, 7 and 10)

- 4) 4 smaller pipelines to Tjeldbergodden each carrying 25% of plateau level at 100% capacity utilisation. Pipeline 1 starts transporting gas in year 1, pipeline 2 in year 4, pipeline 3 in year 7 and pipeline 4 in year 10. Ships from Tjeldbergodden to reservoir Norwegian Sea following the capacity build-up.
- 5) Ships to Baltic Sea following the capacity build-up described above for both the Finnish and Swedish sources, i.e. 25% year 1, 50% year 4, 75% year 7 and 100% year 10.
- 6) Bulk pipelines from Finnish and Swedish hubs to Baltic Sea being connected at the hub on the sea bottom (yellow dot). Is this possible (investigate the part of the Vesterled pipeline that links the Heimdal riser with the Frigg pipeline, possible links: Statoil, Gassled, Gassco, Wikipedia).
  - a. Plateau capacity from year 1
  - b. 25% capacity in year 1, 100% in year 5
  - c. 50% capacity in year 1, 100% in year 5
  - d. 75% capacity in year 1, 100% in year 5

**Clusters 4 and 5 to storage in Baltic Sea or in Hanstholm aquifer off Jutland's NW coast.**

**Description of the system:**

Cluster 4 and 5 contains 36 emission sources in Finland, Russia and Estonia with a plateau capture potential of 38.2 Mtpa. Three transport scenarios involving a number of transport cases should be investigated; by pipeline to storage SE of Gotland, by ship to storage SE of Gotland and by ship to aquifer NW of Jutland, Denmark. For IPL's assume 0.5 and 1.0 Mtpa over 3 km. Apply terrain factor 1.1 offshore and according to surroundings onshore. The pressure of the carbon dioxide should not at any point go below 85 bars. Calculate specific cost based on three equations; IEA, IEA adjusted by IHS CERA's DCCI and IEA multiplied by 2. Show the difference for each transport case in separate table (i.e. 1 separate table showing 3 cases of specific cost).

**By pipeline:**

The pipeline transport system comprises 51 onshore semi-bulk pipelines and CPL's ranging in volume from 150 ktons to 21.8 Mt and in distance from 1 km to 98 km (see accompanying excel-file). The average value of CPL's and semi-bulk's is 5.5 Mtpa transported over 31 km. Therefore for each plateau transport

case by pipeline you should add 51 CPL's transporting 5.5 Mtpa over 31 km (and corresponding number CPL's at 25, 50 and 75% capacity).

At plateau level, 30.0 Mtpa is transported 56 km offshore from the Finnish hub to the subsea hub (yellow circle) while 8.2 Mtpa<sup>207</sup> is transported 41 km from the Estonian hub. From the subsea hub, a total of 38.2 Mtpa (at plateau) is transported 466 km to the storage site in the Baltic Sea.

### **By ship:**

The transport system may look very different if the CO<sub>2</sub> is transported by ship. Out of the 36 sources, 20 sources appear to be located at a port, or at least at the coast (based on the attached maps). Another 2 sources are located at major rivers (source C, cluster 4 Kokemäenjoki river and source L, cluster 5 Kymijoki river). One could assume, that on the one hand each source located at a port had its own intermediate storage/liquefaction terminal and that the inland sources were connected to such a terminal through CPL's or, on the other hand one could assume transport by ship from one centralised hub with large intermediate storage and liquefaction capacity, e.g. as in the pipeline transport case specified above. Hence, 2 transport cases by boat should be investigated for each storage site (Baltic Sea + Hanstholm aquifer NW of Jutland, Denmark).

- 1) By boat from Finnish and Estonian hubs including the same no of CPL's and semi-bulk pipelines as in the pipeline transport case (and of course the same plateau levels). In this case you should consider capacity build-up, i.e. 25, 50, 75 and 100% of plateau. Transport distances are 466 + 56 km from the Finnish hub and 466 + 41 km from the Estonian hub. For storage in Denmark you should add 940 km to the total distance (see the accompanying maps).
- 2) **In this case you should only consider plateau level.** By boat from 16 ports including 16 intermediate storage/liquefaction terminals (see the accompanying map). CO<sub>2</sub>-volumes at, and distances to, the storage site from each of the 16 ports/terminals are described in the accompanying excel-sheet. Also, the distance between various ports is given in case a ship may load at more than one port. On the accompanying map ( in red font) and excel-sheet, each port has been assigned a number. The system also comprises 22 CPL's with an average transport volume of 1.8 Mtpa and average transport distance of 21 km. Cost of the terminals and the CPL's should be added to the system. For storage in Denmark you should add 940 km to the total distance.

### **Specific transport cases:**

- 1) Bulk Pipeline from Finnish and Estonian hubs to reservoir in the Baltic Sea. Include corresponding no of CPL's and IPL's.

---

<sup>207</sup> In fact, 29.9 Mtpa is transported from the Finnish hub and 8.3 Mtpa from the Estonian hub.

- a. Plateau capacity from year 1
  - b. 25% capacity in year 1 (corresponding no of CPL's and IPL's),  
100% in year 10
  - c. 50% capacity in year 1 (corresponding no of CPL's and IPL's),  
100% in year 10
  - d. 75% capacity in year 1 (corresponding no of CPL's and IPL's),  
100% in year 10
- 2) Bulk pipeline from Finnish and Estonian hubs to reservoir in the Baltic Sea, build-up of capacity utilization 25%, 50%, 75% and 100% with three-years interval (years 1, 4, 7 and 10 respectively). Include corresponding no of CPL's and IPL's.
- 3) 4 smaller pipelines from Finnish and Estonian hubs to reservoir in the Baltic Sea, each connected at the subsea hub (yellow circle). Each pipeline is carrying 25% of plateau level at 100% capacity utilisation. Pipeline 1 starts transporting gas in year 1, pipeline 2 in year 4, pipeline 3 in year 7 and pipeline 4 in year 10. Include corresponding no of CPL's and IPL's.
- 4) Ships from Finnish and Estonian hubs following the capacity build-up described above for both the Finnish and Estonian sources, i.e. 25% year 1, 50% year 4, 75% year 7 and 100% year 10. Include corresponding no of CPL's and IPL's.
- a. To reservoir in the Baltic Sea
  - b. To the Hanstholm aquifer NW of Jutland, Denmark (an additional 940 km)
- 5) Ships from the various ports described and shown in the accompanying excel sheet and map. Add corresponding no of ports/terminals (16, see above) and the average value of CPL's (22 CPL's each transporting 1.8 Mtpa over 21 km, see above). Also add corresponding no of IPL's
- a. To reservoir in the Baltic Sea
  - b. To the Hanstholm aquifer NW of Jutland, Denmark (an additional 940 km).

