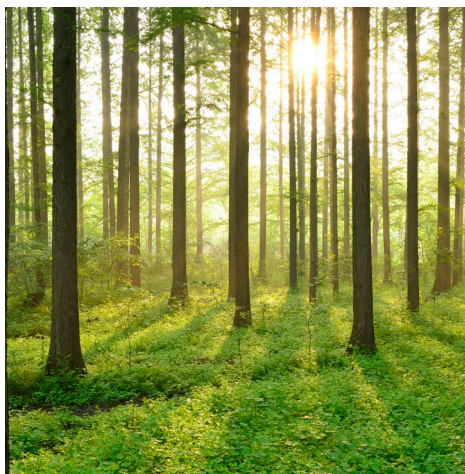
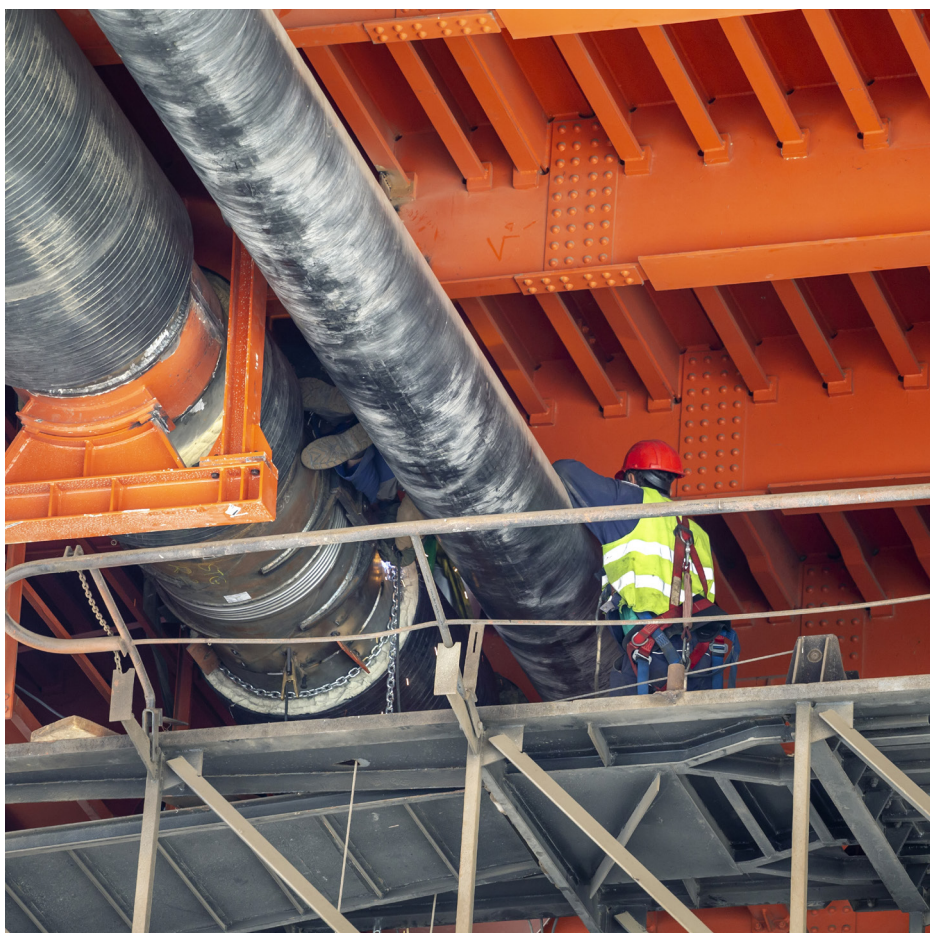


TEKNIK, SYSTEMINTEGRATION OCH KOSTNADER FÖR BIO-CCS

RAPPORT 2022:837



BIO-CCS I FJÄRRVÄRMESEKTORN



Teknik, systemintegration och kostnader för bio-CCS

**JOHANNA BEIRON
MAJA-STINA SVANBERG FRISINGER
JOHAN HOLM
FILIP JOHNSSON
THOMAS UNGER
JENS WOLF**

ISBN 978-91-7673-837-5 | © Energiforsk januari 2022

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Negativa utsläpp kommer sannolikt att krävas för att för att Sverige ska kunna uppnå sina klimatmål. Det här projektet har utrett möjligheterna för fjärrvärmebranschen att bidra med negativa utsläpp genom avskiljning, transport och lagring av biogen koldioxid från kraft- och fjärrvärmeanläggningar inklusive avfallsförbränningsanläggningar.

Uppvärmningssektorn har som vision att år 2045 vara en kolsänka som hjälper till att minska de totala svenska växthusgasutsläppen. Inom sektorn finns stor potential för bio-CCS eftersom en betydande andel av Sveriges biogena utsläpp kan härledas till punktutsläpp inom sektorn. Men för att realisera potentialen och uppvärmningssektorns vision om att bli en kolsänka krävs konkreta insatser.

Målet med projektet har varit att ta fram ett kunskapsunderlag som visar hur fjärrvärmesektorn kan bli en kolsänka till år 2045 genom avskiljning och lagring av biogen koldioxid från förbränning av biobränslen och avfall. Underlaget har legat till grund för fjärrvärmesektorns arbete med att utveckla en strategi för bio-CCS vid kraft- och värmeproduktion inklusive förbränning av avfall.

Projektet ger konkret vägledning till fjärrvärmeföretagen när det gäller implementering av bio-CCS. I arbetet har ingått att visa på robusta utvecklingsvägar för utbyggnaden av bio-CCS och hur bio-CCS från år 2030 kan drivas på affärsmässiga grunder. Arbetet har omfattat sex arbetspaket samt en sammanfattande syntes kring ekonomi, teknik, infrastruktur, policy, regelverk och hållbarhetsaspekter för storskalig introduktion och användning av bio-CCS i fjärrvärmebranschen. En mindre kunskapssammanställning kring CCU har också genomförts inom projektet.

Energiforsk har varit värd för projektet som har letts av Jenny Gode (Profu) och utförts av ett 20-tal forskare och experter från Profu, IVL Svenska Miljöinstitutet, Chalmers Tekniska Högskola, Linköpings Universitet och RISE. Projektet har utförts i nära samverkan med fjärrvärmebranschen, avfallsbranschen, myndigheter och andra aktörer längs värdekedjan för bio-CCS.

Energiforsk vill rikta ett tack till medverkande forskare och företag som bidragit med stor kunskap och stort engagemang under projektet. Sammantaget har över 100 personer från mer än 40 olika organisationer bidragit till projektets genomförande. Energiforsk vill också rikta ett särskilt tack till Energimyndigheten, deltagande företag och organisationer som har finansierat projektet.

Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

I detta arbete har tre aktiviteter genomförts: 1. Framtagande av en övergripande marginalkostnadskurva för avskiljning av koldioxid från svenska kraftvärmeverk, 2. en diskussion om avskiljning med alternativa processer med fokus på HPC-processen samt 3. en utökad systemanalys för att undersöka vilka effekter koldioxidavskiljning får på den svenska fjärrvärmesektorn och den nordiska elmarknaden.

Följande slutsatser kan dras:

Den totala CO₂-avskiljningspotentialen (biogen och fossil CO₂) från alla anläggningar uppgår till 13,9 Mt/år, 16,0 Mt/år samt 19,3 Mt/år för tre olika fall av värmeåtervinning (118%, 64% samt utan), där den infångade mängden koldioxid återspeglar kraftvärmeverkens bränsleförbrukning. Av dessa infångade CO₂-utsläpp är 2,6, 2,7 och 2,9 Mt av fossilt ursprung, vilket ger cirka 10, 13 och 16 Mt negativa utsläpp. **För de tre värmeåtervinningsfallen kan ungefär 6,4–7,8 MtCO₂/år (biogent och fossilt) avskiljas och transporteras till en hub till en kostnad lägre än 75 €/tCO₂, medan 10,6–13,6 MtCO₂/år kan vara tillgängligt till en maximal kostnad av 100 €/tCO₂.** Dessa kostnader inkluderar inte kostnaderna för fartygstransport och lagring (till exempel till Nordsjön vilket beräknas kosta ungefär 30-55 €/ton beroende på transportavstånd).

När det gäller alternativa avskiljningsprocesser har fokus legat på post-combustion-processer dvs som kan tillämpas på existerande anläggningar. Speciellt har den så kallade "Hot Potassium Carbonate" processen (HPC) studerats. **HPC-processen förbrukar mer el jämfört med MEA processen men är å andra sidan mindre eller inte alls beroende av ånga från turbinen.** Det finns därför ingen risk att turbinen måste stängas av på grund av ångbrist. I teorin kan HPC-processen köras i ren eldrift. Elbehovet kan tillgodoses via kraftvärmeverkets egen turbin eller från elnätet eller en närliggande vindpark.

Den utökade systemanalysen utgår från ett omvärldsscenario för den framtida utvecklingen som i allt väsentligt överensstämmer med Energimyndighetens "Elektrifieringsscenario". Resultaten från analysen visar att **bortfallet av levererad värme på grund av avskiljningsanläggningen ersätts med andra lokala värmeproduktionsenheter exempelvis hetvattenpannor eller värmepumpar.** Bortfallet av elleverans kan ersättas med lokala enheter men också av anläggningar runt om i Europa, vilken anläggning som kommer behöva producera el istället bestäms av rådande lastsituation och tillgängligheten hos olika kraftslag. Resultaten visar att **den extra värme som kraftvärmeverken levererar och som uppstår vid HPC-infångning ersätter primärt spillvärme och värmepumpar.** Ersättningen av hetvattendrift är begränsad på grund av att denna produktion är delvis tvingad då det i detta scenario även finns ett CCS-åtagande för hetvattenpannor. I MEA-processen blir skillnaden för kraftvärmeverk på aggregerad nivå nästan oförändrad, detta beror på att den värmeleverans som försvinner i avfallskraftvärmeverken i många system vägs upp av biokraftvärmeverk som antingen går med högre produktion för samma tidsperiod eller som växlar över från kraftvärmedrift till mer hetvattendrift. Detta görs att undvika att ännu dyrare produktionsslag ska behöva starta och leverera värme.

Nyckelord

Bio-CCS, CCS, teknik, koldioxidavskiljning, systemintegration, kostnader, MEA, HPC, fjärrvärme

Innehåll

1	Bakgrund	8
1.1	Bakgrund till projektet	8
1.2	Mål med arbetspaket 2	8
2	Svenska mål och punktutsläpp	9
2.1	Sveriges klimatpolitiska mål	9
2.2	Svenska punktutsläpp	10
3	Avskiljningstekniker	12
4	Karaktäristik på utsläppskällor	14
5	MEA-avskiljning på svenska typanläggningar	16
5.1	Svenska kraftvärmeanläggningar	16
5.2	Processmodellering av typanläggningar	16
5.3	Värmeåtervinning från avskiljningsenheten	20
5.4	Uppskattad potential för CO ₂ -infångning	20
5.5	Kostnadsuppskattningar	21
5.5.1	Kostnader för avskiljning, kompression och förvätskning	21
5.5.2	Kostnader för lastbilstransport till hamn	22
5.6	Resultat	24
5.6.1	Påverkan på el och värmeproduktion av CCS	24
5.6.2	Kostnader för CO ₂ avskiljning	25
5.6.3	Marginalkostnadskurva	27
5.7	Diskussion	30
6	Alternativa avskiljningsprocesser	32
6.1	Avskiljning med HPC-processen	33
6.2	Beskrivningen av HPC-processen	33
6.3	Energiförbrukning i HPC-processen	34
6.4	Övriga avskiljningsprocesser	36
6.4.1	CSI-processen	38
6.4.2	Ammoniakbaserad avskiljning (CAP)	39
6.4.3	Oxyfuel-processen	41
6.4.4	Membranteknik	41
7	Alternativa tekniker för värmeåtervinning	43
7.1	Fall 1: Referensfall	44
7.2	Fall 2: Fjärrvärme och värmepump	45
7.3	Fall 3: Stripper overhead compression och ingen mellankylning	46
7.4	Resultat	47
8	Systemanalys	49
8.1	Allmän beskrivning av modellverktyget EPOD	49
8.2	Modellering av Bio-CCS i EPOD	51

8.2.1	MEA	52
8.2.2	HPC	53
8.2.3	Kompression	53
8.3	Omvärldsscenario	53
8.4	CCS-scenarier	54
8.5	Resultat	54
8.5.1	Infångad koldioxid och total förändring av el- och värmeproduktion	55
8.5.2	Rörliga kostnader	55
8.5.3	Förändrad bränsletillförsel	56
8.5.4	Direkta utsläpp	57
8.5.5	Skillnader vid införande av CCS på bio- och avfallsanläggningar	58
8.5.6	Elproduktion med och utan CCS	59
8.5.7	Perioder med ansträngd elbalans	60
8.5.8	CCS i fjärrvärmesystemens påverkan på priset av el	62
8.5.9	Utnyttjningstider	62
9	Referenslista	65
10	Bilagor	68
10.1	Bilaga 1: Svenska koldioxidutsläppskällor > 100 kton/år (data för år 2019)	68
10.2	Bilaga 2: Svenska kraftvärmeverk	70

1 Bakgrund

1.1 BAKGRUND TILL PROJEKTET

Denna rapport utgör en av flera delrapporter från projektet Bio-CCS i fjärrvärmesektorn. Projektets huvudmål är att ta fram underlag till och utveckla en strategi för hur fjärrvärmesektorn med hjälp av avskiljning och lagring av biogen koldioxid kan bli en kolsänka till år 2045. Strategin bygger på forskning i projektet som studerar affärsmässiga förutsättningar (AP1), teknik och systemintegration (AP2), infrastruktur och samverkan (AP3), acceptans och regelverk (AP4), hållbarhet (AP5) och avfalls-CCS (AP6). Projektet omfattar även syntes och helhetsbedömning (AP7) samt framtagande av strategi (AP8). En övergripande analys av CCU har också genomförts.

Bakgrunden till projektet är Sveriges klimatpolitiska mål att senast år 2045 inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären för att därefter nå nettonegativa emissioner. Avskiljning och lagring av koldioxid med biogent ursprung, så kallad bio-CCS eller BECCS, kommer sannolikt att krävas för att uppnå målen. Fjärrvärmesektorn står för en stor andel av Sveriges biogena utsläpp och har stort potential att bidra med minusutsläpp genom bio-CCS och många företag har konkreta planer. Branschen har också som vision att år 2045 vara en kolsänka som hjälper till att minska de totala svenska växthusgasutsläppen.

1.2 MÅL MED ARBETSPAKET 2

Arbetspaketet syftar till att bedöma tekniska förutsättningar och kostnader för avskiljning av (biogen) koldioxid för typiska anläggningar i fjärrvärmesystemet, möjligheter till integration med bio-CCS-system inom andra delar av svensk industri samt interaktion med övriga energisystemet.

Målet för arbetspaket 2 är att:

- Utvärdera avskiljningsmöjligheter för några typanläggningar för fjärrvärme inklusive bedömning av platsspecifika förhållanden och möjlig generaliserbarhet för andra värmekraftverk. Detta har gjorts genom processanalys av typanläggningar med olika mängd avtappningar och värmeåtervinning för MEA avskiljning samt i form av en kvalitativ bedömning av alternativa avskiljningstekniker.
- Förbättra underlaget för beräkning av kostnader för Bio-CCS vid svenska fjärrvärmeverk. Baserat på ovanstående punkt har marginalkostnadskurvor för avskiljning av koldioxid (inklusive transport till mellanlager vid hamn) tagits fram för samtliga kraftvärmeverk. En utökad systemanalys visar på effekterna av att införa Bio-CCS i olika omfattning, för MEA samt HPC avskiljning, på den svenska fjärrvärmesektorn och den nordiska elmarknaden.
- Bedöma potentialen för BECCS att komma in i det svenska energisystemet och hur detta kan påverka flexibilitet i el- och fjärrvärmesystemet. Marginalkostnadskurvorna ger potentialen för koldioxidinsamling från svenska kraftvärmeverk för MEA avskiljning.

2 Svenska mål och punktutsläpp

2.1 SVERIGES KLIMATPOLITISKA MÅL

Sverige har både höga ambitioner, och goda förutsättningar för att kraftigt minska klimatutsläppen, men också stora utmaningar. Klimatmålet definieras inom det klimatpolitiska ramverket¹ som:

”Senast år 2045 ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären, för att därefter uppnå negativa utsläpp. Negativa utsläpp innebär att utsläppen av växthusgaser från verksamheter i Sverige är mindre än till exempel den mängd koldioxid som tas upp av naturen som en del av kretsloppet, eller mindre än de utsläpp Sverige bidrar till att minska utomlands genom att investera i olika klimatprojekt. De kvarvarande utsläppen från verksamheter inom svenskt territorium ska dock vara minst 85 procent lägre än utsläppen år 1990.”

Den resterande 15 procentiga minskningen som krävs för att komma ned till noll nettoutsläpp kan kompenseras genom så kallade kompletterande åtgärder, till vilka räknas upptag av koldioxid i skog och mark, utsläppsminskningar utanför Sveriges gränser samt avskiljning och lagring av koldioxid från förbränning av biobränslen, det vill säga Bio-CCS, vilket också kan bidra till att Sverige uppnår målet om negativa utsläpp. Om man beaktar att jordbrukssektorn, flyg och sjöfart samt mindre industriella utsläppskällor kan komma att få svårt att minska utsläppen till noll, är ett rimlig antagande att bio-CCS kan vara ett verktyg för att kompensera för sådana kvarvarande utsläpp.

Miljömålsberedningen, som lade fram förslaget om det klimatpolitiska ramverket (SOU 2016:21) konstaterade (se även SOU 2016:47):

”För att nå målet [om 85 procents minskning till 2045] får även avskiljning och lagring av koldioxid av fossilt ursprung där rimliga alternativ saknas räknas som en åtgärd (CCS).”