## **Clusters 6, 7 and 8 to storage in Baltic Sea or in Hanstholm aquifer off Jutland's NW coast.**

### **Description of the system:**

The system comprises 11 sources with a combined capture potential of 6.6 Mtpa. Three transport scenarios, each with several transport cases, are to be calculated; by pipeline to storage SE of Gotland, by boat to storage SE of Gotland and by boat to storage in Hanstholm aquifer NW of Jutland, Denmark. Add CPL's corresponding to average value or as specified below but notice that the number of CPL's differ in the case of pipeline vs boat transport as specified in the accompanying excel-sheet. For IPL's assume 0.5 and 1.0 Mtpa over 1 km. Apply terrain factor 1.1 offshore (there are no onshore pipelines apart from CPL's). The pressure of the carbon dioxide should not at any point go below 85 bars. Calculate specific cost based on three equations; IEA, IEA adjusted by IHS CERA's DCCI and IEA multiplied by 2. Show the difference for each transport case in separate table (i.e. 1 separate table showing 3 cases of specific cost).

### **By pipeline:**

The system comprises 19 CPL's on average carrying 1.0 Mtpa over 17 km (see attached excel-file)<sup>208</sup>. Cost of the CPL's (and IPL's) should be added. The main pipeline system consists in addition of:

- 1) One bulk pipeline carrying 3.7 Mtpa over 194 km before being connected to the Gotland system carrying 1.5 Mtpa.
- 2) The new bulk pipeline carrying 3.7 + 1.5 Mtpa over 92 km.
- 3) One single pipeline from Mönsterås carrying 1.4 Mtpa for 160 km.

### **By boat:**

The system comprises 9 CPL's carrying on average carrying 0.6 Mtpa over 9 km. Add CPL's and required IPL's. There are 5 ports, each port is shown in the accompanying map by the figures 1-5 in red font. Volume at each port plus the distance by boat to the Gotland storage site is shown in the excel-sheet as well as in the accompanying map. At each port you should add liquefaction/intermediate storage terminals. In case the boat may visit several ports for cost-optimal transport, distances between the ports are also shown in the accompanying excel-sheet. For storage in the Hanstholm aquifer, Denmark, you should add 940 km.

### **Specific transport cases:**

- 1) Bulk Pipelines (3 pipelines in all) with plateau capacity from year 1 to reservoir in the Baltic Sea. Include corresponding no of CPL's and IPL's.
- 2) Bulk pipeline from Oxelössund cluster (at ports 1, 2 and 3) assuming only 1.8 Mtpa in year 1 but all bulk pipelines designed to carry same capacity

---

<sup>208</sup> In fact, the system comprises only 15 CPL's but four of them are offshore. Each of the offshore CPL's have been included as 2 pipelines.



as in case 1 (3.7 Mtpa over 194 km and 5.5 Mtpa over 92 km – see the map). The 1.8 Mtpa is transported for 208 km (194 + 14 km) before being connected to the Gotland system (1.5 Mtpa from the sources at port 5) transporting a total of 3.3 Mtpa for the remaining 92 km. Also to be added in year 1 is the single pipeline from Mönsterås (at port no 4) carrying 1.4 Mtpa over 160 km. In year 1, only 2 CPL's should be included; 0.1 Mtpa over 12 km, 1.3 Mtpa over 4 km and 1.5 Mtpa over 109 km. Calculate each of the CPL's separately and add them to system cost. Then, in year 10, the remaining sources in cluster 6 (the sources at ports no 2 and 3) should be included. This will add 13 CPL's to the system cost, each carrying on average 0.8 Mtpa over 13.4 km while at the same time volumes at the hubs reach plateau capacity, i.e. 3.7 Mtpa over 194 km and 5.2 Mtpa over 92 km.

- 3) Ships from each of the five ports, assuming plateau levels from year 1. All CPL's and port parameters as specified in the accompanying excel-sheet and map should be included.
  - a. To reservoir in the Baltic Sea
  - b. To the Hanstholm aquifer NW of Jutland, Denmark (an additional 940 km)
  
- 4) Year 1: Ships from ports 4 and 5 as in case 3) while only 1.8 Mtpa from port 1. No transport from ports 2 and 3 and no CPL's in year 1. Then in year 10, add ports 2 and 3, all CPL's (9 CPL's carrying on average 0.6 Mtpa over 9 km – see above) as well as full capacity at port 1 (raising the volume from 1.8 to 1.9 Mtpa). Assume that liquefaction/intermediate storage is designed for plateau capacity, i.e. for the volumes defined in case 3).
  - a. To reservoir in the Baltic Sea
  - b. To the Hanstholm aquifer NW of Jutland, Denmark (an additional 940 km).

**Clusters 10 and 11 to storage south of Malmö or in Hanstholm aquifer off Jutland's NW coast.**

**Description of the system:**

Clusters 10 and 11 contains 15 sources in Denmark and Sweden with a plateau capture potential of 6.1 Mtpa. Three transport scenarios involving a number of transport cases should be investigated; by pipeline to storage south of Malmö, by ship to storage south of Malmö and by ship to aquifer NW of Jutland, Denmark. For IPL's assume 0.5 and 1.0 Mtpa over 1 km. Apply terrain factor 1.1 offshore

and according to surroundings onshore. The pressure of the carbon dioxide should not at any point go below 85 bars. Calculate specific cost based on three equations; IEA, IEA adjusted by IHS CERA's DCCI and IEA multiplied by 2. Show the difference for each transport case in separate table (i.e. 1 separate table showing 3 cases of specific cost).

**By pipeline:**

Pipeline transport regards storage south of Malmö only. The pipeline transport system comprises 27 onshore semi-bulk pipelines and CPL's ranging in volume from 150 ktons to 1.9 Mt and in distance from 3 km to 89 km (see accompanying excel-file). The average value of CPL's and semi-bulk's is 0.6 Mtpa transported over 17 km. Therefore for each plateau transport case by pipeline you should add 27 CPL's transporting 0.6 Mtpa over 17 km (and corresponding number CPL's at 25, 50 and 75% capacity).

At plateau level, 3.2 Mtpa is transported 27 km offshore from the Swedish hub to the storage site while in Denmark 1.9 Mtpa is transported offshore for 30 km from the hub off Copenhagen. 50 km from the storage site the Danish CO<sub>2</sub>-volume is raised by 1 Mtpa to reach a total volume of 2.9 Mtpa.

**By ship:**

The transport system may look very different if the CO<sub>2</sub> is transported by ship. Out of the 15 sources, 10 sources appear to be located at a port, or at least at the coast (based on the attached maps). Assuming that each source located at a port has its own intermediate storage/liquefaction terminal and that the inland sources are connected to such a terminal through CPL's, give 5 CPL's and 10 ports as shown in the accompanying map/excel-sheet. On average, each CPL transports 125 ktons CO<sub>2</sub> over 24.2 km. The CPL's should be added to the system. Assume plateau transport from each of the ports from year 1 and include liquefaction/intermediate storage as well as IPL's. Calculate transport cost for storage in

- a) Aquifer south of Malmö and
- b) Hanstholm aquifer off the NW coast of Jutland, Denmark.

**Specific transport cases:**

- 1) Bulk Pipeline from Danish and Swedish hubs to reservoir south of Malmö. Include corresponding no of CPL's and IPL's.
  - a. Plateau capacity from year 1
  - b. 25% capacity in year 1 (corresponding no of CPL's and IPL's),  
100% in year 10
  - c. 50% capacity in year 1 (corresponding no of CPL's and IPL's),  
100% in year 10

- d. 75% capacity in year 1 (corresponding no of CPL's and IPL's),  
100% in year 10
- 2) Bulk pipeline from Danish and Swedish hubs to reservoir south of Malmö, build-up of capacity utilization 25%, 50%, 75% and 100% with three-years interval (years 1, 4, 7 and 10 respectively). Include corresponding no of CPL's and IPL's.
- 3) 4 smaller pipelines from Danish and Swedish hubs to reservoir south of Malmö. Each pipeline is carrying 25% of plateau level at 100% capacity utilisation. Pipeline 1 starts transporting gas in year 1, pipeline 2 in year 4, pipeline 3 in year 7 and pipeline 4 in year 10. Include corresponding no of CPL's and IPL's.
- 4) Ships from the various ports described and shown in the accompanying excel sheet and map. Add corresponding no of ports/terminals (16, see above) and the average value of CPL's (22 CPL's each transporting 1.8 Mtpa over 21 km, see above). Also add corresponding no of IPL's
  - a. To reservoir south of Malmö
  - b. To the Hanstholm aquifer NW of Jutland, Denmark

**Gothenburg/Jutland cluster (part of cluster 15), plateau capacity 8.4 Mtpa, 8 transport cases.**

**Description of the system:**

A total of 10 sources of which 8 located in Sweden and 2 on the Danish west coast. Total plateau capacity 4.2 Mtpa in Sweden and 4.2 Mtpa in Denmark. Three transport scenarios involving a number of transport cases and both with storage in the Hanstholm aquifer should be investigated; 2 scenarios by pipeline, one substantially more onshore than the other, and one transport scenario by boat. Pipeline system 1 (substantial offshore part) involves 15 CPL's/semi-bulk's ranging in volume from 0.36 to 4.2 Mtpa and by distance from 0.03 to 91 km, the latter the only offshore CPL. Pipeline system 2 (substantial onshore part) involves 16 CPL's/semi-bulk's ranging in volume from 0.36 to 4.2 Mtpa and by distance from 1 to 60 km, the latter the only offshore CPL. Apply terrain factor 1.1 offshore and according to surroundings onshore. The pressure of the carbon dioxide should not at any point go below 85 bars. Calculate specific cost based on three equations; IEA, IEA adjusted by IHS CERA's DCCI and IEA multiplied by 2. Show the difference for each transport case in separate table (i.e. 1 separate table showing 3 cases of specific cost). Assume IPL's 2 km long.

**Pipeline transport:**

Pipeline 1:

Apply average volume/distance for cost calculations for the CPL's. Assume 38 km offshore pipeline transporting 2.9 Mtpa before being connected to the CPL

from Lysekil raising the volume to 4.2 Mtpa which is transported a further 44 km offshore and 35 km onshore after which the Danish sources are connected raising the volume again, now from 4.2 to 8.4 Mtpa. The latter volume (8.4 Mtpa) is transported 22 km onshore before being sent offshore for 84 km to reach the Hanstholm aquifer.

**Pipeline 2:**

Apply average volume/distance for cost calculations for the CPL's. Assume 29 km offshore pipeline transporting 2.9 Mtpa before being connected to the CPL from Lysekil raising the volume to 4.2 Mtpa which is transported a further 41 km offshore. In Denmark, the CO<sub>2</sub> is transported 57 km onshore before being connected to the two Danish sources raising the volume again, now from 4.2 to 8.4 Mtpa. Thereafter, 8.4 Mtpa is transported for 98 km onshore and 17 km offshore to Hanstholm.

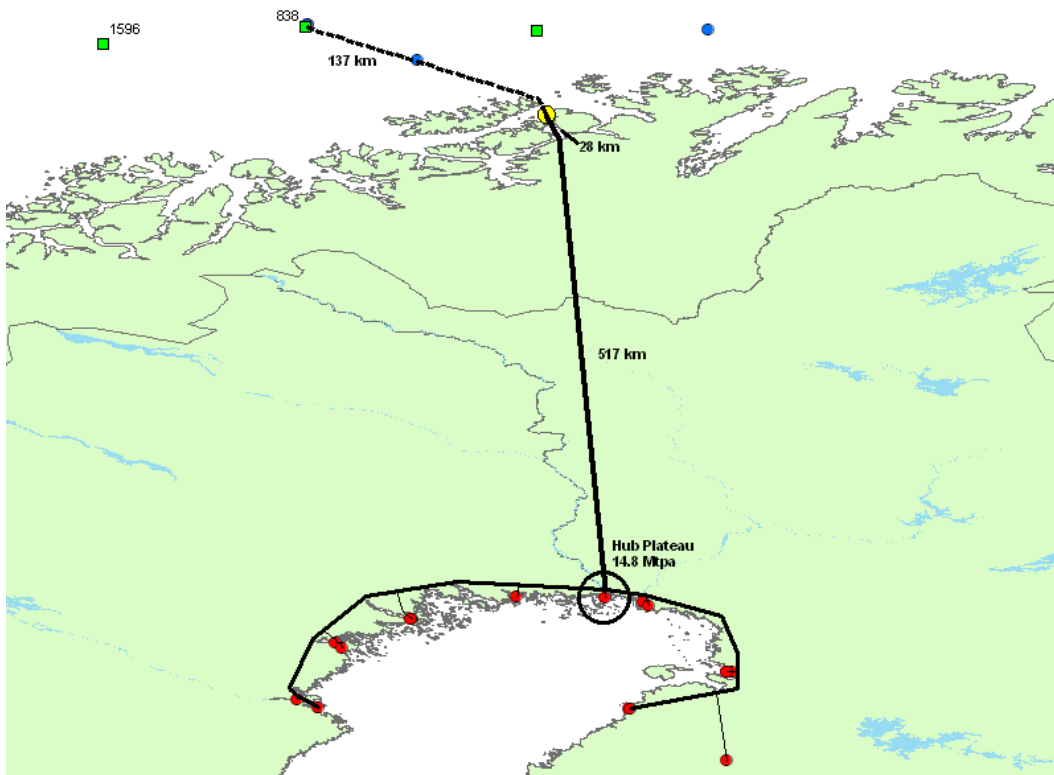
**Boat transport:**

There are 5 CPL's ranging in volume from 0.37 to 4.2 Mtpa and by distance from 1.2 to 25.0 km. Apply average volume/distance for cost calculations for the CPL's. Also, there are 8 ports including liquefaction and storage terminals (see numbers in red font on attached map). Volumes and distances are given in the accompanying excel-sheet. As in the pipeline transport case, assume 2 km long IPL's.