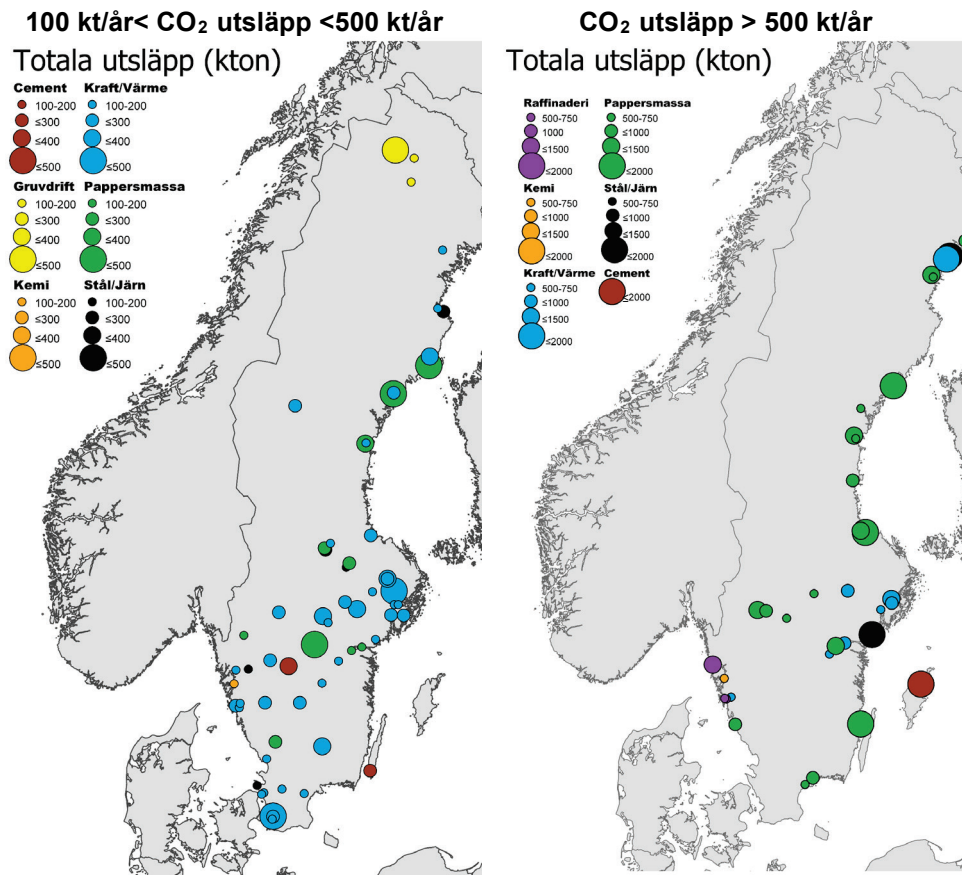
Den klimatpolitiska vägvalsutredningen (SOU2020:4 ”Vägen till en klimatpositiv framtid”) föreslår att konkreta mål för Bio-CCS implementeras så det når upp till en nivå av max 2,0 Mt/år 2030 samt 3-10 Mt/år år 2045. Om ett sådant förslag ska realiseras är det rimligtvis bråttom att ta fram en färdplan för bio-CCS då byggandet av CCS anläggningar i fullskala är förenat med långa ledtider. Speciellt bör det föreslagna målet om upp till 2 Mt bio-CCS per år till år 2030 utgöra en utmaning givet ledtiderna. Nyligen ökades budgeten för driftstöd för bio-CCS² i det att den totala budgeten för det omvända auktioneringssystemet höjdes från 6 mdr kr till 36 mkr. Formerna för auktioneringsförfarandet (som tas fram av Energimyndigheten) förväntas presenteras under 2022.

¹ Regeringen: www.regeringen.se/artiklar/2017/06/det-klimatpolitiska-ramverket/

² <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/12/historisk-satsning-kan-gora-sverige-ledande-inom-koldioxidlagring/>

2.2 SVENSKA PUNKUTSLÄPP

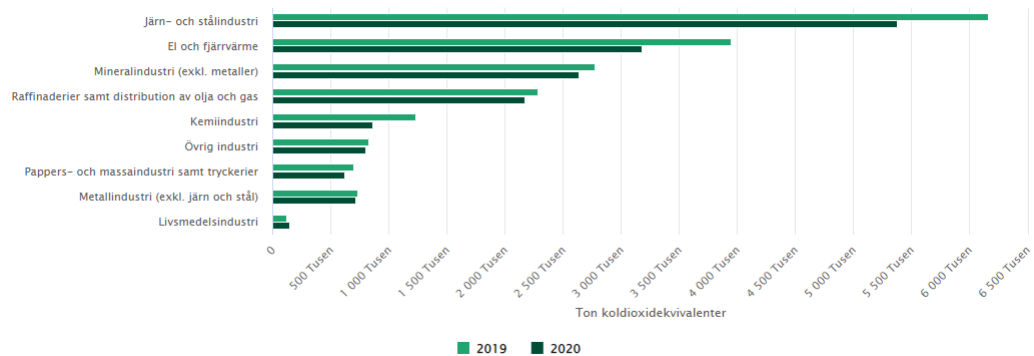
Figur 1 visar utsläppskällor i Sverige som släpper ut minst 100 kton fossil och/eller biogen CO₂ (från Johnsson & Kjärstad, 2018 med 2016 års data). Figur 2 visar de fossila utsläppen fördelat per sektor för åren 2019 och 2020. Utsläppen från de anläggningar som släpper ut över 100 kt/år – fossil och biogen – listas i Bilaga 1.



a.

b.

Figur 1. Utsläppskällor i Sverige som släpper ut minst 100 kton fossil och/eller biogen CO₂. Utsläppen är totala utsläpp per anläggning (för vissa av anläggningarna är utsläppen uppdelade på flera utsläppspunkter) a) visar alla anläggningar som släpper ut mellan 100 och 500 kton CO₂, totalt 63 anläggningar med samlade utsläpp på 14,5 Mt CO₂ varav 9,3 Mt biogen medan b) visar alla anläggningar med utsläpp på mer än 500 kton CO₂, totalt 34 anläggningar med samlade utsläpp på 35,0 Mt CO₂, varav 23,4 Mt biogen (där största utsläppet är på 1,9 Mt från Cementas fabrik i Slite). I figur b finns två raffinaderiutsläpp > 500 kt/år (ST1 och Preem) i Göteborg, men dessa är lokaliserade nära varandra och framträder därför som en punkt på kartan. Data från Naturvårdsverkets utsläppsregister (samtliga siffror för år 2016). <https://utslappsisiffror.naturvardsverket.se/>. Från Johnsson & Kjärstad (2018).



Figur 2. Rapporterade utsläpp (koldioxidekvivalenter) inom systemet för handel med utsläppsrätter uppdelat per sektor för åren 2019 och 2020. Från Naturvårdsverket³.

Från figur 2 kan man se att utsläppen har minskat betydligt mellan åren 2019 och 2020 (vilket för vissa sektorer delvis kan hänföras till pandemin). Men när det gäller el- och fjärrvärmesektorn har det varit en nedgång i utsläppen under ett flertal år. Detta innebär att el- och fjärrvärmesektorn inte längre har de högsta fossila utsläppen vilket var fallet fram till 2016. Det bör påpekas att kraftvärmeverkens utsläpp är fördelade över fler anläggningar än de stora industriella punktutsläppen, vilket gör att de enskilda utsläppskällorna är betydligt mindre. Pappers- och massaindustrierna och kraft- och värmeverk har en stor andel biogena utsläpp.

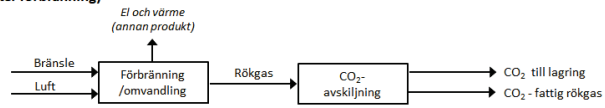
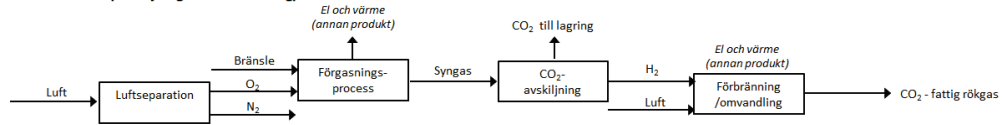
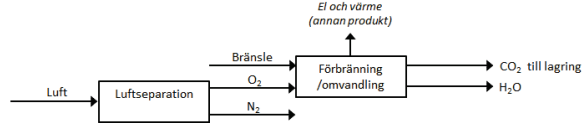
³ <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/utslappshandel/statistik-och-uppfoljning/>

3 Avskiljningstekniker

Rökgassammansättningen i skorstenar vid olika typer av anläggningar skiljer sig åt med avseende på koldioxidhalt och andra ingående kemiska komponenter som till exempel svaveloxider och nitrösa gaser. Sammansättningen av den infångade rökgasen beror också på vilken avskiljningsteknik som används. Olika typer av kemiska komponenter i CO₂-strömmen påverkar inte bara densiteten utan också andra kemiska egenskaper hos den infångade gasen jämfört med ren CO₂. Detta är viktigt för efterföljande transport- och lagringssystem, till exempel med avseende på vattenlöslighet (lagring) samt hydratbildning (transport). Se Johnsson & Kjärstad (2018) för en redogörelse av gränsvärden på i rökgasen ingående föroreningar.

Koldioxidinfångning brukar delas in i tre olika metoder; post-combustion (efter förbränning av bränslet/processen), pre-combustion (före förbränning av bränslet/processen) och Oxyfuel-combustion (förbränning i en atmosfär av ren syrgas och återcirkulerad rökgas). Samtliga tekniker går ut på att skapa en rökgas ut från anläggningen som har så hög koncentration av koldioxid som möjligt. Detta då det annars skulle behöva komprimeras mycket större rökgasmängd vilket skulle bli kostsamt. Om all inert kvävgas från luften också skulle komprimeras skulle det dessutom inte vara tillåtet enligt EU:s lagringsdirektiv (EG, 2009) som anger att CO₂ strömmen huvudsakligen ska bestå av koldioxid⁴. De olika processerna illustreras schematiskt i figur 3. Det bör noteras att endast post-combustion tekniken kan tillämpas på samtliga typer av utsläppskällor. Beroende på process kommer det också att finnas mer eller mindre möjligheter att driva delar av avskiljningsprocessen med restvärme vilket kan sänka kostnaden för avskiljningen. Den specifika kostnaden (kr/ton CO₂) för avskiljningen minskar med ökad koncentration i rökgasen och med storlek på rökgasflödet. Se GCCSI (2018), Johnsson & Kjärstad (2018) för en mer detaljerad översikt över avskiljningstekniker.

⁴ Direktiv 2009/31/EG: "En CO₂-ström ska huvudsakligen bestå av koldioxid. Därför får inget avfall eller andra substanser tillsättas i syfte att bortskaffa detta avfall eller denna substans. En CO₂-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."

Post-combustion (avskiljning efter förbränning)**Pre-combustion (avskiljning före förbränning)****Oxyfuel-förbränning**

Figur 3. Schematisk illustration över de tre huvudprinciperna för att fånga in koldioxid från rökgaser. Från Johnsson & Kjärstad (2018).

4 Karaktäristik på utsläppskällor

Koldioxidhalten i rökgaserna från ett kraftverk eller en industriprocess kan variera från några enstaka procent upp till kanske 30 volymprocent⁵, resterande är kväve och andra inerta gaser. Processindustrins utsläpp kan samtidigt vara fördelade över flera skorstenar på samma anläggning, där dels mängden CO₂ kan variera, dels CO₂-innehållet i rökgasen, vilket kan göra att kostnaden för avskiljningsutrustning för alla CO₂-utsläpp kommer variera inom samma anläggning (Garðarsdóttir m.fl., 2018). Rent generellt så kommer specifika kostnaden per ton koldioxid minska med ökad CO₂-koncentration i ett givet rökgasflöde, medan investerings- och driftkostnaderna ökar på grund av att mer koldioxid i absoluta tal ska hanteras.

Tabell 1 ger en översikt över karaktäristiken på utsläppskällor i Sverige, inkluderande både fossila och biogena utsläpp. Tabellen visar vilka delprocesser de stora punktutsläppen inom respektive industrityp härstammar från, och hur stor andel (%) av utsläppen dessa motsvarar och med vilket CO₂-flöde (kt/år). Potentiell restvärmertilgång visas också, alltså sådan värme som kan användas för att helt eller delvis driva en koldioxidavskiljningsprocess.

Tabell 1. Karaktäristik för svenska utsläpp överstigande 500 ktCO₂/år (jfr figur 1b) (från Johnsson & Kjærstad, 2018, baserat på Garðarsdóttir, m.fl., 2018).

Industri	CO ₂ -källa i anläggningen	Typisk CO ₂ koncentration i rökgas (vol%)	% av anläggningens utsläpp	Volymflöde av CO ₂ (ktCO ₂ /år)	Källa för restvärme – möjlighet till användning (hög, mellan, låg)
Pappers- och massa	Sodahuspanna	13	75	400–1500	Ångcykel – låg till mellan, påverkan på fjärrvärme
	Kalkugn	20	10–15	50–200	
Olja- och gas (raffinaderi)	Vätgasproduktion (HPU)	24	30	400	Processvärme – Mellan
	Flera skorstenar	8–14	5–30	200–400	
Järn och stål	Kraftproduktion	30	40	600–1800	Ångcykel och processvärme – Mellan, påverkan på fjärrvärme
	Diverse andra utsläppspunkter	20–25	15–20	200–900	
Cement	Kombinerade skorstenar	20	90	1550	Processvärme – Låg till mellan, påverkan på fjärrvärme
Kemi	Kracker, Pannor för processvärme	5–20	80	500	Processvärme – Mellan
Kraft- och värme	Förbränningspanna	10–15	>90	500–800	Låg (förutsatt fjärrvärmeproduktion)

Sverige har gynnsamma förutsättningar för Bio-CCS vilket visas av Garðarsdóttir, m.fl. (2018) samt Johnsson m.fl. (2020).

Rena förbränningsanläggningar används i kraftvärmeprocesser för el- och fjärrvärmeproduktion (inklusive avfallskraftvärmeverk) samt i pappers- och massabruk där sodahuspannorna utgör de klart största punktutsläppen (biogena utsläpp). Det bör noteras att i en framtid med stora mängder förnybar el med ökad elektrifiering (varierande och lägre elpriser) kan användningen av biomassa

⁵ Vissa industriprocesser så som vätgasproduktionen vid raffinaderier kan ge mellan 15% och 50% CO₂ i rökgasen, produktion av ammoniak och gödsel ger närapå ren CO₂.

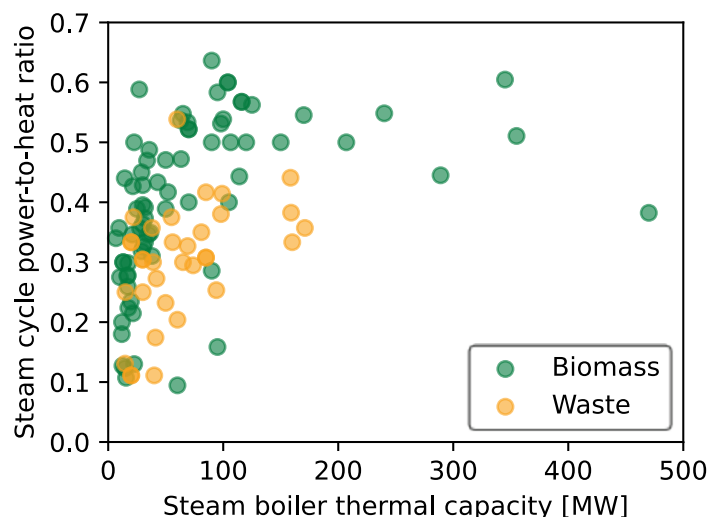
komma att ändras och därför kan de biogena utsläppen komma att ändras. De fossila utsläppen från kraftvärme står för cirka 9 procent av Sveriges totala växthusgasutsläpp, där en betydande del kommer från avfall, energitorv och fossila bränslen såsom olja och naturgas (kol är på väg att fasas ut). Förbränningsanläggningarna har vanligtvis en skorsten per panna.

Inom ramen för de CCS-projekt som tidigare genomförts inom kraftindustrin har både avskiljning efter förbränning och oxyfueltekniken testats i industriell skala (Boundary Dam-projektet tillämpar post-combustion och Vattenfall demonstrerade oxyfueltekniken på Schwartze Pumpe). Stockholm Exergi har genomfört lyckade pilotprojekt med den så kallade Hot Potassium Carbonate (HPC) processen (se Hetland och Christensen, 2008) där en lösning av het kaliumkarbonat (60–120°C) används som kemisk absorbent.

5 MEA-avskiljning på svenska typanläggningar

5.1 SVENSKA KRAFTVÄRMEANLÄGGNINGAR

I Sverige finns i dagsläget 110 kraftvärmeverk som förbränner biomassa eller avfall i totalt 78 lokala fjärrvärmesystem. Dessa anläggningar har sammanställts i en databas som ges i Bilaga 2, som omfattar nominell värme- och eleffekt, rökgaskondensorinstallationer, ångdata och år för idrifttagande. Figur 4 visar fördelningen av kraftvärmeverkens alfavärde (beräknat exklusive rökgaskondensorvärme), termiska effekt och bränsletyp. Panneffekterna varierar från 7 MW till 540 MW och alfavärdena ligger i intervallet 0,1–0,65. Således finns det en mängd olika anläggningstyper med olika design. Det kan tyckas uppenbart att utrusta de mindre anläggningarna med CCS kommer att ge höga avskiljningskostnader, men alla anläggningar har inkluderats i denna studie för att erhålla en bild av hela kostnadsintervallet för CCS.



Figur 4. Alfavärde (förhållande el till värme) som funktion av termisk effekt och bränsletyp för svenska kraftvärmeverk. Varje punkt motsvarar en anläggning (Beiron m. fl., 2021).

5.2 PROCESSMODELLERING AV TYPANLÄGGNINGAR

Här redogörs för de typanläggningar som bildar basen för process- och kostnadsanalysen. Det som skiljer typanläggningarna är ångdata och antal turbinavtappningar. Då denna analys täcker in ett stort antal anläggningar så antas existerande anläggningar och att avskiljningen antas vara av post-combustion-typ, med en aminbaserad absorptionsenhet (MEA solvent). I kapitel 8 nedan görs en utblick mot andra avskiljningstekniker samt analys av olika möjligheter till värmeåtervinning.