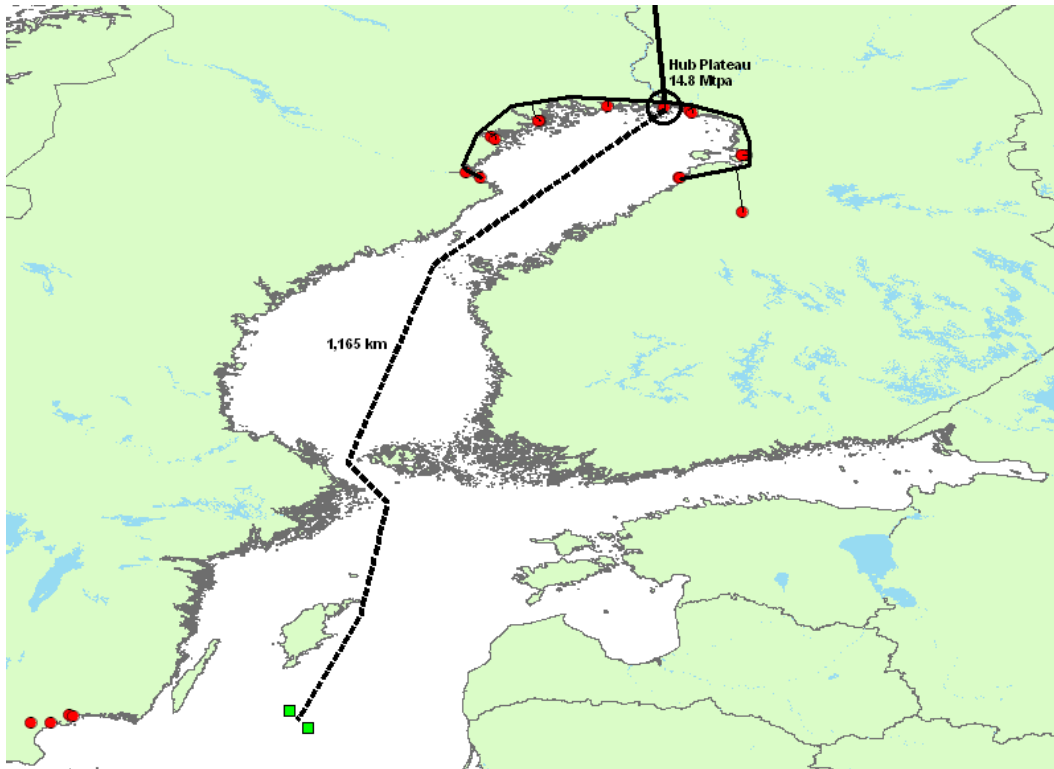
**Transport cases:**

- 1) Bulk Pipeline to reservoir Denmark, pipeline 1 & 2
  - a. Plateau capacity from year 1
  - b. 25% capacity in year 1, 100% in year 5
  - c. 50% capacity in year 1, 100% in year 5
  - d. 75% capacity in year 1, 100% in year 5
- 2) Bulk pipeline to Danish reservoir, build-up of capacity utilization 25%, 50%, 75% and 100% with three-years interval (years 1, 4, 7 and 10 years respectively). To be applied on both pipeline 1 & 2.
- 3) 4 smaller pipelines to Danish reservoir each carrying 25% of plateau level at 100% capacity utilisation. Pipeline a starts transporting gas in year 1, pipeline b in year 4, pipeline c in year 7 and pipeline d in year 10. To be applied on both pipeline 1 and 2.
- 4) Ships to Hanstholm from each of the 8 ports assuming plateau capacity from year 1.

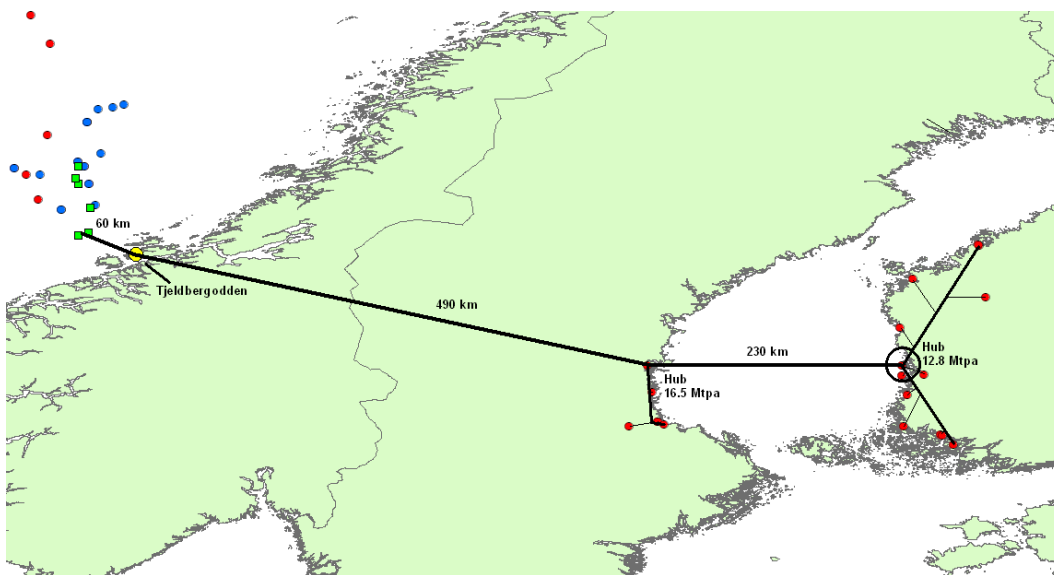
- 5) Ships to Hanstholm. Assume ports 2-5 (corresponding sources) on-line in year 1, ports 6-8 (corresponding sources) on-line in year 5 and port/source 1 in year 10.



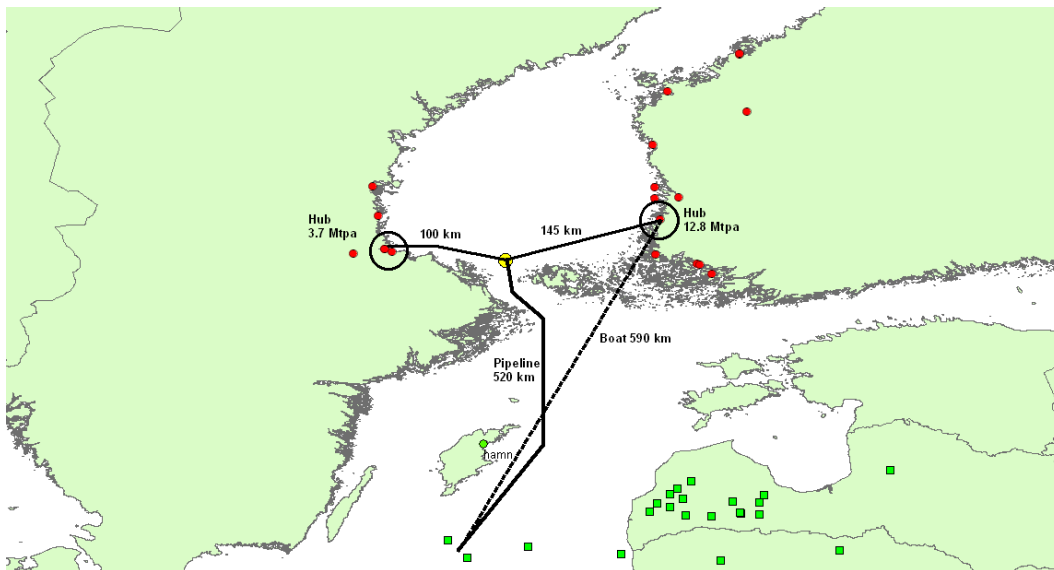
**Figur B22** Transportsystem, bottenvikskluster till Tubåenakvifären i Barents hav (siffran till vänster om akvifären visar uppskattad lagringspotential i fällor taget från NGU, 2002). Båt och rörledning i Barents hav är här dragna vid samma sträckning (streckad linje).



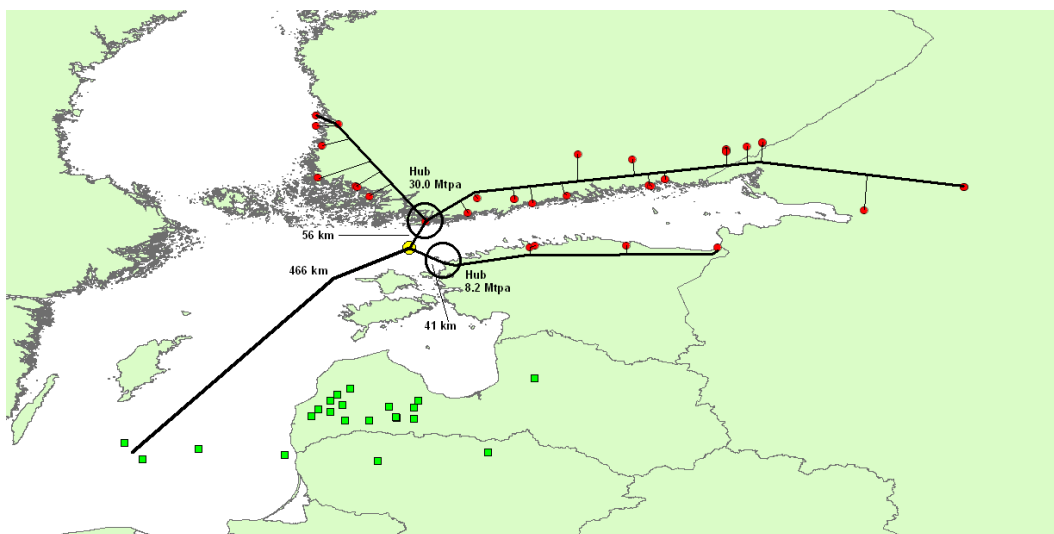
**Figur B23** Transportsystem, bottenvikskluster till akvifär sydost om Gotland.



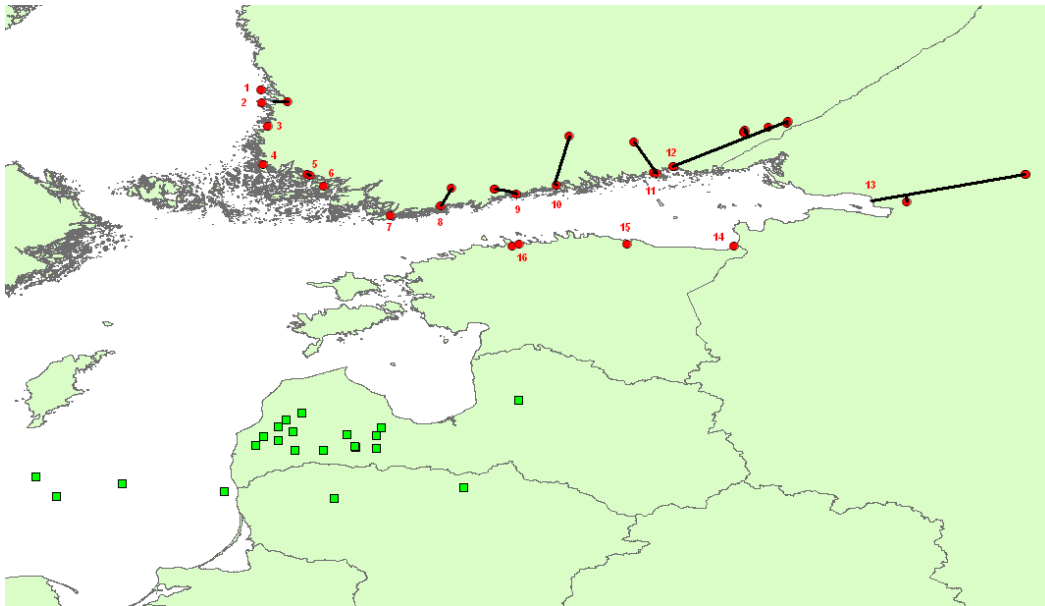
**Figur B24** Transportsystem, kluster 2, 3 och 4 till akvifärer i Norska havet.



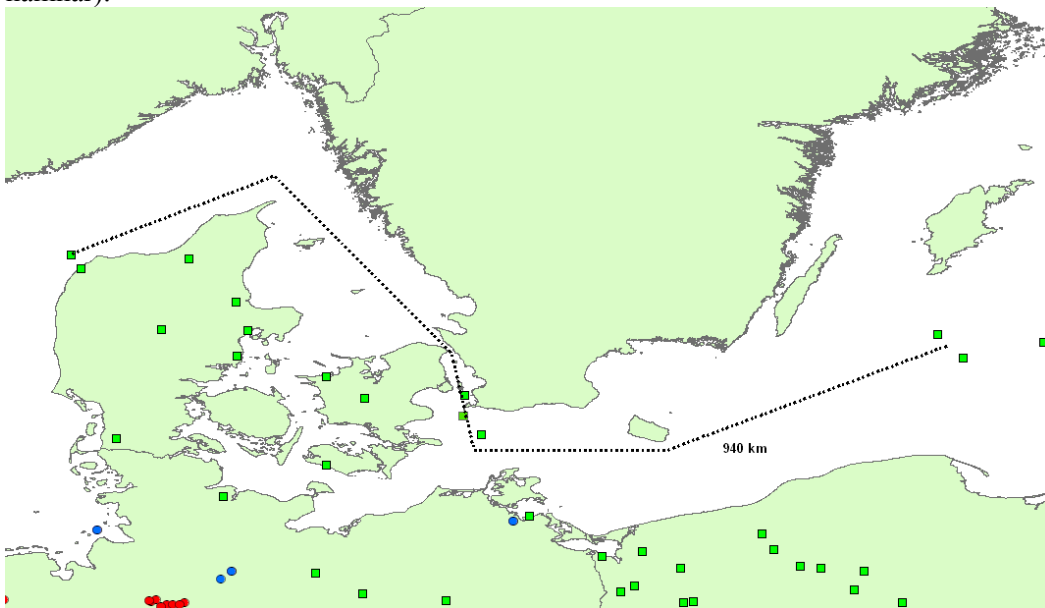
**Figur B25** Transportsystem, kluster 2, 3 och 4 till akvifär sydost om Gotland.



**Figur B26** Pipeline, transportsystem kluster 4 och 5 till akvifär sydost om Gotland.

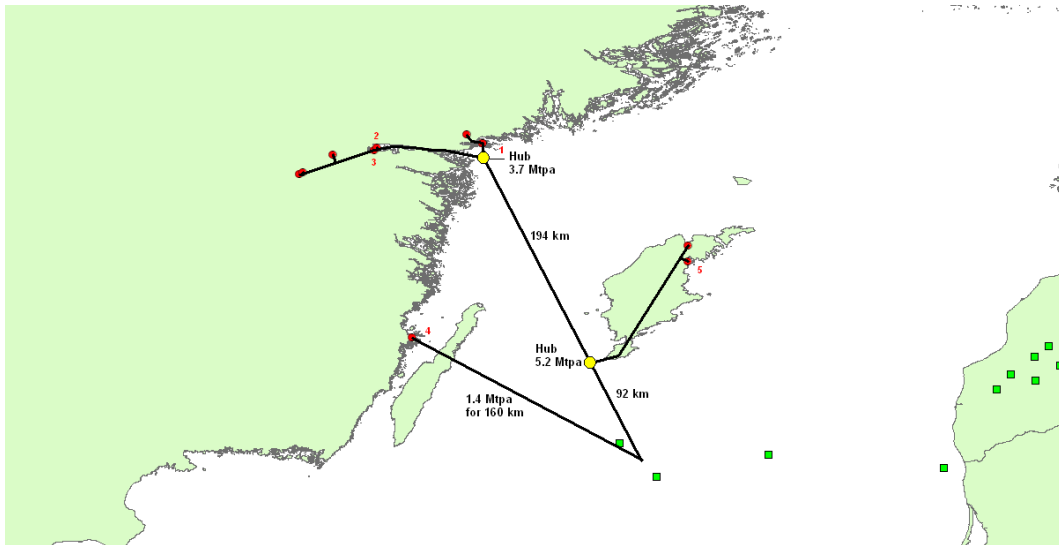


**Figur B27** Båt, transportsystem kluster 4 och 5 till akvifärer sydost om Gotland (siffrorna i röd font visar hamnar medan raka linjer visar CPL från avskiljningsanläggningar till hamnar).

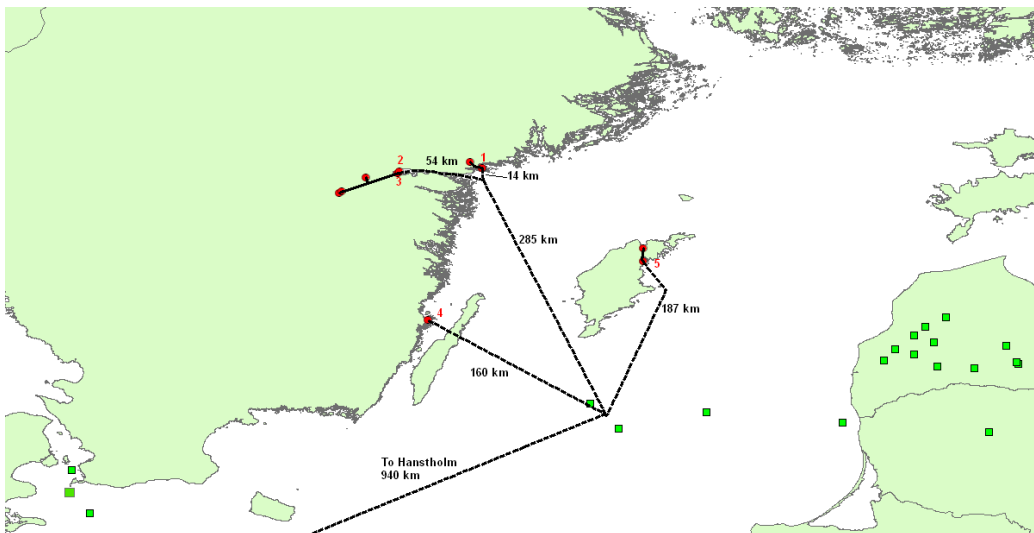


**Figur B28** Den streckade linjen visar den förlängda transportrutten till akvifären Hansholm för koldioxid från kluster 4 och 5.

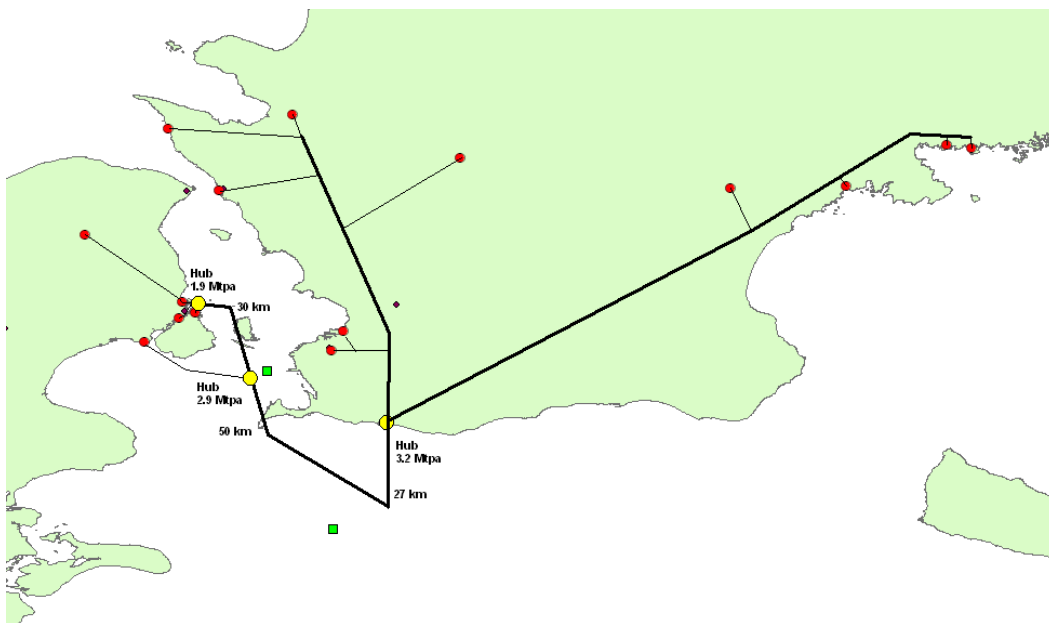




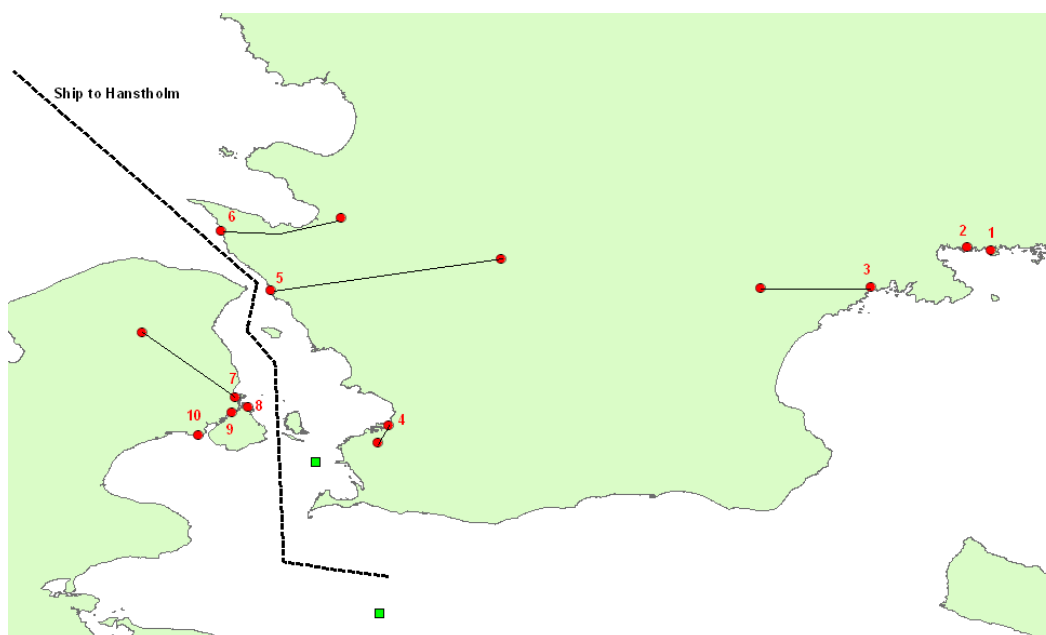
**Figur B29** Pipeline, transportsystem kluster 6, 7 och 8 till akvifär sydost om Gotland.



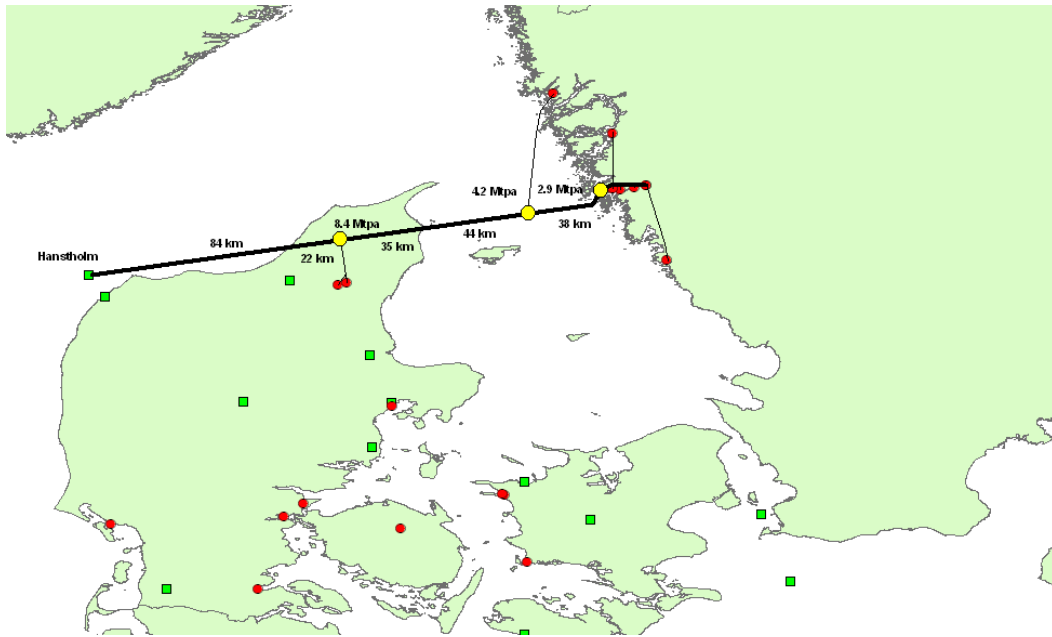
**Figur B30** Båt, transportsystem kluster 6, 7 och 8 till akvifär sydost om Gotland.



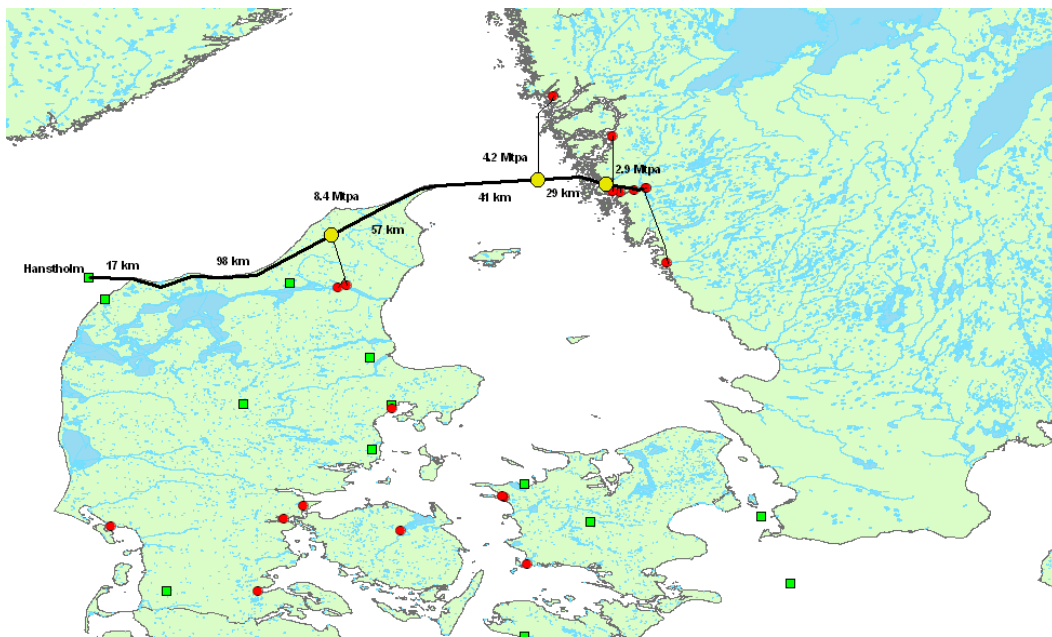
**Figur B31** Pipeline, transportsystem kluster 10 och 11 till akvifärer söder om Malmö.



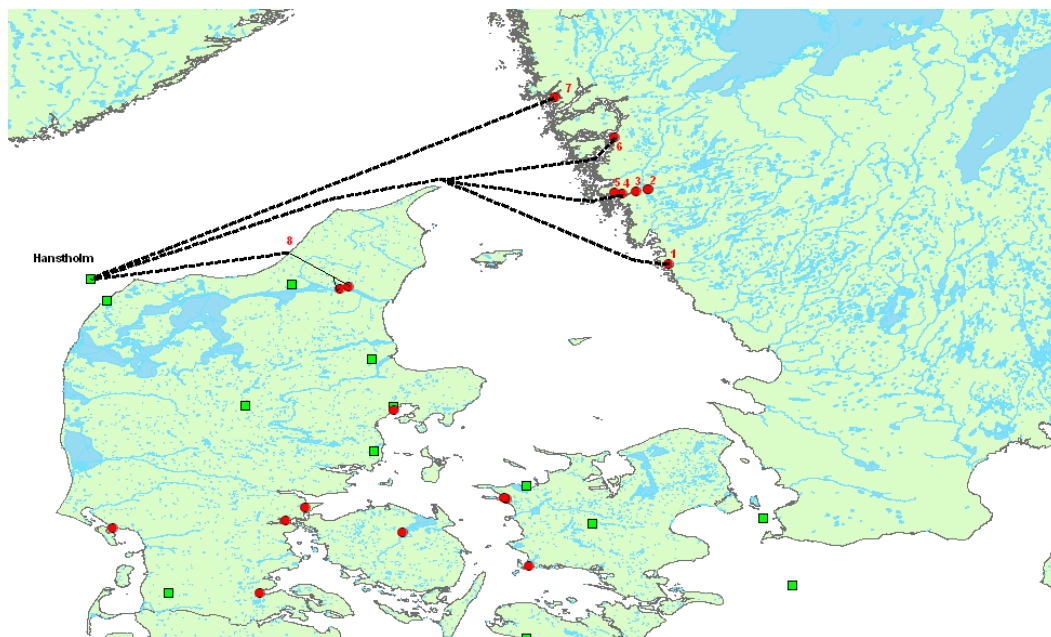
**Figur B32** Båt, transportsystem kluster 10 och 11 till akvifärer söder om Malmö respektive Hanstholm (siffror i röd font visar hamnar medan linjer visar CPL från avskiljningsanläggningar till hamnar).



**Figur B33** Pipeline, transportsystem 1 Göteborg/Nord-Jylland till akvifären Hanstholm.



**Figur B34** Pipeline, transportsystem 2 Göteborg/Nord-Jylland till akvifären Hanstholm.



**Figur B35** Båt, transportsystem Göteborg/Nord-Jylland till akvifären Hanstholm (siffrorna i röd font refererar till hamnar).

## Bilaga 5 - Sammanfattning av olika lagringskostnader

Tabell B1 Cost at final storage site.

Cost Type	McCollum et al.(2005 USD) <sup>1</sup>	McCoy (2007 USD) <sup>2</sup>	IEA (2004 €)	Pöyry (2006 £ and USD)
Initial Site Assessment	1,858x10 <sup>6</sup> [\$]	<b>1,3(1 × 10<sup>5</sup>.Area + 3 × 10<sup>6</sup>)[\$]</b>	1,6 [M €] onshore 1,8 [M €] offshore	1,23 [M £]
Injection Equipment & Completion	$92916 \left( \frac{m}{280n_{wells}} \right)^{0,5} [S/(well)]$	$38931e^{6,39 \cdot 10^{-5} \cdot depth} [S/(well)]$	Onshore: 1350 [€m], depth < 3000m 2000 [€m], depth > 3000m	Shallow Water <sup>3</sup> : 5,6 [M £/well] Deep Water; 8,3 [M £/well]
Injection Wells	$1,063 \times 10^5 e^{8 \times 10^{-4} \cdot depth} [S/well]$	$70123e^{22 \times 10^{-5} \cdot depth} \left( \frac{21}{n_{wells}} \right)^{0,5} [S/well]$	Offshore: 2270 [€m], depth < 3000m 3500 [€m], depth > 3000m  Horizontal Drilling: 2xcost of a 1000 m vert. well[€]  Surface facilities:0,4 [M €site]  Offshore Platform: Shallow: 25 [M €platform] Deep: 50 [M €platform]	Shallow water & shallow reservoir <sup>4</sup> : 2600[£/m] Shallow water & deep reservoir: 3640 [£/m] Deep water & shallow reservoir: 4400 [£/m] Deep water & Deep reservoir: 6660 [£/m]  Offshore Platform: With EOR <sup>5</sup> Deep: 280 [M £] Shallow: 140 [M £]  Without EOR With EOR Deep: 75 [M £] Shallow: 40 [M £]
Well OPEX	<b>7956</b> [\$/well/year]	$29537e^{167 \times 10^{-6} \cdot depth} [S/well/year]$	Onshore: 0,02~0,04 CAPEX [€year] Offshore: 0,03 CAPEX [€year]	
	<b>20295</b> [\$/well/year]			

<sup>1</sup> In this reference model the mass flow ( $\frac{m}{t}$ ) unit is [ton/day] and depth in [meters]

<sup>2</sup> In this reference model the area is given in [square miles] and depth in [feet]

<sup>3</sup> Shallow water depth < 100 m

<sup>4</sup> Shallow reservoir depth < 3000 m

<sup>5</sup> Enhanced Oil Recovery (EOR)

Consumables				
Surface OPEX	$15420 \times \left(\frac{m}{280m_{wells}}\right)^{0.5}$			
Subsurface OPEX	$\left(\frac{5669}{1219}\right) depth$ [\$/well/year]			
Monitoring, verification and closure costs		0.02~0.08 [\$/ton CO <sub>2</sub> ]	Permanent Monitoring: 0,03 [€/ton CO <sub>2</sub> ] Storage onshore monitoring 2 [M €/site] Oil Field onshore monitoring 4,2 [M €/site]	Permanent Monitoring: 0,4 [\$/ton CO <sub>2</sub> ]

**Källor:**

McCollum, D. L. and Ogden, J. M.: 2006, Techno-Economic Models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage & Correlations for Estimating Carbon Dioxide Density and Viscosity, report UCD-ITS-RR-06-14.

Sean T. McCoy, 2008; The Economics of CO<sub>2</sub> Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs, Thesis, (PhD), Carnegie Mellon University.

IEA Greenhouse Gas R&D Programme, February 2005: Building the cost curve for CO<sub>2</sub> storage: European Sector.

BERR, 2007; Development of CO<sub>2</sub> transport and storage network in the North Sea, in association with Element energy, Pöyry energy & British Geological Survey.



### Vårt mål – en smartare energianvändning

Energimyndigheten är en statlig myndighet som arbetar för ett tryggt, miljövänligt och effektivt energisystem. Genom internationellt samarbete och engagemang kan vi bidra till att nå klimatmålen.

Myndigheten finansierar forskning och utveckling av ny energiteknik. Vi går aktivt in med stöd till affärsidéer och innovationer som kan leda till nya företag.

Vi visar också svenska hushåll och företag vägen till en smartare energianvändning.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats