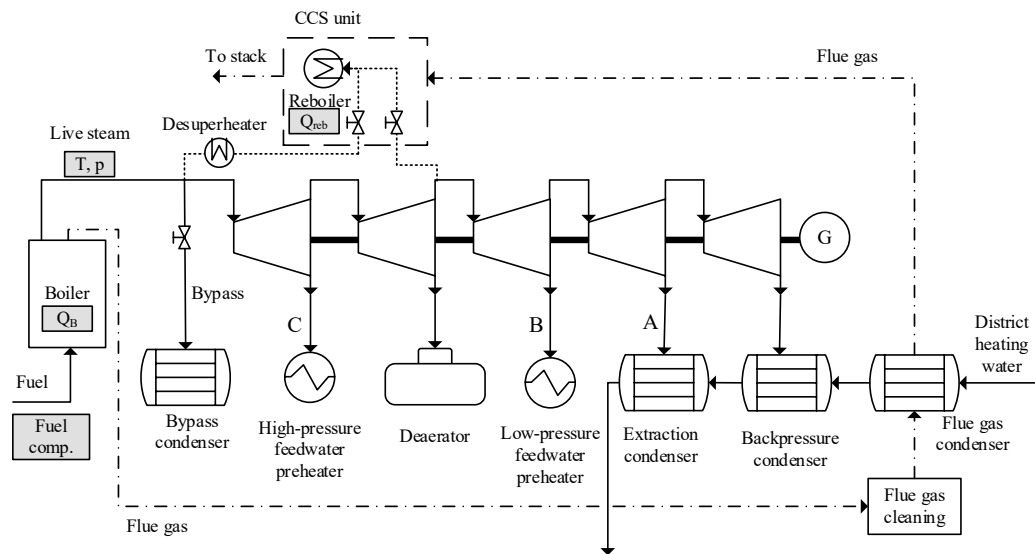
Stationära processmodeller av kraftvärmeverk har tagits fram i simuleringsverktyget Epsilon Professional för att uppskatta hur ångcykelns prestanda påverkas av att integrera aminbaserad CO₂-avskiljning. För att täcka in de olika svenska kraftvärmeverken så studeras totalt 14 ångcykelutföranden med avseende på ångdata, alfa-värde och bränsletyp. Figur 5 ger en översikt över de

ångcykelutföranden som modellerats, där ångavtappningar A – C är valbara för att täcka in de 14 anläggningarna som används som referens och för vilka en översikt ges i Tabell 2, tillsammans med tekniska data. Ångpannan modelleras förenklat som en ånggenerator med 90% verkningsgrad, och bränslesammansättning enligt Tabell 3. Avfallets biogena andel antas vara 52% (SCB, 2019). Fjärrvärme genereras i mottryckskondensorn, och i förekommande fall även i en avtappningskondensor och/eller i en rökgaskondensor. Randvärden för fjärrvärmevattnet är satta till 50°C för inloppstemperaturen till mottryckskondensorn och 90°C för framledningstemperaturen.

MEA-avskiljningen antas kräva värme vid 120°C. Ett värmebehov på 3,6 MJ/kgCO₂-infångad ansätts baserat på de förhållanden som återfinns för biomassa- eller avfallseldade kraftvärmeverk med 90% avskiljning från en rökgaskoncentration på 13%–15% CO₂, enligt Gardarsdóttir et al. (2018). Ånga tappas av från kraftvärmeverkets ångturbin vid den trycknivå som är mest lämplig för att tillgodose avskiljningsenhetens värmebehov, för att säkerställa att ånga vid 3 bar levereras till reboilern. Om ingen lämplig avtappningspunkt finns tillgänglig tas ångan direkt från primärångflödet.

Innan rökgasen kommer in i infångningsanläggningen genomgår den rökgasrening och kyls i en rökgaskondensor (RGK), vilket bidrar till fjärrvärmeproduktion. I skrivande stund uppskattas 85 av de 110 anläggningarna i databasen ha installerat rökgaskondensorer. De anläggningar som inte är utrustade med RGK antas installera en i samband med retrofit av avskiljningsanläggningen.

Ångcykelmodellerna simuleras i designläge utan koldioxidavskiljning som referensfall och i off-designläge med 90% koldioxidavskiljning. Off-designsimuleringen tar hänsyn till ångturbinens dellastprestanda. Pannlasten hålls konstant i referens- och infångningsfallen, och påverkan på el- och fjärrvärmeproduktion simuleras. Förutom el och fjärrvärme levererar vissa anläggningar ånga till industriprocesser (visas inte i figur 5) och denna leverans antas bibehållas när CCS integrerats.



Figur 5. Processchema för kraftvärmeångcykler som simuleras. Bokstäverna A-C betecknar de olika avtappningsfallen för de olika processmodellerna (dvs olika antal förvärmare och kondensorer) som representerar de olika kraftvärmeverkstyperna (KVV typerna). De grå boxarna indikerar anläggningsspecifika indata: Ångdata (T, p), Nominell fjärrvärmeproduktion (Q_{DH}), bränslesammansättning och specifikt värmebehov till reboilern (Q_{reb}). De punktmarkerade linjerna indikerar avtappningsalternativ för ångförsörjning av reboilern i avskiljningsprocessen.

Tabell 2. Tekniska data för de simulerade typanläggningarna. Bokstäver i parentes motsvarar turbinavtappningar markerade i figur 5.

Anläggning, Stad		Bränsle	Alfavärde	Termisk effekt (Q_B) [MW _{th}]	Överhettartemp [°C]	Max tryck [bar]	Två kondensorer (A)	Tryck LTF [bar] (B)	Tryck avfuktare [bar]	Tryck HTF [bar] (C)	Industriell ånga	Referens
Ångcykler som modelleras med turbinavtappning till reboiler	Idbäcksverket, Nyköping	Biomassa	0.57	95	543	143	Ja	3.5	8.6	29	Nej	(Saarinen, 2008)
	Lugnvik KVV, Östersund	Biomassa	0.56	125	540	140	Ja	3	7.5	17	Nej	(Hagberg, 2008) (Starfelt et al., 2015; Wiesner, 2017)
	Västerås KVV P5	Biomassa	0.49	170	485	120	Ja	2.9	6.5	13.6	Nej	°
	Västerås KVV P7	Biomassa	0.50	150	520	91	Ja	2.5	5.8	16.3	Nej	
	Johannes KVV, Gävle	Biomassa	0.55	65	480	90	Ja	3.6	7	-	Nej	(Cuadrado, 2009) (Ghaffarpour and Ros, 2018)
	Silververket, Sala Heby	Biomassa	0.39	32	480	80	Ja	3.6	11	-	Nej	(Erneby, 2012) (Beiron et al., 2019)
	Strängnäs KVV, Strängnäs	Biomassa	0.45	36	482	72	Ja	-	3	-	Ja, 15 bar	
	Västerås KVV P6	Avfall	0.44	159	470	75	Ja	2.3	6	-	Nej	
	Lillesjö KVV, Uddevalla	Avfall	0.36	38	400	40	Ja	-	6	-	Nej	(Öberg, 2017)
Dåva 1 KVV, Umeå	Avfall	0.38	55	400	40	Nej	2	6	-	Nej	(Spett, 2006)	
Ångcykler som modelleras med primärånga till reboiler	Uppsala KVV, Uppsala	Avfall	0.20	60	226	20	Nej	-	- ^a	-	Ja ^a	(Djurberg, 2020; Jung, 2010)
	Sävenäs KVV P3, Göteborg	Biomassa	0.16	95	220	20	Ja ^a	-	6	-	Nej	°
	Munkegårdsverket, Kungälv	Biomassa	0.13	23	224	29	Ja ^b	-	-	-	Nej	(Pettersson and Eriksson, 2006)
	Eksjö KVV, Eksjö	Avfall	0.11	20	197	16	Ja ^b	-	-	-	Nej	(Fransson et al., 1998)

KVV Kraftvärmeverk, P panna, LTF Lågtrycksförvärmare, HTF Högtrycksförvärmare.

Alfavärdet (el till värmeförhållande) avser nominell drift (exklusive värme från rökgaskondensering).

^a Använder primärånga istället för turbinavtappning.

^b Använder hetvatten istället för turbinavtappning.

^c Personlig kommunikation med anläggningspersonal.

Tabell 3. Bränslesammansättning för biomassa och avfall (Naturvårdsverket, 2004).

Bränsletyp	Procentuell sammansättning						Vatten
	C	H	O	N	S	Aska	
Träflis	32.9	3.9	26.7	0.2	0.0	1.3	35.0
Avfall	32.9	4.5	21.3	0.5	0.4	10.5	30.0

5.3 VÄRMEÅTERVINNING FRÅN AVSKILJNINGSENHETEN

Kraftvärmeverkets nettoprestanda med 90% CO₂-infångning blir en kombination av inverkan på ångcykelns el och värmeproduktion, samt elförbrukning och möjlighet till värmeåtervinning från avskiljningsanläggningen (inklusive CO₂-absorption, kompression och förvätskning). Ångcykelns prestanda med CCS uppskattas från processimuleringarna och tillämpas på alla kraftvärmeverk i databasen. För de anläggningar som installerar en ny rökgaskondensor som en del av CCS-retrofit antas den extra rökgaskondensorvärmeproduktionen vara 20% av bränsleenergin [lägre värmevärde (LHV)]. Mängden CO₂ som fångas per använt bränsle erhålls från processimuleringarna, baserat på de bränslesammansättningar som anges i Tabell 3.

Avskiljningsanläggningens prestanda är baserad på en processmodell som utvecklats i Aspen Plus (Ignell och Johansson, 2021), med en uppskattad elanvändning för infångningsenheten på 0,1 MWh/tCO₂. Värmeåtervinning från avskiljningsanläggningen för fjärrvärmeproduktion tillämpas på alla anläggningar. Tre fall med olika grad av värmeåtervinning jämförs:

1. Ingen värmeåtervinning (0%);
2. Värmeåtervinning genom värmeväxlare, motsvarande 64% av energin i ångan som extraheras för att driva CCS-reboilern (Ignell och Johansson, 2021); och
3. Värmeåtervinning motsvarande fall b) och i tillägg värmepumpar (värmefaktor 3) för att producera fjärrvärme från kylbehovet (dvs. avskiljningsanläggningens procesströmmar med temperaturer <60°C som behöver kylas), vilket resulterar i upp till 118% total värmeåtervinning i förhållande till energin i ångan som tappas av. Värmepumpens elförbrukning uppskattas till 0,17 MWh/tCO₂. Detta fall betecknas som "118%", även om vissa anläggningar kan ge något lägre total värmeåtervinningsprocent.

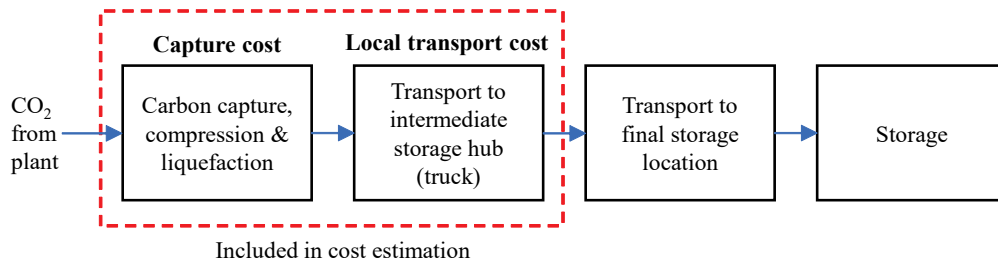
5.4 UPPSKATTAD POTENTIAL FÖR CO₂-INFÅNGNING

Mängden infångad CO₂ från ett kraftvärmeverk med CCS beror av anläggningens drifttid. Antalet fullasttimmar per år för samtliga kraftvärmeverk i databasen uppskattas med en enkel modell där respektive fjärrvärmenät och dess anläggningar betraktas individuellt (en förenklad analys jämfört med de lastkurvor som används i kapitel 9). Modellen utgår från en given värmelastkurva (baserad på mätdata från antingen Göteborg, Luleå och Malmö) som skalas efter det årliga värmebehovet i respektive system. De anläggningar som ingår i respektive värmesystem tilldelas sedan driftprofiler baserad på en bestämd driftordning: (1) industriell spillvärme; (2) avfallskraftvärmeverk; (3) biobränsleeldade kraftvärmeverk; (4) övriga anläggningar. Minsta lastnivåer

beaktas och antas vara 70% respektive 40% av maxlast för avfalls- och biomassaeldade kraftvärmeverk. Samtliga kraftvärmeverk i varje fjärrvärmenät antas vara utrustade med koldioxidinfångning (90% avskiljning), där hänsyn tas till förändrad anläggningsprestanda baserat på processimuleringen och värmeåtervinningsfall. Utifrån driftprofilerna uppskattas sedan varje anläggnings bränsleförbrukning, samt mängden koldioxid som fångas under året.

5.5 KOSTNADSUPPSKATTNINGAR

I detta arbetspaket görs kostnadsuppskattningar för avskiljning, kompression och förvätskning av CO₂, samt för lastbilstransport av CO₂ från anläggningen till en mellanlagringshub för att invänta vidare fartygstransport till en permanent lagringsplats. Figur 6 visar de steg som behandlas.



Figur 6. Översikt av de kostnadsuppskattningar som ingår i denna analys.

5.5.1 Kostnader för avskiljning, kompression och förvätskning

Investeringskostnader (CAPEX) relaterade till CO₂-avskiljning, kompression och förvätskning uppskattas baserat på Eliasson m. fl. (2021). CAPEX beräknas som en funktion av anläggningsstorlek, det vill säga massflödet av infångad CO₂, m_{CO_2} [kg/s], och kan approximeras som en potensfunktion för att ta hänsyn till skalfördelar, Ekv. (1) (Eliasson m. fl., 2021). Ekvation (1) nedan representerar ett fall med en CO₂-koncentration i rökgasen på 13%, vilket liknar de förhållanden som vanligtvis förekommer i kraftvärmeverk, samt en tänkt absorptionsanläggning som är dimensionerad för att fånga 90% av CO₂ i rökgaserna. Avskiljningsanläggningen är dimensionerad baserat på CO₂-flödet vid fullastdrift av kraftvärmeverken. CAPEX annualiseras med en ränta på 7,5% och en ekonomisk livslängd på 25 år, inklusive 2 års konstruktionstid och en ekonomisk livslängd på 23 år. Den totala investeringskostnaden skrivs:

$$CAPEX [k€] = 15520 \cdot m_{CO_2}^{0,6339} \quad (1)$$

Driftkostnaderna för CO₂-infångningsanläggningen (OPEX) inkluderar rörliga och fasta kostnader. Den fasta OPEX-kostnaden beräknas som 6% av CAPEX. Rörlig OPEX för att driva ångcykeln med CO₂-avskiljning beräknas som:

$$OPEX = C_{el}(-\Delta_{el,\dot{A}C} + P_{el,CCS}) + C_{FJV}(-\Delta_{FJV,\dot{A}C} - Q_{nyRGK}) + C_{kv}V_{kv} + C_{MEA}V_{MEA} \quad (2)$$

och inkluderar kostnader för att driva absorptions-, komprimerings- och förvätskningsprocesserna [kylvatten (V_{kv}), el ($P_{el,CCS}$) och MEA make-up (V_{MEA})]

samt kostnader för förlorad elproduktion och netto fjärrvärmeleverans från ångcykeln, inklusive eventuell värmeåtervinning från avskiljningsanläggningen ($\Delta_{el,AC}$ och $\Delta_{FJV,AC}$). Fjärrvärme som genereras via installation av en ny rökgaskondensor i samband med CCS-retrofit (Q_{nyRGK}) betraktas som en ny intäkt och subtraheras från utgifterna. I Tabell 4 listas kostnadsantaganden. Investeringskostnad för värmepump som används för värmeåtervinning baseras på data från Danska Energimyndigheten (2020).

El- och kylvattenbehovet för att driva CO₂-avskiljning och -kompression uppskattas från en processsimuleringsmodell som utvecklats i Aspen Plus (Ignell och Johansson, 2021), medan förvätskningens behov av el och kylning är baserade på (Deng m. fl., 2019). Påverkan på ångcykelns el och fjärrvärmeproduktion vid drift med CCS erhålls från simuleringsmodellerna som beskrivs i avsnitt 7.2.

Tabell 4. Kostnadsantaganden för beräkning av rörliga driftkostnader för CO₂-avskiljning.

	Kostnad	Enhet
El (C_{el})	40	€/MWh
Fjärrvärme (C_{FJV})	15	€/MWh
Kylvatten (C_{kv})	0.02	€/m ³
MEA make-up (C_{MEA})	2000	€/m ³

5.5.2 Kostnader för lastbilstransport till hamn

När CO₂ har avskilts, komprimerats och förvätskats, transporteras den från kraftvärmeverket till en mellanlagringshub, varifrån den sedan transporteras med fartyg till en permanent lagringsplats. Transporten av koldioxid mellan anläggningen och hubben antas ske med lastbil, eftersom alla kraftvärmeverk har tillgång till vägnätinfrastruktur. I detta arbete ingår kostnader för kompression av koldioxiden samt lastbilstransport till mellanlager (men inte kostnad för mellanlager). Tågtransport kan vara ett alternativ för kraftvärmeverk med tillgång till järnvägsnätet, även om det inte nödvändigtvis är konkurrenskraftigt jämfört med lastbilstransporter i de fall små mängder CO₂ ska transporteras (Kujanpää och Pursiheimo, 2017). Pipelines är inte det mest troliga alternativet i Sverige, på grund av avsaknaden av ett befintligt storskaligt gasnät, potentiella problem med allmän acceptans och en berggrund som gör (underjordiska) rörledningar dyra att bygga (Kjärstad m fl., 2016).

Studien utgår ifrån sju kustnära mellanlagringshubbar (Tabell 5). Fyra av dessa är industrier med stora koldioxidutsläpp som har identifierats som möjliga hubbar av Kjärstad m fl. (2016). De återstående hubbarna är städer i regioner med hög befolkningstäthet, vilket innebär att det finns flera stora kraftvärmeverk i närheten som CO₂ kan fångas ifrån.

Tabell 5. Mellanlagringshubbar och (modellerad) potential för CO₂-infångning, från kraftvärmeverk respektive industrier vid hubbar.

Hub	Utsläppskälla vid hub	Potential för CO ₂ -infångning från kraftvärmeverk (modellerad) [kt/år]	Potential för CO ₂ -infångning från industrier [kt/year] (Johnsson et al., 2020)
Luleå	Industri (Järn & Stål)	720	3 300
Östrand	Industri (Papper & Massa)	1 690	2 300
Stockholm	Kraftvärmeverk	6 575	0
Oxelösund	Industri (Järn & Stål)	2 650	1 500
Lysekil	Industri (Raffinaderi)	460	1 500
Göteborg	Kraftvärmeverk & Industri (Raffinaderi)	1 580	500
Helsingborg	Kraftvärmeverk	2 290	0

Kostnaden för lastbilstransport beräknas baserat på antaganden i Tabell 6. Kostnaden inkluderar fordonsinvesteringar, drivmedel, förare och underhåll. Ekvationerna (3) - (6) ger en översikt över beräkningarna. Antalet lastbilar som krävs, N_{trucks} , dimensioneras baserat på volymen CO₂ som fångas under en dag med fullastdrift ($Y_{CO_2,day}$) och mängden CO₂ som transporteras per dag per lastbil, $Y_{CO_2,day,truck}$, vilket är en funktion av transportavståndet, L och fordonets hastighet, v . Lastbilschaufförer antas arbeta 8-timmars skift (t_{shift}), med tre skift per dag ($N_{shifts,day}$). Förarna arbetar 5 dagar i veckan, vilket resulterar i ett behov av 5 förare per lastbil. Drivmedelskostnaden beräknas utifrån antalet turer per dag (under fullastdrift, $N_{trips,day}$) och körsträckan per tur. Kostnaden för förarnas löner och drivmedelskostnader multipliceras med anläggningens antal fullasttimmar, för att ta hänsyn till säsongsvarierande drift. Underhållskostnaden beräknas som 5% av investeringskostnaden.

$$t_{trip} = \frac{2L}{v} + t_{load} \quad (3)$$

$$Y_{CO_2,day,truck} = \frac{t_{shift}}{t_{trip}} * N_{shifts,day} * Y_{truck} \quad (4)$$

$$N_{trucks} = \frac{Y_{CO_2,day}}{Y_{CO_2,day,truck}} \quad (5)$$

$$N_{trips,day} = \frac{Y_{CO_2,day}}{Y_{truck}} \quad (6)$$

Tabell 6. Kostnadsantaganden för beräkningar av lastbilstransport.

Parameter	Värde	Enhet
Investeringskostnad	280 000	€/lastbil
Kostnad för drivmedel	0.6	€/km
Förarlöner	80 000	€/år/förare
Lasttid (t_{load})	1	h/tur
Lastkapacitet (Y_{truck})	33	m ³ CO ₂ /tur
Hastighet (v)	50	km/h
Ränta	10	%
Ekonomisk livslängd	10	år

5.6 RESULTAT

Här presenteras de viktigaste resultaten från processimuleringarna med fokus på hur el- och värmeproduktionen påverkas av avskiljningsanläggningen samt resultaten från kostnadsanalysen. Det senare visas i form av en marginalkostnadskurva. Marginalkostnadskurvan bedöms viktig för att såväl politiken som näringslivet ska få en uppfattning av det intervall som kostnaderna ligger emellan, där detta främst beror på storlek på de olika kraftvärmeverken men även av deras lokalisering i förhållande till hamn. Inom ramen för denna studie möjliggörs inte en detaljerad studie av extra kostnader som skulle kunna uppstå på grund av site-specifika förutsättningar.

5.6.1 Påverkan på el och värmeproduktion av CCS

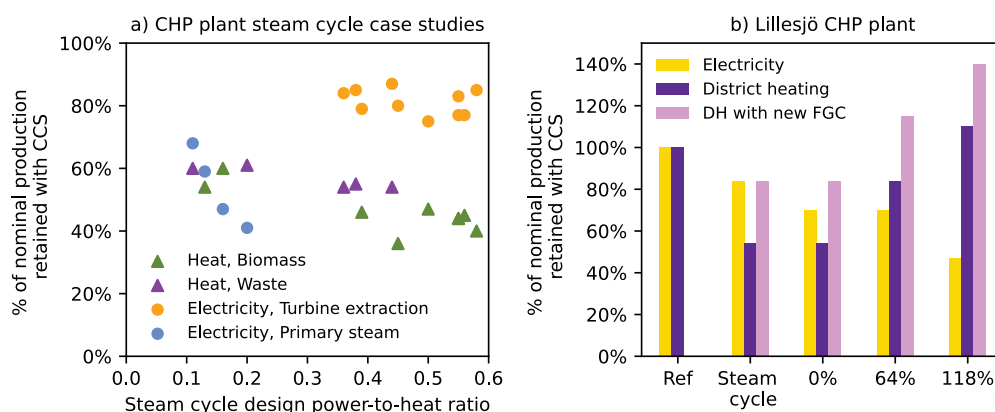
Som indikerats ovan så påverkar koldioxidavskiljning anläggningens prestanda. Figur 7 visar andelen nominell el- och fjärrvärmeproduktion som bibehålls vid drift med CCS. Symbolerna i figur 7a representerar de 14 kraftvärmeverk som modellerats (Tabell 2), med bränsletyp (avfall/biomassa) och typ av ångavtappning (turbין/primärånga). Resultaten avser fullastdrift (dvs. pannlasten hålls konstant med/utan CCS) med 90% infångning i CCS fallet.

Ångcykelns elproduktion med CCS beror på var ånga till reboilern tappas av. Kraftvärmeverk med turbinextraktion (gula symboler i figur 7a) behåller 75%–85% av den nominella elproduktionen, oberoende av ångcykelns alfavärde och ångdata, där spridningen i värdena huvudsakligen är ett resultat av skillnader i anläggningarnas tillgängliga avtappningstrycknivåer. Anläggningar som använder primärånga för att driva CCS har betydligt lägre nivåer av bibehållen elproduktion, mellan 37% och 68%, där de högre värdena motsvarar de två pannorna som i princip är hetvattenpannor (Eksjö kraftvärmeverk och Munkegärdsverket) men med flash-box med turbin för elproduktion, dvs låga alfavärden. Den låga andelen bibehållen el är naturligtvis en konsekvens av att primärånga tappas av innan den har utfört något arbete i turbinen.

Avseende bibehållen fjärrvärmeproduktion från ångcykeln, visar figur 7a att avfallseldade anläggningar (lila trianglar) i allmänhet bibehåller en högre andel av den nominella värmeproduktionen än biomassaeldade anläggningar (gröna trianglar); 54%–67% respektive 36%–65%, där de högre värdena erhålls för fall med

primärånga till reboilern. Observera att den nominella ångcykelvärmeproduktionen exkluderar värmeproduktion från befintliga rökgaskondensorer. Anläggningar som förbränner biomassa genererar mer CO₂ per MW_{th} jämfört med avfallsbränslen, på grund av biomassans högre fukthalt (Tabell 3), vilket leder till ett högre ångbehov till avskiljningen, med ett lägre ångflöde kvar för fjärrvärmeproduktion i turbinkondensorer.

Hänsyn bör även tas till elbehov för att driva CO₂ kompression, och att värme potentiellt sett kan återvinnas från infångningsprocessen. Figur 7b visar prestanda för Lillesjö kraftvärmeverk (avfallseldat, modellerat med en turbinavtappning), för olika värmeåtervinningsfall, samt det fall där en ny rökgaskondensor installeras på denna typ av anläggning tillsammans med en CCS-retrofit. Elbehovet för avskiljning, kompression och förvätskning orsakar en ytterligare minskning av elproduktionen med 14%, och i det fall då värmepumpar används för värmeåtervinning (118% fallet) minskar behållningen av el till 47%. Däremot finns det betydande potential att öka bibehållen värmeproduktion genom värmeåtervinning, upp till 84% med värmeväxlare och 110% med värmepumpar. För anläggningar som installerar en ny rökgaskondensor ökar värmeproduktionen med ytterligare 20%–30%.

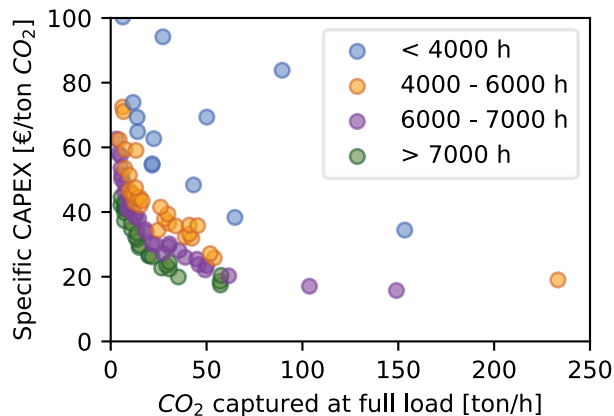


Figur 7. Påverkan på el- och fjärrvärmeproduktion vid 100% pannlast med CCS, uttryckt som den procent av nominell ångcykelproduktion som bibehålls med CCS. a) Ångcykelprestanda som funktion av design-alfa, typ av ångextraktion och bränsle; visas för anläggningarna i Tabell 2 där varje symbol representerar en anläggning, dvs el samt värme för de 14 anläggningarna. b) Prestanda när hänsyn tas till energibehovet för absorptions-, kompressions- och förvätskningsprocesserna, för Lillesjö kraftvärmeverk. "Ref" representerar prestanda utan CCS, "Steam cycle" är ångcykelns prestanda med CCS, och procentsatserna 0%/64%/118% representerar den totala kraftvärme- och kolfångningsanläggningens prestanda för olika delar av värmeåtervinning. DH, fjärrvärme; FGC, rökgaskondensor.

5.6.2 Kostnader för CO₂ avskiljning

Figur 8 visar för fallet med 64% värmeåtervinning hur specifik CAPEX (€/ton CO₂) för koldioxidavskiljningsanläggningen beror av kraftvärmeverkets storlek och antalet fullasttimmar för samtliga anläggningar som inkluderas i studien. Beräkningen har alltså gjorts som en funktion av anläggningsstorlek så som redovisas i kapitel 7.5. Kostnaden, som varierar mellan 16 €/tCO₂ till mer än 100 €/tCO₂, ökar för anläggningar som är små och/eller som har låga utnyttjandetider. Således, om anläggningens nyttjandegrad är låg, fångas mindre koldioxid in än vad som troligtvis motiverar en investering i avskiljningsanläggningen. Därmed har baslastanläggningar med ett högt antal fullasttimmar en lägre specifik CAPEX

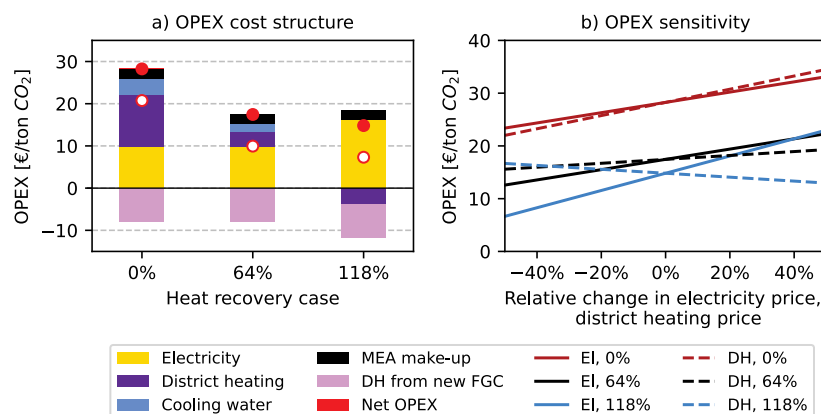
än en lika stor mellanlastanläggning som endast är i drift under vintern. Skaleffekten på specifik CAPEX är starkast för CO₂-flöden <50 t/h, och specifik CAPEX är högre för ett litet kraftvärmeverk med högt utnyttjande än för en större anläggning med ett lägre antal fullasttimmar.



Figur 8. Specifik kapitalkostnad (CAPEX) för koldioxidavskiljningsanläggning på de undersökta kraftvärmeverken. Y-axeln har kapats vid 100 €/ton.

Driftkostnaden (OPEX) för att avskilja koldioxid från kraftvärmeverk presenteras i figur 9. Figur 9a visar driftkostnadens olika komponenter för de tre värmeåtervinningsfallen. Netto OPEX, det vill säga inklusive både kostnader för energibehov och intäkter från återvunnen eller ny fjärrvärmeproduktion, indikeras i figur 9a med röda symboler, där de vitfyllda markerar fallet för anläggningar som genererar värme från nya rökgaskondenseringsinstallationer (RGK). Netto OPEX varierar mellan 15 €/tCO₂ och 28 €/tCO₂ och är högst för fallet utan värmeåtervinning (exklusive ny RGK). De viktigaste kostnadskomponenterna är kostnad för utebliven intäkt från el- och värmeproduktion. Med värmeåtervinning minskar kostnaden för förlorad värmeproduktion och blir till och med negativ (dvs. genererar intäkter) för 118%-fallet, om än på bekostnad av ökade elkostnader. Kylvatten och MEA make-up är relativt små kostnadskomponenter, förutsatt att kylvatten finns tillgängligt. Kraftvärmeverk som installerar en ny RGK får en minskning av OPEX med 8 €/tCO₂ oberoende av värmeåtervinningsnivå.

Figur 9b visar hur specifik OPEX beror av el- och fjärrvärmepriser. För en relativ prisändring på ±50% höjs/sänks OPEX med upp till 8 €/tCO₂ för en 50% förändring av elpriset, och med upp till 6 €/tCO₂ för en 50% förändring av värmepriset, beroende på värmeåtervinningsfall. Då kostnaderna för utebliven el- och fjärrvärmeproduktion för 0%-fallet är ungefär lika stora (figur 9a) har förändringar i el- och värmepriserna liknande effekter på OPEX. Eftersom andelen förlorad värmeproduktion minskar med värmeåtervinning, blir OPEX mindre känslig för värmeprisvariationer i fall med hög värmeåtervinning. Med tanke på den ökade behållningen av värme i 118%-fallet orsakar en sänkning av värmepriset till och med en ökning av OPEX. Fallen 0% och 64% har samma elförbrukningsnivåer och är därför lika känsliga för elprisvariationer, medan 118%-fallet påverkas mer på grund av värmepumpens elbehov.



Figur 9. Specifik driftkostnad (OPEX) för kraftvärmeverk med kolinfångning. a) Kostnadskomponenter för OPEX för de tre värmeåtervinningsfallen. De röda markörerna visar netto OPEX, varav den vitfyllda markören representerar fall där rökgaskondensor installeras i samband med en CCS-retrofit. b) OPEX beroende av elpris- och värmeprisvariationer, för anläggningar som ej har behov av att installera ny rökgaskondensor. Procentsatser i beskrivningen motsvarar resultat för de tre värmeåtervinningsfallen.

5.6.3 Marginalkostnadskurva

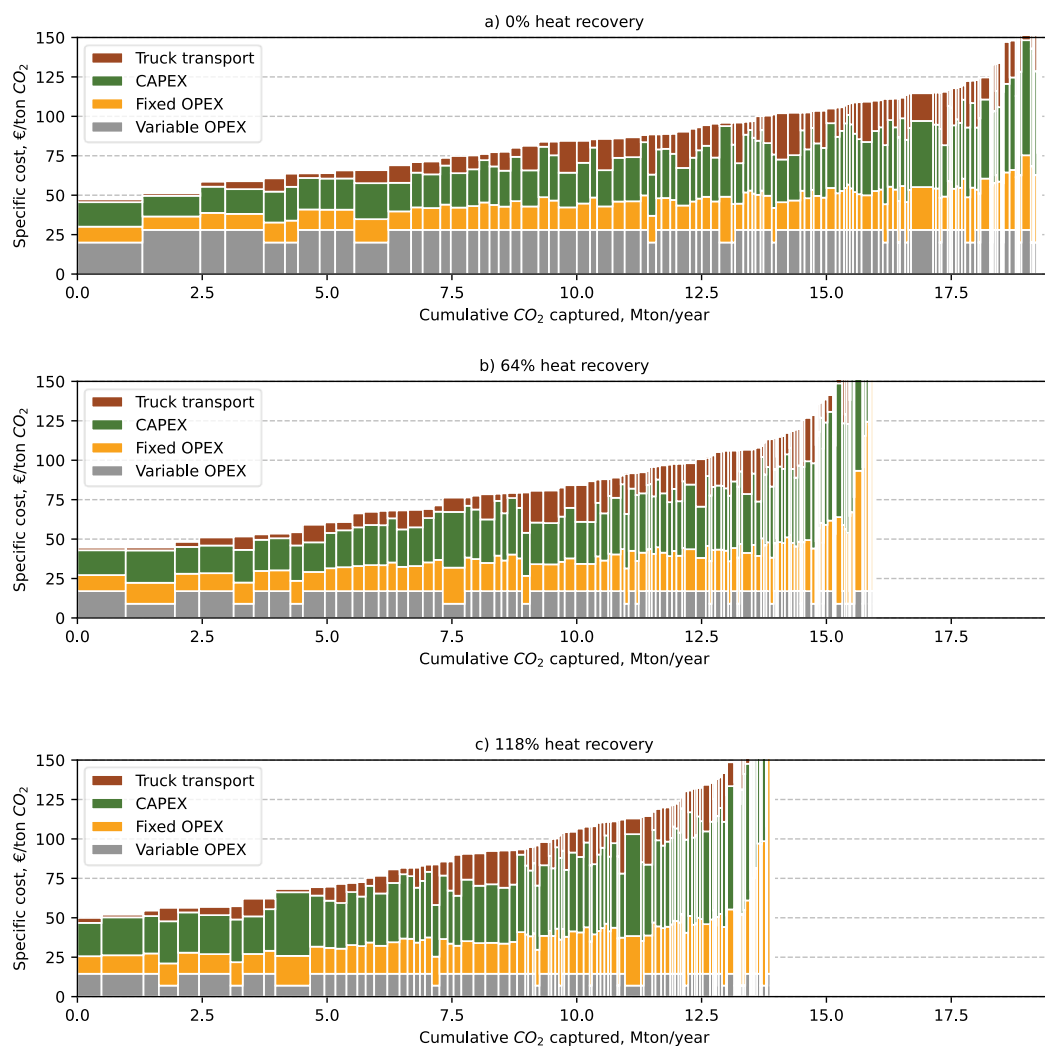
Figur 10 visar marginalkostnadskurvor för koldioxidavskiljning från de svenska kraftvärmeverken (de 110 stycken som ingår i studien) med 90% infångning för de tre värmeåtervinningsfallen, inklusive kostnad för lastbilstransport till närmaste hub. Varje stapel visar den modellerade CO₂ som fångats från ett kraftvärmeverk, med kostnadskomponenter angivna i €/tCO₂-fångat. Den totala CO₂-avskiljningspotentialen (biogen och fossil CO₂) från alla anläggningar uppgår till 13,9 Mt/år, 16,0 Mt/år samt 19,3 Mt/år för de tre fallen 118% värmeåtervinning, 64% värmeåtervinning samt utan värmeåtervinning, där den infångade mängden koldioxid återspeglar kraftvärmeverkens bränsleförbrukning. Av dessa CO₂-utsläpp är 2,6, 2,7 och 2,9 Mt av fossilt ursprung, vilket ger cirka 10, 13 och 16 Mt negativa utsläpp. Detta kan jämföras med det föreslagna BECCS målet om 1,8 Mt/år vid år 2030 samt 3–10 Mt/år vid 2045. Det kan också jämföras med Sveriges totala fossila CO₂ utsläpp som är 41 Mt (2019). Figur 11 visar den geografiska fördelningen av de olika kraftvärmeverken inklusive en uppdelning i kostnadsklasser för koldioxidavskiljning (i fallet med 64% värmeåtervinning dvs från figur 10b).

För de tre fallen kan ungefär 6,4–7,8 MtCO₂/år (biogent och fossilt) avskiljas och transporteras till en hub till en kostnad lägre än 75 €/tCO₂, medan 10,6–13,6 MtCO₂/år kan vara tillgängligt till en maximal kostnad av 100 €/tCO₂. Observera dock att dessa kostnadsberäkningar inte inkluderar kostnaderna för fartygstransport och lagring (till exempel till Nordsjön vilket beräknas kosta ungefär 30–55 €/ton beroende på transportavstånd⁶). Sammanfattningsvis kan konstateras att kostnaderna varierar måttligt med grad av värmeåtervinning. Minskningen av OPEX med ökad värmeåtervinning motverkas generellt av en ökning av CAPEX på grund av att mindre CO₂ avskiljs och de extra investeringskostnaderna för värmepumpen i 118% värmeåtervinningsfallet, så att

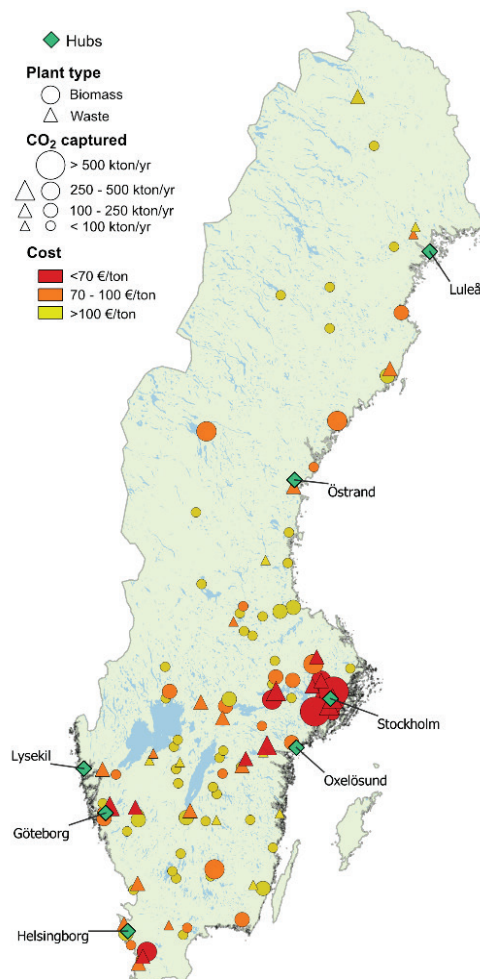
⁶ Kostnad angiven av Equinor (Sandberg, 2020).

den lägsta kostnaden för avskiljning och lastbilstransport ligger inom intervallet 45–50 €/tCO₂ i samtliga fall.

Figurerna 10 och 11 visar även att kostnaden för infångning och lastbilstransport från de minsta eller minst utnyttjade anläggningarna – och speciellt de som ligger inne i landet – är ganska hög, dvs väsentligt högre än vad som normalt är förknippat med CCS på cirka 100 €/tCO₂. För den enskilda anläggningen påverkas kostnaden för att fånga in ett ton koldioxid av anläggningens drifttid, som styr hur mycket CO₂ som finns att fånga på årlig basis. Mängden infångad CO₂ har en direkt inverkan på specifik CAPEX och fixed OPEX (€/ton), eftersom dessa utrustningsrelaterade kostnader måste betalas oavsett hur mycket CO₂ som faktiskt avskiljs. Drifttiden kan, till exempel, påverkas av anläggningens plats i driftordningen (baslast vs mellanlast), värmebehovet (varmt vs kallt år), och/eller hur mycket värme som återvinns från CCS-processen. Som visas i figur 8 är anläggningens storlek (rökgasflöde) en viktig parameter för CAPEX. Variabel OPEX påverkas, förutom från CCS-processens värmebehov och värmeåtervinningsfall (figur 9), även av el- och fjärrvärmepriser, som kan förväntas få ökad volatilitet i ett framtidsscenario med kraftig utbyggnad av vindkraft (figur 9).



Figur 10. Marginalkostnadskurvor för koldioxidinfångning vid svenska kraftvärmeverk. X-axeln ger den totala potentialen för infångning (inklusive biogen och fossil CO₂) för fall med: a) 0% värmeåtervinning; b) 64% värmeåtervinning; och c) 118% värmeåtervinning. Y-axeln har kapats vid 150€/t.



Figur 11. Geografisk fördelning av svenska kraftvärmeverk och deras respektive potentialer för årlig koldioxidavskiljning (biogen och fossil CO₂) och tillhörande specifika kostnader för infångning och lastbilstransport, för 64% värmeåtervinningsfallet. De föreslagna knutpunkterna för CO₂-transport antas placeras i större existerande hamnar.

5.7 DISKUSSION

Processimuleringsresultaten visar på hur MEA avskiljning av 90% av koldioxiden från rökgaserna påverkar ångcykelprestanda hos kraftvärmeanläggningarna. Den praktiska genomförbarheten av MEA avskiljning bör emellertid studeras i mer detalj med avseende på dellastdrift och retrofit av turbiner. Off-designsimuleringar av dellastdrift indikerar att vissa anläggningar kan få problem med tryckhållning i turbinsteget där ånga tappas av till reboilern. Det kan även finnas begränsningar för hur stort ångflöde som är möjligt att ta ut i avtappningspunkterna. Drift med CCS och/eller dellastdrift kan därför kräva antingen: (i) att mindre ånga tappas av till CCS vilket därmed ger en lägre infångning; eller (ii) att ånga tappas av vid ett högre tryck. Ångflödena som tappas av för att driva infångningsprocessen är av betydande storlek och ångflödet som blir kvar i turbinen kan vara lägre än miniminivån. Möjligheten att tappa av de nödvändiga ångflödena utan omfattande ombyggnation av ångturbinen behöver undersökas.

Det är viktigt att påpeka att det värmebehov till reboilern som använts i denna studie (3,6 MJ/kgCO₂) bör betraktas som ett konservativt värde och att värdet möjligen skulle kunna minskas eller att andra avskiljningsprocesser med lägre värmebehov kan utgöra konkurrenskraftiga alternativ, vilket potentiellt kan leda till förbättrade processprestanda. Det är dock viktigt att komma ihåg att det antagna värmebehovet – som stämmer med industriella erfarenheter - inte är långt ifrån det teoretiskt minimala vilket innebär att förbättringspotentialen för post-combustion avskiljning är begränsad.

6 Alternativa avskiljningsprocesser

Valet av infångningsprocessen påverkas av kraftvärmeverkets individuella förutsättningar och avskiljningsprocessens styrkor och svagheter. Viktiga faktorer för den optimala lösningen är CO_2 -koncentrationen i rökgasen, tillgång till kylvatten, fjärrvärmeunderlaget, drifttider för olika driftfall (fullast, dellast, minimumlast), leverans av processånga, plats, elpris, bränslepris och värmepris plus flexibilitet i fjärrvärme- och elnätet samt om det rör sig om en nybyggnation eller en befintlig panna. Flexibilitet i fjärrvärmenätet ger möjlighet att en annan fjärrvärmeanläggning (t.ex. en reserv) kan ta över produktion vid hög last, så att CO_2 -infångningen kan optimeras. I Kapitel 8 presenteras alternativa avskiljningsprocesser till absorption med MEA som kan vara intressanta att undersöka mer i detalj i en förstudie. Huvudfokus ligger på den så kallade HPC-el processen (Kapitel 8.1) som har en liknade (dock något mindre) energiförbrukning än MEA processen, men förbrukar bara el och ingen ånga.

En CO_2 -avskiljningsprocess leder till en minskad elleverans på två sätt. Dels minskar kraftvärmeverkets elleverans till elnätet genom anläggningens egenförbrukning för pumpar och kompressorer, dels minskar elleveransen genom minskad elproduktion då mindre ånga finns tillgänglig att expandera i turbinen. Många kraftvärmeverk i Sverige styrs av fjärrvärmeunderlaget och är dimensionerade så att all ånga används i fjärrvärmekondensatorerna under fullast (avtappningarna "Extraction" och "Backpressure Condenser" i figur 5). För att kunna avskilja CO_2 med en process som behöver mycket ånga (t.ex. en MEA-process) måste i regel en stor andel ånga eller till och med all ånga ledas genom en direktkondensor (bypass kondensor i figur 5). I ett sådant läge förlorar anläggningen en stor del eller all sin elproduktion trots att infångningsprocessen har en relativ liten egenförbrukning av el. I en omvänd situation med lågt fjärrvärmeunderlag kan infångningsprocessen utgöra en extra värmelast som leder till en högre utnyttjningsgrad av pannan och högtrycksturbinen.

Utöver detta kan det uppstå ett läge där andelen ånga som skulle kunna ledas genom turbinen, efter avtappning för MEA-processen, blir för liten för att nå upp till turbinens minimumflöde. Då måste pannan gå ner i drift för att anpassa ångproduktion till behovet. Även i det fallet kommer ingen el att genereras, medan bränsleförbrukningen samtidigt minskar.

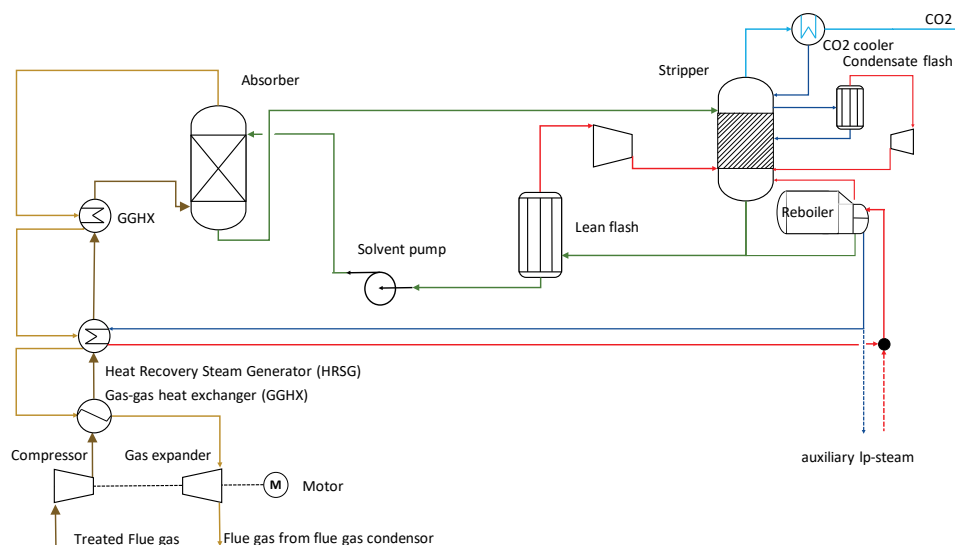
Kylbehovet i CO_2 avskiljnings- och förvätskningsanläggningen kräver att kraftvärmeverk som inte ligger i närhet till hav eller å med kylvattentillgång, behöver installera kyltorn (våta om det finns vatten) eller luftkylare. Jämfört med kolkraftverk med en kondensturbin har ett svenskt biomassa-eldat kraftvärmeverk i regel inget kylbehov utöver kylningen från själva fjärrvärmenätet. En del kraftvärmeverk är därmed belägna utan tillgång till kylvatten. I kapitel 9 beskrivs en process med värmepumpar i stället för ett kylsystem. Vid integration med en MEA-process ökar elförbrukningen medan ångbehovet till fjärrvärmeproduktion minskar då värmepumpen levererar en del av fjärrvärmen vid ett fast fjärrvärmebehov. På så vis frigörs det mer ånga som kan användas i MEA-processen.

6.1 AVSKILJNING MED HPC-PROCESSEN

Jämfört med MEA-processen har den så kallade Hot Potassium Carbonate (HPC)-processen en mycket större egenförbrukning av el men är å andra sidan mindre eller inte alls beroende av ånga från turbinen. Det finns därför ingen risk att turbinen måste stängas av på grund av ångbrist. Elbehovet kan tillgodoses via kraftvärmeverkets egen turbin eller från elnätet. Det är också möjligt att minska elförbrukningen och köra processen i blandad el/ång-drift. Samtidig har HPC-processen ett minde kylbehov än MEA-processen då absorbern har en temperatur på över 80°C. Detta innebär att kylning kan göras direkt med fjärrvärmevatten vid en returtemperatur på 45°C utan behov av värmepumpar.

6.2 BESKRIVNINGEN AV HPC-PROCESSEN

Hot Potassium Carbonate (HPC)-processen har fått sitt namn av att karbonatlösningen har en temperatur på 60–120°C i absorbern då det reagerar med koldioxiden och bildar kaliumvätekarbonat. Reaktionen är reversibel, och desorptionen gynnas av höjd temperatur. Temperaturen hålls över 60°C och gärna ännu högre för att undvika utfällning av kaliumbikarbonat. Processen illustreras i figur 12.



Figur 12. Hot Potassium Carbonate (HPC)-processen d.v.s. kaliumkarbonatbaserad avskiljning av CO₂ – principskiss baserad på CO₂ Capsol ASs patentiösning för värmeåtervinning (Midroc & BluCarbon Solutions 2020).

Rökgasen kan föras direkt till kompressorn från rökgaskondensorn eller kylas till en lägre temperatur med kylvatten i en tillkommande rökgaskondensor. Rökgastemperaturen begränsas egentligen inte av den ökande elförbrukningen utan av kompressorns kravspecifikation för maximal utloppstemperatur och volymflöde. Värmen som alstras under kompressionen kan återvinnas helt och hållet i processen både som högvärdig värme över 60 °C och som minskat ångbehov i återkokaren.

Kompressorns elförbrukning halveras genom hopkoppling med en gasexpander som expanderar rökgasen så att ingen fukt kommer kondenseras ut vid expansionen och effekten på expandern maximeras. Den CO₂-fattiga rökgasen expanderas till atmosfärstryck. Den renade rökgasen värmeväxlas med den komprimerade rökgasen.

Temperaturen i absorbern bör ha en säkerhetsmarginal över kaliumkarbonatets kristallisationstemperatur för att förhindra igensättningar i absorbern med minskad effektivitet i hela absorptionsprocessen som följd. Temperaturen i absorbern kontrolleras av rökgastemperaturen som strömmar in i kolonnen och det CO₂-fattiga lösningsmedlet (lean solvent). Rökgastemperaturen kan kontrolleras med en kylare i toppen av absorbern där fjärrvärme kan återvinnas. Temperaturen för lösningsmedlet bestäms av trycket i lösningsmedel-flashen (lean-flashen).

Regenereringen av lösningsmedlet sker i desorbern (stripper), som har tre ångkällor. Liksom i MEA-processen behövs det en återkokare (reboiler). I återkokaren förångas en del av vattnet i lösningsmedlet och leds in i botten av strippern. Återkokaren drivs med lågtrycksånga som delvis eller helt och hållet kan genereras från värmen som genereras under rökgaskompressionen. Om den "interna" ångan inte räcker till behövs kompletterande lågtrycksånga från antingen turbinen eller annan källa. De två andra ångkällorna är lean-flashen och en kondensat-flash. Om det finns gott om ånga vid anläggningen och om ångans värde är lågt jämfört med elens kan processen byggas utan kondensatflash och lågtrycksånga kan användas så att elförbrukningen minskar.

Temperaturskillnaden mellan absorber och stripper är mycket lägre i HPC-processen än i MEA-processen. Det är därför inte nödvändig att investera i en solvent/solvent-värmeväxlare. Kyleffekten i lean-flashen är tillräckligt för att kyla lösningsmedlet innan absorber.

Investeringskostnader för HPC-processen förväntas vara i samma storleksordning som för MEA-processen. Driftkostnaderna är, som i MEA-processen, mest beroende av el- och fjärrvärmepriser.

HPC-processen har inget eget kylbehov. Kylbehovet finns dock i förvätskningsanläggningen där det behövs antingen en värmepump, kylvatten eller en kylanläggning som i MEA-processen. Syrehalten i den slutgiltiga CO₂-produkten är ännu oklart. Då det förekommer högre tryck i absorbern och vakuum i andra delar av processen finns det risk för högre syre- och kvävehalter i CO₂-produktionen, vilket måste hanteras beroende på kraven från CO₂-mottagaren.

6.3 ENERGIFÖRBRUKNING I HPC-PROCESSEN

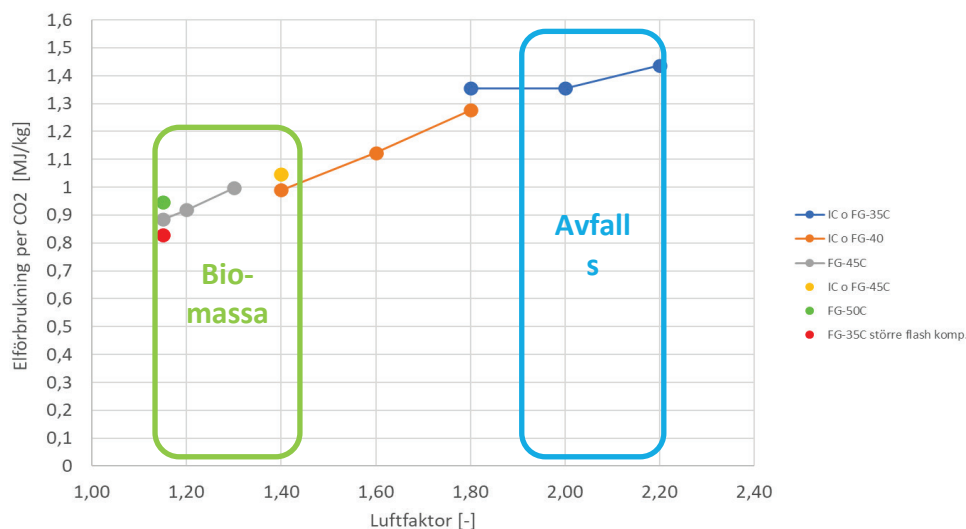
Elförbrukning i HPC-processen är hög per ton CO₂. Det är framförallt trycksättningen av rökgaserna till 6-12 bar (för att åstadkomma rätt partialtryck av CO₂ i absorbern) som är elintensiv. För att täcka värmebehovet i ren eldrift, alltså utan förbrukning av lågtrycksånga, har ett elbehov mellan 0,7 och 1 MJ/kg el rapporterats. Egna beräkningar i projektet har bekräftat att en energiförbrukning kring 0,9 MJ/kg är möjlig om CO₂-halten i rökgaserna är relativt högt.

Figur 13 visar att en elförbrukning mellan 0,8 och 1 MJ/kg är möjligt för förbränning av biobränsle, som restprodukter från skogen, då en luftfaktor mellan 1,15 och 1,4 är vanligt. Avfallsförbränningen kräver i regel en mycket högre luftfaktor som kan vara 2,2 eller möjligvis ännu högre. Med en högre luftfaktor följer en lägre CO₂-koncentration i rökgasen. Simuleringar resulterade i en elförbrukning kring 1,4 MJ/kg för avfallsförbränning.

I en känslighetsstudie ökades trycket i absorbern från 5,4 bar(a) vid nästan stökiometrisk förbränning till 10,4 bar(a) vid en luftfaktor på 2,2. Referenstrycket i studien är 6 bar(a) vid en CO₂-koncentration på 16,7 vol% (torr gas). Det är dock så att även referenstrycket är en parameter som kan optimeras. Via mättnadsgraden av lösningsmedlet i botten av absorbern påverkar trycket energibehovet för regenerering. Sedan påverkas tryckkravet i absorbern av vilken katalysator (promotor) som används. Ett högre tryck ökar absorptionskinetiken och skulle därmed minska höjden på absorptionskolonnen. Stockholm Exergi undersöker sambandet mellan viktiga processparametrar och en eller fler katalysatorer (promotor) i sin pilotanläggning vid Värtaverket i Stockholm. Tester vid 7 bar(a) i toppen av absorbern har redan genomförts med gott resultat (Gustafsson et al., 2021). Enligt Gustafsson et al. (2021) finns ett tryckintervall från 6 till 8 bar(a) rapporterat i litteraturen. Referenstrycket i den aktuella studien är valt vid den nedre trycknivån och måste uppdateras när fler resultat från testanläggningen publiceras.

Elförbrukningen i figur 13 är ett resultat från simuleringar i Aspen Plus. Modellen i Aspen Plus är baserat på flödesdiagrammet i figur 12. För att simulera elförbrukningen som en funktion av CO₂-koncentrationen i rökgasen har partialtrycket hållits konstant vid inloppet in i absorbern. Vid en lägre CO₂ koncentration behövs ett högre rökgasstryck som leder till en större elförbrukning men också till en ökad ångproduktion i rökgaskylaren.

Figur 13 innehåller tre serier och några enskilda punkter i stället för ett monotont samband. Anledningen är att fler parameter kan och måste ändras när luftfaktorn ökar från 1,15 till 2,2. Några av de viktigaste är mellankylning i rökgaskompressorn, rökgastemperaturen före första kompressorsteg, trycket i lean- och kondensatflashen. Lösningsmedelflödet och saltkoncentrationen har hållits konstanta i studien.



Figur 13. Specifik elförbrukning för HPC-processen enligt utförandet i figur 12.

En viktig slutsats är att energiförbrukningen i HPC-processen är mer känslig för CO₂-halten i rökgasen än i en MEA processen vilket ger HPC-processen en nackdel i avfallsförbränningsanläggningar. En fördel med HPC-processen är dock att karbonat/bikarbonatlösningen inte oxideras av den högre syrekoncentrationen i rökgasen från en avfallsförbränning. Driftkostnaderna för lösningsmedlet förväntas därför vara betydligt lägre än för en MEA-process. Det behövs dock troligtvis en mer detaljerad studie med tester på degradering för att öka förståelse för driftkostnaderna för HPC-processen i avfallsförbränningen.

6.4 ÖVRIGA AVSKILJNINGSPROCESSER

Den tekniska mognadsgraden för runt 25 olika tekniker för CO₂-avskiljning har utvärderats av The Global CCS Institute under våren 2021. Antal processer är ännu fler om olika konfigurationer och olika aminer skulle ses som egna tekniker. En stor del av dessa tekniska lösningar har använts under lång tid inom kemiindustrin (för produktion av syngas, naturgas och ammoniak) men där partialtrycket av CO₂ är högre än i rökgaser från kraftvärmesektorn samt att avskiljningen är en del av processen och kostnaden därmed inte kopplad till en kostnad för att minska klimatpåverkan. Under de senaste 20 åren har man lyckats tillämpa några av dessa processer till CO₂-infångning från förbränning av kol och naturgas. Det bör därför även vara möjligt att använda dessa processer för avskiljning från kraftvärmeverk som eldas med biobränsle eller avfall. I tabell 7 har de avskiljningstekniker som i tillägg till MEA- och HPC-processerna bedöms som relevanta tekniker som alltså skulle vara möjliga att tillämpa även om osäkerhet vad kostnaderna skulle bli. Oxyfueltekniken är troligtvis svår att tillämpa på en befintlig anläggning men är en intressant teknik för nya anläggningar. För denna teknik ligger en stor del av avskiljningskostnaden i luftseparationsenheten (ASU; Air Separation Unit). Oxyfueltekniken tillämpades av Vattenfall i en 30 MWth

anläggning i Schwarze Pumpe, Tyskland samt att omfattade försök under olika syrgaskoncentrationer har gjorts på Chalmers i en 100kW anläggning.

Tabell 7. Alternativa avskiljningstekniker som bedöms vara tekniskt möjliga att tillämpa även om osäkerhet vad kostnaden skulle bli för dessa.

Teknik	Företag	Beskrivning
CSI-processen	Saipem (CO2 Solution Inc) äger rättigheterna	• Skulle kunna kallas "Cold Potassium Carbonate" process. • Använder biokatalysator • Regenerering sker i vakuum med ca 80 °C varmvatten istället för lågtrycksånga. • Högre elbehov än MEA processen och kanske även HPC-processen då det hålls ett djup vakuum i strippen. Det behövs dock ingen rökgaskompression. • Investeringskostnader förväntas vara högre än för MEA processen eftersom regenerering av lösningsmedlet sker i vakuum vilket kräver dyrare utrustning. • En referens i form av en industrianläggning finns vid Saint-Félicien massabruk i Québec, Kanada, där den infångade koldioxiden används i ett närliggande växthus.
Oxyfuel-tekniken	Tekniken ägs inte av något företag och kan levereras av till exempel Alstom och IHI men också andra	• Oxyfuel-tekniken har framgångsrikt demonstreras i Vattenfalls 30 MW (termiskt) pilotanläggning i Schwarze Pumpe, Tyskland. • Oxyfuel-processen skulle kunna vara intressant för nya anläggningar. Befintliga är oftast inte tillräckligt täta för att förhindra luftläckage in i CO2 strömmen. • Det är möjligt att dimensionera en oxyfuelpannan för både oxyfuel- och luftdrift. Om elen är dyr så kan processen gå på luft som en kommersiell panna. • Om stora mängder syrgas skulle finnas tillgängligt från en närliggande elektrolysör förbättras förutsättningar för Oxyfuel-tekniken väsentligt
Membranteknik (PolyActive™)	Cool Planet Technologies Limited (CPT) med sin partner Helmholtz-Zentrum hereon GmbH (Hereon)	• Membranteknik för CO2 infångning har mognat och börjar bli tillgänglig i större skala. • CPT och Hereon har tecknat ett Memorandum of Understanding med Holcim Deutschland GmbH (Holcim) för att bygga och demonstrera en CO2 -avskiljningsanläggning vid Holcims Höver -cementverk, nära Hannover, baserat på Hereons PolyActive™ -membranteknik • Vid lyckad demonstration planeras att expandera anläggningen i två ytterligare faser som fångar upp 170 000 ton per år med start 2024 samt 1,3 miljoner ton per år från 2026. • Enligt CPT är elförbrukningen 0,5 MWh/t avskild CO2 (=1,8 MJ/kg) • Tekniken är modulbaserad och kapaciteten kan ökas genom att lägga till fler standardmoduler som körs parallellt. Renheten av CO2 kan ökas succesiv genom att lägga till fler moduler i serie.
Chilled ammonia process (CAP)	Tekniken har ursprungligen tagits fram av Alstom i Växjö och ägs numera av General Electric (GE)	• Absorptionsprocess som använder ammoniak som lösningsmedel. • Ångbehovet i återkokaren är lägre än i MEA processen (2,2 – 2,8 MJ/kg, CO2) men den fördelen äts mer eller mindre upp av den högre CAPEX och en mer komplex process. Det gäller särskilt för ett kraftvärmeverk som har driftuppehåll under sommar. CAPEX får då en ökad betydelse. • Ökat CAPEX kan härledas från behovet av utrustning som förhindrar utsläpp av ammoniak till atmosfären. • Kylbehovet är större för CAP processen än för MEA och HPC-processen, vilket är en nackdel om inte kylning med kallt havsvatten finns tillgänglig.

6.4.1 CSI-processen

CSI-processen är nära "släkt" med HPC-processen och skulle kunna kallas "Cold Potassium Carbonate" process. Anledningen till det högre trycket och den höga temperaturen i HPC-processen är den långsamma reaktionskinetiken för att binda koldioxiden i kaliumkarbonatlösningen. Den höga temperaturen och det höga partialtrycket av CO₂ ökar upptagningen av CO₂ i absorbern. CO₂ Solution Inc. (Canada) har utvecklat en biokatalysator som ökar hastigheten på CO₂-upptagningen vilket möjliggör att CO₂ kan absorberas under nära atmosfäriskt tryck och vid en temperatur kring 40 °C. Den låga temperaturen ger liksom i MEA-processen en mer gynnsam jämvikt så att en högre mättnadsgrad är möjlig.

Liksom HPC-processen använder CSI-processen en kaliumkarbonat/vattenblandning som lösningsmedel som varken är toxisk eller degraderas till toxiska föreningar. Skillnaden är att processen håller låga temperaturer och låg tryck. De långsamma reaktionerna katalyseras av en biokatalysator som CO₂ Solution Inc. (CSI) har utvecklat. CSI i ägs numera av italienska Saipem och katalysatorn kan licenstillverkas av fler leverantörer rund om i världen.

CSI-processen skulle kunna vara en värmelast i stället för fjärrvärme och skulle därför kunna öka antal drifttimmar under vår, höst och möjligen sommar. Processen behöver hetvatten vid 80 °C för att regenerera lösningsmedlet enligt leverantören. Investeringskostnader förväntas vara högre än för MEA-processen eftersom strippern håller ett vakuum med betydligt större utrustning och elförbrukning som följd. En referens på en industrianläggning finns installerat vid Saint-Félicien massabruk i Québec, Canada. Den infångade koldioxiden används i ett närliggande växthus. Processen ska också demonstreras vid ett av Stora Enso's massabruk i Sverige inom ett nyligen startat EU-projekt (ACCSESS – providing access to cost-efficient, replicable, safe and flexible CCUS).

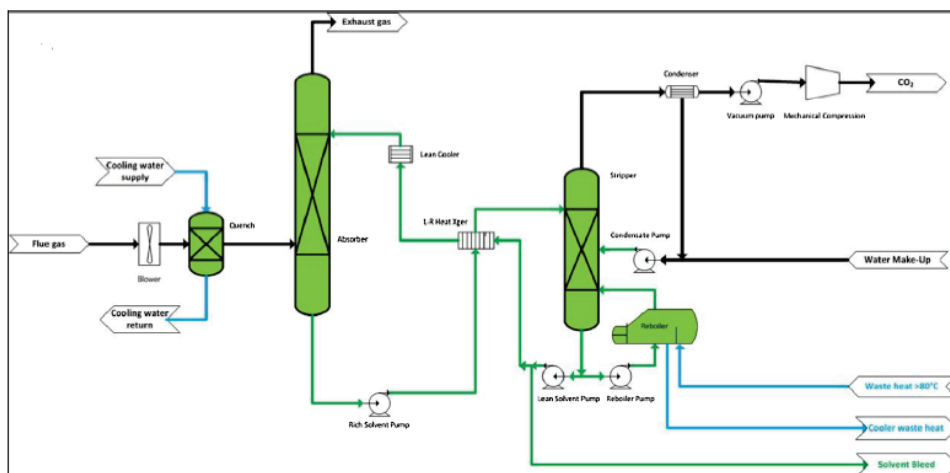


Figure 14. Process flow diagram of CSI process (Saunier m.fl., 2019)

Med hjälp av processimuleringar i Aspen Plus fann Saunier m.fl. (2019) att CSI-processen är tyngre än MEA processen (en CSI process på 5360t motsvaras av en MEA-process av samma infångningskapacitet på 4260 t). Processanläggningarnas

vikt ger vanligtvis en god indikation på investeringskostnader. Det betyder att CSI-processen troligtvis har ett ungefär 25% högre CAPEX än MEA-processen ($5360t/4260t = 1,26$)

6.4.2 Ammoniäkbaserad avskiljning (CAP)

Ammoniak kan användas som lösningsmedel i en CO₂-absorptionsprocess. Fördelen är att ammoniak är billigt och att CO₂ levereras vid ca 20 till 25 bars tryck vilket gör att förvätskningsprocessen är enklare. Det behövs dock en kylanläggning för att nå tillräckligt låga temperaturer i absorbern. Kylanläggningen kan dimensioneras så att förvätskningsprocessen kan integreras med infångningsanläggningen. Den betydligt högre investeringskostnaden för en CAP-process jämfört med en MEA- eller en HPC-process jämnas delvis ut på det sättet. Processen är emellertid mer komplicerad än de andra två. Figur 15 visar flödesschemat för en CAP-anläggning och dess viktigaste komponenter. Exemplet i figur 15 refererar till en applikation för CO₂-infångning tillämpad på en anläggning för cementtillverkning (Pérez-Calvo, 2018). Energiförbrukning och investeringskostnader i aktuell studie är skalade från Nordenö m.fl. (2019) som räknade på en applikation tillämpad på en sodapanna med ungefär samma rökgassammansättning som ett kraftvärmeverk. Processens huvudströmmar har nummerats och de viktigaste delarna av utrustningen är märkta.

Den heta rökgasen (ström 1) kommer från rökgaskondensorn in i en direktkontaktkylare (DCC). Rökgaserna måste kylas till ungefär 40°C och SO₂-koncentrationen i rökgasen måste minskas till under 1-2 ppmv. Annars kommer SO₂ som finns i rökgasen att reagera med den vattenhaltiga ammoniaklösningen i CO₂-absorbern i CAP-anläggningen, vilket leder till bildandet av ammoniumsulfat ((NH₄)₂SO₄) och därmed till att CO₂-upptagningskapaciteten hos ammoniaklösningen minskar. Minskningen av SO₂-koncentrationen sker i en mellanliggande sektion som matas med utspädd ammoniaklösning som delvis är mättad med SO₂. Genom att justera pH-värdet faller man sedan ut (NH₄)₂SO₄ i en utrustning för fastfashantering. (NH₄)₂SO₄ bildas som biprodukt och kan eventuellt säljas som gödningsmedel.

Den centrala delen i anläggningen är CO₂-avskiljningssektionen. Här avlägsnas CO₂ från rökgasen i en absorber och frigörs sedan i en desorber. Koldioxid som finns i den kylda rökgasen som kommer in i botten av absorbern överförs till vätskan som strömmar ner motströms. Vätskelösningen som strömmar nedåt längs CO₂-upptagningsdelen av CO₂-absorbern kyls ned med kylvatten i flera steg i kolonnen, eftersom det maximerar drivkraften för CO₂-infångningen och därmed minskar kolonnhöjden. Den CO₂-rika lösningen som lämnar botten av CO₂-absorbern delas upp i tre delflöden:

- Absorberrecirkulationen är den ström som kyls med vatten och köldmedel och skickas till toppen av CO₂-absorbern för att minimera NH₃-förångning i rökgasen. Ju lägre temperaturen är och ju högre CO₂-belastningen är i recirkulationsflödet, desto lägre NH₃-koncentration kan man nå i den CO₂-utarmade rökgasen som lämnar CO₂-absorberaren.
- Toppen av CO₂-desorbern för att reglera temperaturen i CO₂-desorbern och därmed för att begränsa NH₃-koncentrationen i den gasformiga CO₂-

strömmen som lämnar toppen av CO₂-desorbern, samtidigt som man undviker en kondensor.

- c. Den rika/magra (rich/ lean) värmväxlaren står för värmeintegration innan den går in i CO₂-desorberns mittensektion.

Den återvunna CO₂-gasen från desorbern innehåller NH₃ och måste renas i en CO₂-vattentvätt (CO₂-WW i figur 15) som är ytterligare en kolonn där en vattenström möter CO₂ motströms. Sedan komprimeras och förvätskas den renade koldioxiden.

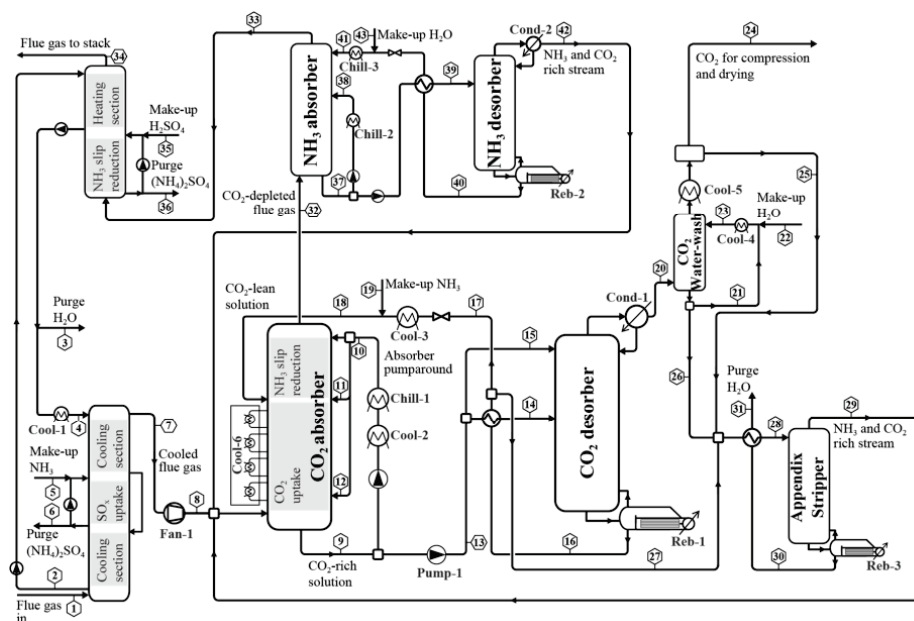
Den CO₂-utarmade rökgasen som kommer ut från absorbern innehåller betydande mängder ammoniak (2 000 – 15 000 ppmv), varför även den strömmen behöver tvättas. Rökastvätten består igen av en absorber och en desorber, men i stället för att CO₂ absorberas gör NH₃ det istället. För att minimera lösningsmedels- och CO₂-förluster återvinns gasströmmen som lämnar toppen av NH₃-desorbern, som är rik på CO₂ och NH₃, till botten av CO₂-absorbern. Vätskeflödet som lämnar NH₃-desorberns botten består huvudsakligen av vatten och skickas, efter kylning med vatten och kylvätska, till toppen av NH₃-absorbern för en ny NH₃-infångningsprocess.

För att undvika att vatten ackumuleras i systemet krävs att ett visst vattenflöde tas ut ur processen. För att undvika att ammoniak och infångad koldioxid går förlorad med överskottsvattnet krävs ytterligare en stripper. Längst ner i strippern samlas nästan rent vatten som förs bort för att stänga vattenbalansen i systemet. Längst upp i kolonnen får man CO₂ och cirka 99,8% och NH₃ som skickas tillbaka till botten av CO₂-absorbern. Återvinningen minimerar därför förbrukningen av färsk ammoniaklösning.

Slutligen passerar den CO₂- och NH₃-utarmade rökgasen från NH₃-absorbern genom en tvättkolonn med en vattenlösning av svavelsyra (H₂SO₄) med ett pH på cirka 3 för att nästan helt avlägsna ammoniakutsläppen. Svavelsyra och ammoniak reagerar även här och ökar mängden (NH₄)₂SO₄. Efter syratvätten värms rökgaserna upp med det varma vattnet från rök-gaskylaren för att de ska kunna ta sig upp genom i skorstenen.

Ammoniakbaserad avskiljning har inte använts för CO₂-avskiljning från rökgas i stor skala men vid teknologacentrumet i Mongstad (TCM) finns en demonstrationsanläggning för CAP. CAP har ursprungligen tagits fram av Alstom i Växjö och ägs numera av General Electric som är den enda leverantören av CAP-tekniken globalt (Nordenö et al, 2019). En mindre CAP anläggning testades i anslutning till Karlshamnverket.

CAP är mindre intressant för kraftvärmesektorn då investeringskostnaderna är betydligt högre än för både MEA och HPC. Anledning är behovet av utrustning som förhindrar utsläpp av ammoniak till atmosfären. En del av extrakostnader kompenseras av betydligt lägre kostnad för förvätskningen. Trycket i desorbern är kring 20 bar(a). Det höga trycket besparar minst två CO₂ kompressorer med mellankylning och deras kringutrustning. Ångbehovet i återkokaren är lägre än i MEA processen (2,2 – 2,8 MJ/kg CO₂) men den fördelen överkompenseras i regel av den högre CAPEX och en mer komplex process. Det gäller särskilt för ett kraftvärmeverk som har driftuppehåll under sommaren.



Figur 15. Ammoniakbaserad avskiljning av CO₂ – principskiss baserad på (Perez-Calvo et al, 2018).

6.4.3 Oxyfuel-processen

Som nämnts ovan har oxyfuel- tekniken studerats och utvecklats av bland annat Vattenfall under åren 2000 till 2012. I oxyfuel-processen byts förbränningsluften ut mot rent syre och en återcirkulerad rökgasström. Rökgasåterföring behövs för att kontrollera flamtemperaturen och förbygga påslagsbildning på överhettarna. Vattenfalls tester i Schwarze Pumpe genomfördes med kol och inte med biobränsle. Det finns dock inga tecken på att tekniken inte skulle fungera lika bra med biobränsle så länge temperaturen i pannan begränsas till samma nivå som i konventionella pannor. Oxyfuel-tekniken bedöms vara svår att implementera i befintliga pannor. Befintliga pannor är oftast inte täta och tillåter en hög andel luftläckage in i rökgasen. Även relativ små mängder luftintrång ökar kväve- och (om läckaget sker i rökgaskanalen) syrehalten i CO₂ produkten.

En kraftvärmeanläggning med en oxyfuel-panna har nästan samma investeringskostnader som ett kommersiellt KVV och CO₂-infångning sker utan ångbehov. Kostnaderna för infångning är dock ganska lika dem i en MEA-process då det behövs en luftseparationsanläggning med hög elförbrukning och höga investeringskostnader. I Sverige är elen billigare i förhållande till ånga/värme, så oxyfuel-processen är därför intressant för en nybyggd anläggning. Det är möjligt att dimensionera pannan för både oxyfuel- och luftdrift. Om elen är dyr kan processen gå på luft som en kommersiell panna. Särskild om stora mängder syrgas skulle finnas tillgängligt från en närliggande elektrolysör är det rekommenderat att ta med oxyfuel i förstudien.

6.4.4 Membranteknik

Membranteknik har länge ansetts vara för omogen och dyr i både CAPEX och OPEX för storskalig CO₂-infångning. Dock har Cool Planet Technologies Limited

(CPT) och dess partner Helmholtz-Zentrum hereon GmbH (Hereon) tecknat ett Memorandum of Understanding (MoU) med Holcim Deutschland GmbH (Holcim) för att bygga en CO₂-avskiljningsanläggning vid Holcims Höver -cementverk, nära Hannover, baserat på Hereons PolyActive™ -membrantechnik. Syftet med anläggningen är att demonstrera prestanda, ekonomi och användbarhet för infångningstekniken i stor skala. Vid framgångsrik demonstration kommer parterna att etablera ett ramverk för fortsatt samarbete med teknikens implementering i Holcims övriga cementfabriker i Tyskland som mål.

Inledande tester är planerade att påbörjas under första kvartalet 2022 i projektets första fas. Med start under andra kvartalet 2023 är det planerat att fånga 5600 ton CO₂ per år (tpa). Om det lyckas, planeras det att expandera anläggningen i två ytterligare faser som fångar upp 170 000 tpa och 1,3 miljoner tpa vid start 2024 respektive 2026. Den sista fasen kommer att fånga upp över 90% av koldioxidutsläppen från Höver-anläggningen och leverera CO₂ med hög renhet för användning eller avskiljning.

7 Alternativa tekniker för värmeåtervinning

Tre infångnings- och förvätskningsprocesser har simulerats i syfte att undersöka hur olika processdesigner kan användas för att minska ångförbrukning och öka fjärrvärmeproduktionen. Dessa tre processer har modellerats i simuleringsprogrammet Aspen Plus. Studien motiveras delvis med att befintliga värmekraftverk som ej är kustnära och inte har tillgång till stora mängder kylvatten, och delvis då kylvatten spås bli mer svåråtkomligt i framtida scenarion på grund av klimatförändringar. Värmepumpar har använts för att ersätta kylvattnet, vilket också leder till en ökad fjärrvärmeproduktion mot en ökad elkostnad för att driva värmepumpen.

Vidare har även modifikationer gjorts på strippern, en så kallad "stripper overhead compression" (SOC). Ångkompressionen fungerar i praktiken som en värmepump, då värme kan utvinnas från kondensationen av ångan. Det heta kondensatet kan sedan expanderas och recirkuleras tillbaka till strippern för att minska belastningen på återkokaren i botten av strippern.

Två rökgassammansättningar som kan anses vara representativa för förbränning av biobränsle respektive avfall har använts i simuleringarna, och återfinns i tabell 8.

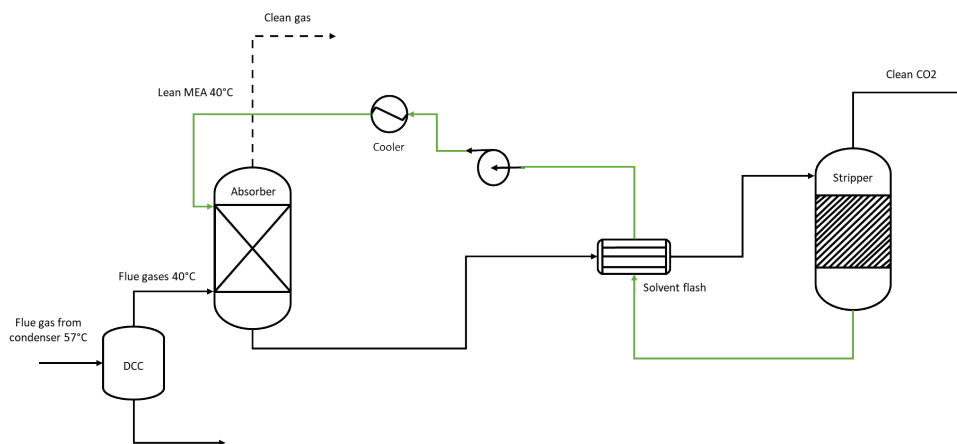
Tabell 8. Rökgassammansättning som använts i simuleringarna av MEA-processen.

Avfallstyp	Rökgassammansättning						
	T (°C)	CO ₂ (vol-%)	H ₂ O (vol-%)	O ₂ (vol-%)	N ₂ (vol-%)	NO _x (ppm)	SO _x (ppm)
Biobränsle	180	12	20	4	64		
Sopor	101	8	9	7	76	8	1

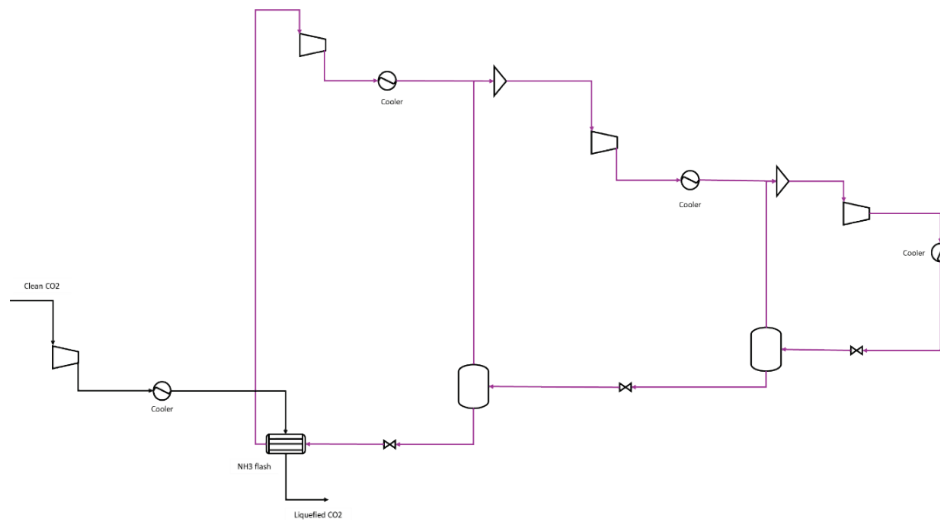
7.1 FALL 1: REFERENSFALL

Fall 1 (referensfallet) har simulerats enligt beskrivningen i kapitel 7 och kan ses i figur 16. Den ingående temperaturen i absorbern är 40°C. En avskiljningsgrad på 90% har antagits i samtliga fall. Strippern arbetar med ett tryck på 1,8 bar vilket resulterar i en utgående temperatur på 122°C i botten av strippern. MEA degraderas termiskt i högre grad vid för höga temperaturer, varvid trycket i strippern, och således utgående temperatur i återkokaren, inte får vara för högt då det leder till onödigt höga kostnader för att köpa in ny MEA.

Förvätskningsprocessen kan ses i figur 17 nedan, och sker i ett externt kylsystem där ammoniak används som kylmedel. CO₂ komprimeras till produkttrycket, 15 bar(g) och kyls till förvätskningstemperaturen (ca -26°C). Förvätskningen sker i en flashkylare där ammoniak förångas vid 1 bar och korresponderande temperatur (ca -33°C). Produkttryck i förvätskningen har valts i enlighet med Northern Lights-projektet, som i skrivande stund är under utredning. Observera att koldioxiden komprimeras i ett flertal steg innan den möter ammoniakflashen, då det annars skulle vara ett alldeles för högt tryckförhållande över CO₂-kompressorn. I referensfallet har endast kylvatten använts, så att de enheter benämnda cooler i figur 16-17 är kylda med vatten.



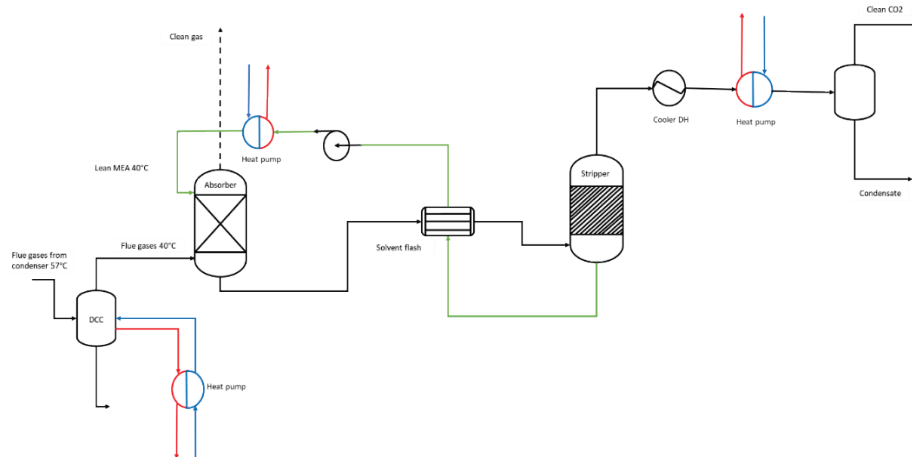
Figur 16. Processdiagram över CO₂-avskiljning med MEA som lösningsmedel. Den gröna linjen markerar det regenererade lösningsmedlet.



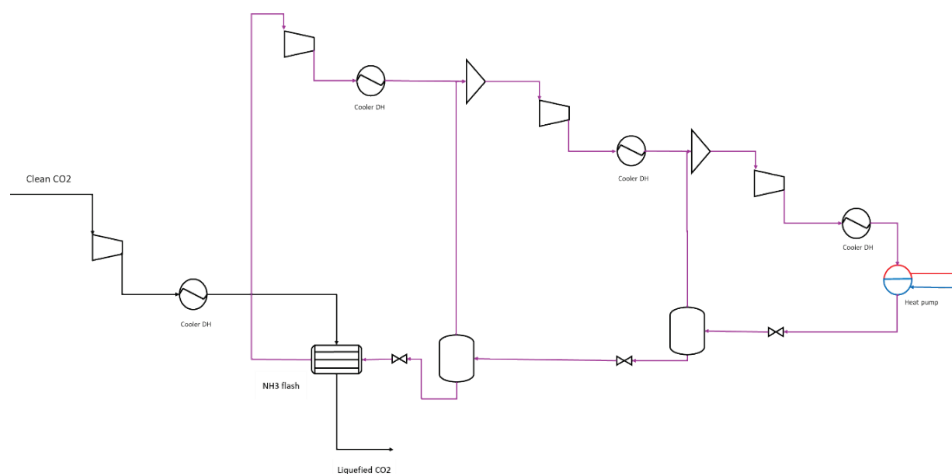
Figur 17. Processdiagram över förvätskningsprocessen av CO₂. I denna förvätskningsprocess används ammoniak i den externa kylkretsen, som markerats i lila.

7.2 FALL 2: FJÄRRVÄRME OCH VÄRMEPUMP

I fall 2 har returvatten i fjärrvärmenätet använts som kylmedel istället för kylvatten. Avskiljningsprocessen ses i figur 18 och förvätskningsprocessen i figur 19. Det har antagits en returtemperatur på 47°C i fjärrvärmenätet, och en 10°C temperaturapproach använts i värmeväxlarna vilket resulterar i att processmediet maximalt kan kylas ner till 57°C i dessa värmeväxlare, som i figur 18-19 är benämnda cooler DH (där DH är district heating). Det finns ett antal platser där processmediet måste kylas till temperaturer under 57°C. Vid dessa platser har värmepumpar använts, vilket fullständigt reducerat kylvattenbehovet. Dessa är benämnda heat pump i figur 18-19. Värmepumparna leder till både en ökad fjärrvärmeproduktion och ökade elkostnader kopplade till värmepumparna. I värmepumparna har kylmediet R134A använts.



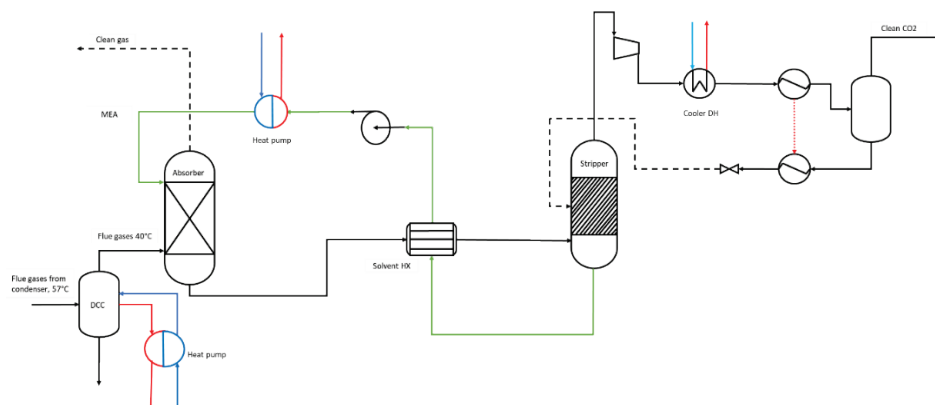
Figur 18. Ett flödesdiagram som visar avskiljningsprocessen där värmepumpar inkluderats för att återvinna värme.



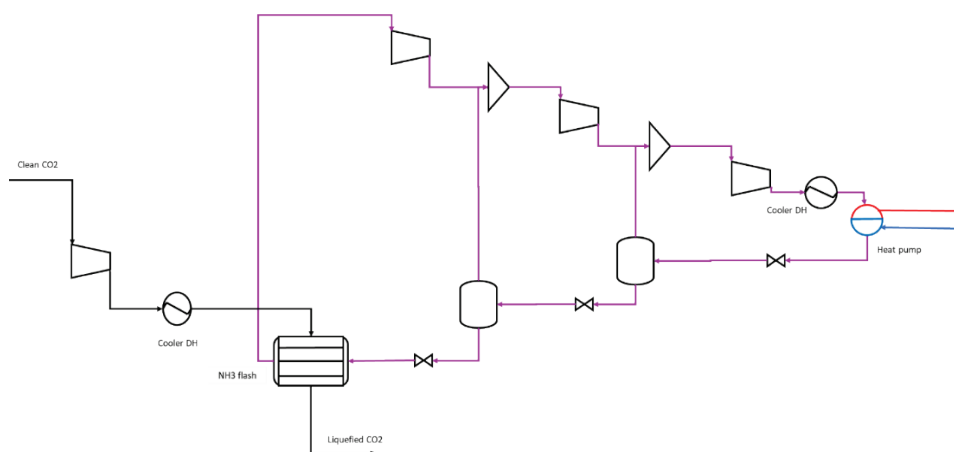
Figur 19. Ett flödesdiagram över förvätskningsprocessen beskriven i fall 1, inkluderat en värmepump.

7.3 FALL 3: STRIPPER OVERHEAD COMPRESSION OCH INGEN MELLANKYLNING

I den tredje designen har kondensorn i strippern ersatts med så kallad stripper overhead compression (SOC), se figur 20. Ånga/koldioxidblandningen som lämnar strippern komprimeras till 4 bar, varvid ångan kondenseras för att extrahera så mycket värme som möjligt. Kondensatet separeras och recirkuleras tillbaka till strippern vid 100°C, vilket minskar belastningen på återkokaren. Kompressionen av koldioxiden ovanför strippern leder även till lägre elkostnader i förvätskningsprocessen, då ett lägre tryckförhållande fås över den första CO₂-kompressorerna. Här har även mellankylningen mellan kompressorerna i förvätskningsprocessen tagits bort till förmån för att utvinna värme vid en högre temperatur, se figur 21. Detta resulterar i en något förhöjd total elkostnad i förvätskningsprocessen. Även i detta fall används fjärrvärme i enheterna coolers, och värmepumpar vid samma platser som i fall 2.



Figur 20. Ett flödesdiagram över avskiljningsprocessen, inkluderat en så kallad "stripper over head compression", som möjliggör värmeåtervinning från kondensatet i strippern.



Figur 21. Ett flödesdiagram av förvätskningsprocessen, där mellankylningarna mellan kompressorerna har tagits bort för att kunna utvinna mer och högvärdig värme vid en punkt i kylkretsen.

7.4 RESULTAT

Resultaten från simuleringarna återfinns för rökgaser från biobränsle i tabell 9, och från avfall i tabell 10. Som förväntat blir den specifika energiförbrukningen högre vid ett lägre partialtryck av CO₂ i rökgaserna, då det krävs mer energi för att öka graden av rening av lösningsmedlet från CO₂ i strippern. Det bör dock observeras att den ökade ång- och elförbrukningen även resulterar i en högre mängd återvunnen värme. Resultaten understryker vikten av värmeintegration i en Bio-CCS-anläggning. Vid en lyckad värmeintegration producerar avskiljnings- och förvätskningsprocessen en värdefull biprodukt, och gör det möjligt att täcka upp kostnaderna för infångningen.

Tabell 9. Resultat från simuleringar baserade på rökgaser från biobränsle.

Fall	Rökgaser från biobränsle		
	Specifik ångförbrukning [kJ/kg CO ₂]	Elförbrukning [kJ/kg CO ₂]	Fjärrvärme [kJ/kg CO ₂]
1	4,0	0,32	-
2	4,0	1,97	6,38
3	4,1	2,06	6,31

Tabell 10. Resultat från simuleringar baserade på rökgaser från avfallsförbränning.

Fall	Rökgaser från avfall		
	Specifik ångförbrukning [kJ/kg CO ₂]	Elförbrukning [kJ/kg CO ₂]	Fjärrvärme [kJ/kg CO ₂]
1	5,3	0,33	-
2	5,3	2,75	9,0
3	5,3	2,84	10,8

8 Systemanalys

Syftet med denna analys är att studera effekterna av att införa Bio-CCS i olika omfattning, och i olika processutförande, på den svenska fjärrvärmesektorn och den nordiska elmarknaden. Med omfattning menar vi vilka anläggningar som utrustas med Bio-CCS och med processutförande avser vi de så kallade HPC- och MEA-processerna. Den förra processen är elintensiv medan den senare förbrukar både el och värme. I modellbeskrivningen kan ett kraftvärmeverk leverera tre nyttigheter: el, fjärrvärme och negativa utsläpp. Mellan de tre nyttigheterna finns vissa trade-off-effekter. Vilket driftläge som väljs i varje timme bestäms av elpris, alternativkostnad för fjärrvärmeproduktionen och de förpliktelser man har att leverera negativa utsläpp (detta beskriver ett auktionsförfarande). De två förra parametrarna är modellresultat och beror på omvärldsförutsättningarna medan det tredje, volymen av negativa utsläpp, ges som indata. Analysen görs i ett framtida perspektiv, närmare bestämt omkring 2035. Fjärrvärmesektorn förutsätts då vara helt fossilfri och det samlade fjärrvärmeunderlaget antas vara något lägre än idag till följd av ökad konkurrens på värmemarknaden och klimatförändringar.

8.1 ALLMÄN BESKRIVNING AV MODELLVERKTYGET EPOD

EPOD-modellen (European **P**ower **D**ispatch) är utvecklad inom ramen för ett flerårigt forskningssamarbete mellan Chalmers och Profu och finns beskriven i Göransson (2014) och Johnsson m. fl. (2014). Utvecklingsarbetet har fortsatt även efter dessa publikationer men fokus har hela tiden legat på det europeiska eller nordeuropeiska elsystemet. EPOD är en produktionssimuleringsmodell, en så kallad "dispatch"-modell. Denna typ av beräkningsmodell bestämmer för en given tidsperiod, i vårt fall ett år, den optimala (med lägst rörlig produktionskostnad) produktionsmixen av el och fjärrvärme för ett givet behov av såväl el som fjärrvärme. Balansen mellan utbud och efterfrågan (på el och fjärrvärme) måste vara uppfylld varje timme. Modellresultaten kan sålunda avläsas för varje timme under året.⁷ Året i sin tur väljs beroende på frågeställning och kan alltså vara ett nuläge eller ett år i framtiden. I detta projekt modelleras året 2035.

I modellen finns en lång rad av ytterligare begränsningar och randvillkor såsom överföringsbegränsningar mellan regioner och länder (stamnätet) och olika driftsbegränsningar för olika typer av produktionsanläggningar. Den ekvation som säkerställer att energibehovet möts av en energitillförsel kallas för balansekvation. I EPOD finns två huvudgrupper av balansekvationer, nämligen för el och för fjärrvärme. Den kostnadsfunktion som ska minimeras i beräkningarna samtidigt som balansekvationerna, och en lång rad andra randvillkor, uppfylls kallas för målfunktion. I vårt fall är det alltså systemkostnaden, det vill säga summan av samtliga regioners produktionskostnad för el och fjärrvärme, som utgör

⁷ Även om EPDO är förberedd för att köras på timnivå har vi använt oss av tretimmarsintervall (var tredje timme beräknas istället för varje) i denna studie för att korta beräkningstiderna till mer hanterliga nivåer. Vi har inte skäl att tro att denna förenkling skulle inverka i någon signifikant omfattning på våra resultat.

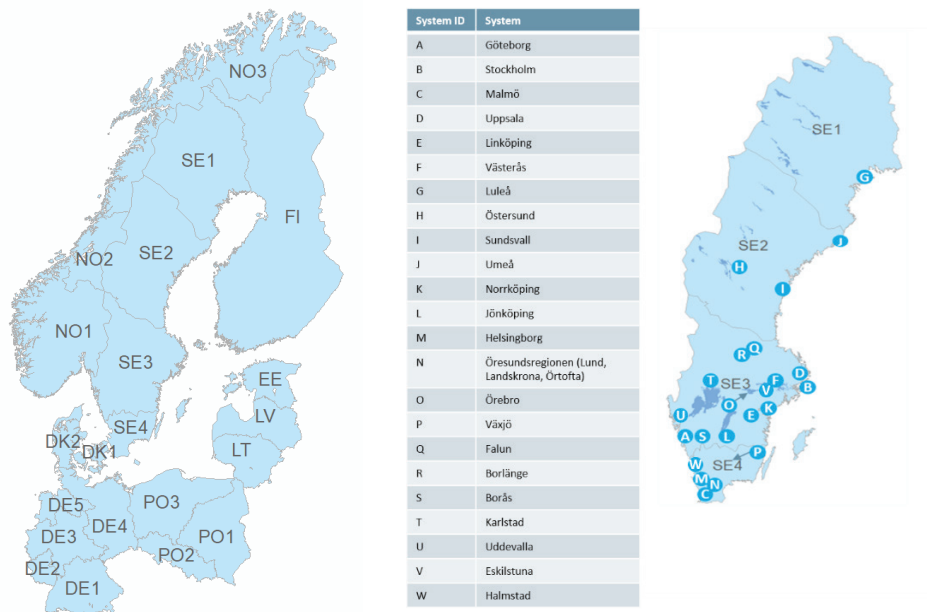
målfunktionen.⁸ En minimering av systemkostnaden leder till att produktionsslag med lägst rörliga kostnader, inom givna begränsningar exempelvis med avseende på kapacitet och tillgänglighet, används först. Detta resulterar i att den rörliga marginalkostnaden för den sista produktionsenheten som behövs för att möta efterfrågan på el eller fjärrvärme fastställer respektive systems, eller regions, marginalkostnad för el eller fjärrvärme.

De geografiska systemgränserna för EPOD, så som modellen utnyttjats i denna studie, utgörs av länderna i norra Europa (se Figur 22).⁹ Länderna är i sin tur indelade i olika elområden definierade av viktiga flaskhalsar i elöverföringen på stamnätsnivå. För vissa länder sammanfaller denna indelning med aktuella verkliga elområden och för några länder har ett antal flaskhalsar identifierats och fiktiva elområden införts (se t.ex. Tyskland, DE1-DE5).

Den svenska fjärrvärmesektorn i EPOD representeras av över 39 verkliga system som modelleras detaljerat, "panna för panna", se figur 22. Dessa system står för knappt 70 % av fjärrvärmeleveranserna i Sverige och resterande 30 % täcks upp av ett tre gruppssystem per elområde, totalt 12 gruppssystem. I fjärrvärmesystemen beskrivs kraftvärme, hetvattenpannor, spillvärme, värmepumpar samt elpannor. Genom kopplade balansekvationer för värme och el där kraftvärmeverk och eldriven fjärrvärme interagerar med elsystemet uppnås en samoptimering och sektorskoppling. Driften av fjärrvärmeanläggningar och implementerad CCS-teknik påverkas därmed av rådande last- och utbudssituation i både fjärrvärme- och elsystem.

⁸ Det är endast den svenska fjärrvärmesektorn som är beskriven med en mycket hög detaljeringsgrad i EPOD. För de övriga länderna omfattar modellverktyget endast en beskrivning av elproduktionen i kraftvärmeverken.

⁹ Modellverktyget hanterar egentligen elsystemet i samtliga länder i Europa indelat i olika elprisområden. Det är också en vanlig systemgräns när EPOD utnyttjas i den forskning som bedrivs på Chalmers. I detta uppdrag har vi dock av praktiska och resursmässiga skäl begränsat modellen analysen till Nordeuropa.



Figur 22: Till vänster: elområden i Nordeuropa modellerade i EPOD så som modellen använts inom detta projekt. Till höger: detaljerade fjärrvärmesystem som modelleras i EPOD "panna för panna" (tabell + karta).

8.2 MODELLERING AV BIO-CCS I EPOD

EPOD hanterar CCS på både kraftvärme och hetvattenpannor och två olika CCS-processer analyseras: MEA och HPC. MEA använder sig av temperaturnivåer för att driva processen och HPC använder i stället trycknivåer (möjliggörs med eldrivna kompressorer). MEA är alltså en värmeintensiv process medan HPC är en mer elintensiv process. I EPOD modelleras inte alla steg i en MEA eller HPC-process då detta är allt för komplext att beskriva i en storskalig energisystemmodell. I EPOD belastar CCS el- och/eller värmeproduktionen som ett direkt resultat av valet att undvika koldioxidutsläpp. Detta innebär att om koldioxid fångas in krävs det antingen värme eller el vilket resulterar i en minskning av dessa produktionsnyttor jämfört med om ingen koldioxid fångas in. Hur stor den anläggningsspecifika minskningen av el- och fjärrvärmeproduktionen blir beror på val av CCS-process samt anläggningsspecifika förutsättningar. Efter att koldioxid separerats behöver gasen komprimeras till flytande form. I modellen beskrivs detta som ett elbehov kopplat till drift av CCS-processen.

En MEA-process som drivs av temperaturskillnader behöver värme som ofta tillgodoses med ånga. Det behövs ca 120-140 grader varm ånga för att få korrekta temperatur- och driftbetingelser för MEA-processen. Denna ånga kan levereras på olika sätt och för kraftvärme gäller två huvudspår: 1. avtappning från turbinsteget vid ca 3-5 bar och 2. avtappning av primärånga från pannan som stryps ned till erforderligt tillstånd. För en hetvattenpanna finns bara primärånga och då gäller att denna har tillräcklig temperatur för att kunna användas i processen.

HPC-processen drivs av tryckskillnader vilket åstadkoms med en eller flertalet kompressorer som drivs av el. I modellen kan detta förenklas till ett behov av el för

att driva en HPC-process. För kraftvärme kan elbehovet tillgodoses med befintlig turbin+generator och då förläggas i direkt koppling till anläggningen, alternativt används el från nätet. För hetvattenpannor krävs att el går att hämta från elnät.

Nedan följer en utvecklad beskrivning av hur CCS-processerna har modellerats samt skillnaderna mellan kraftvärmeverk (KVV) och hetvattenpannor (HVP).

8.2.1 MEA

Detta stycke om MEA fokuserar på de delar som är centrala för att generellt modellera tekniken vid storskalig implementering i fjärrvärmesektorn. För en utförlig beskrivning av tekniken se avsnitt 7.

När MEA-tekniken implementeras i en anläggning uppstår ett värmebehov för att driva separationsprocessen. Detta värmebehov tillgodoses med hjälp av ånga från ångcykeln. Beroende på ångdata och konfiguration för olika anläggningar kan/behöver ånga extraheras från olika platser i ångcykeln. Om cykeln arbetar under högt tryck och turbinen har möjlighet till extraktion kan detta vara att föredra då bortfallet av elproduktion kan minimeras. Hela ångflödet får då expandera över nästan hela det dimensionerade tryckfallet i turbinen och vid ca 3-5 bar extraheras ett ångflöde för att användas till CCS. Observera att det inte räcker med att turbinen har möjlighet att extrahera ånga vid detta tryck utan det krävs även att en tillräcklig mängd ånga kan extraheras. Man måste även vara medveten om att vid extraktion av ånga från en turbin så påverkas hela tryckförhållandet över turbinen. I modellen har detta förenklats till en statisk turbinstatus med och utan CCS. Om en extraktion inte går att använda krävs att primärånga används, vars ångflöde oftast har ett för högt tryck och för hög temperatur och behöver därmed strypas till erforderliga temperatur- och trycknivåer.

I modellen har det antagits att majoriteten av anläggningarna kan använda en ångextraktion från turbinen, vilket medför ett lägre bortfall av el jämfört med användning av primärånga. Från arbetspaketets processberäkningar har det identifierats anläggningar som förmodligen skulle vara tvungna att använda primärånga. Av det skälet modelleras ett fåtal anläggningar med ångflöde från primärånga för att driva CCS-processen. MEA-processen är energiintensiv och infångningsprocessen (exklusive kompression för förvätskning) antas kräva 3,6 MJ/kg,CO₂ (1 tonCO₂/MWh). Vilken påverkan som energiåtgången till CCS-processen får på värme- och elproduktionen i absoluta termer beror på hur kraftvärmeverken är konfigurerade. Beräkningar för MEA-processen inom projektet har använts vid antagande om bortfall av el och värmeproduktion. Vid fullast på ett kraftvärmeverk och en infångningsgrad på 90 % antas elproduktionen minska med 20 % och värmeproduktionen med 50 %. Den värmen som skickats till CCS-processen går i många fall att återvinna tillbaka till fjärrvärmeleveransen. Beroende på vilken nivå av värmeåtervinning som efterfrågas krävs det olika grader av investeringar i utrustning. I denna analys har det antagits en återvinningsgrad av 50 % på all ånga som skickas till CCS-processen. Denna nivå antas inte kräva merinvesteringar i till exempel värmepumpar utan det antas att 50 % kan uppnås med värmeväxlare på delar där CCS-processen har ett kylbehov. Sammantaget tappar en anläggning med MEA 25 % av ursprunglig värmeproduktion.

8.2.2 HPC

Detta stycke om HPC fokuserar på de delar som är centrala för att generellt modellera tekniken vid storskalig implementering i fjärrvärmesektorn. För en utförlig beskrivning av tekniken se avsnitt 8.

Den andra CCS-tekniken som modelleras i systemanalysen är HPC (Hot Potassium Carbonate). Till skillnad från MEA används främst el som drivenergi. I många fall behövs även värme men processen kan köras enbart med el. Denna el kan tänkas komma från en anläggnings generator alternativt kan det konsumeras från elnätet. Elkonsumtionen för denna teknik antas vara 0,85 MJ/kg CO₂ (4,2 tonCO₂/MWh) exklusive kompressionsarbete för förvätskning. Även i HPC-processen uppstår spillvärme som går att återvinna till fjärrvärmesystemen. I detta projekt har det även här antagits att 50 % av energin till HPC-processen går att återvinna. Detta får effekten att ett kraftvärmeverk tappar el vid drift av HPC men får tillbaka värme, värmeproduktionen från hela processen blir då större med CCS än utan.

Hetvattenpannor har inkluderats och då dessa i många fall inte antas vara utrustade med ångcykel för höga tryck har dessa modellerats med HPC-teknik där drivenergin då enbart kommer från elnätet. Då värmeproduktionen är oförändrad och el används till CCS processen med värmeåtervinning blir den totala värmeproduktionen från anläggning + CCS-process större än om anläggningen inte haft CCS av HPC-typ.

8.2.3 Kompression

Utöver energi till infångningsprocessen behövs energi för att driva den del i CCS-processen som trycksätter och förvätskar koldioxiden så att den går att transportera och lagra. Energiåtgången för detta arbete är antaget till 0,1 MWh/tonCO₂ och antas vara samma för både MEA och HPC.

8.3 OMVÄRLDSSCENARIO

I vår analys utgår vi från ett omvärldsscenario för den framtida utvecklingen som i allt väsentligt överensstämmer med Energimyndighetens "Elektrifieringsscenario" som avrapporterades under våren 2021. Scenariot förutsätter, på sikt, en omfattande elektrifiering inom framför allt industri och transporter. Även om detta inte antas få ordentligt genomslag förrän efter 2040 så ökar elförbrukningen väsentligt jämfört med dagens nivå redan till 2030-2035, det vill säga den tidsperiod som vi intresserar oss för här. Den förnybara elproduktionen antas fortsätta att byggas ut i snabb takt och vi förutsätter att svensk vindkraftproduktion år 2035 genererar omkring 70 TWh per år och att solenergi genererar knappt 8 TWh. De sex återstående kärnkraftsreaktorerna antas vara fortsatt tillgängliga. I Sveriges omvärld antar vi att utvecklingen är likartad, det vill säga en signifikant ökning i elförbrukningen och en kraftig (fortsatt) utbyggnad av i huvudsak variabel elproduktion i form av vind och sol. Vi antar också att EUs klimatpolitik är ambitiös och rör sig mot de mål som unionen ställt upp för 2030 respektive 2050. Detta avspeglar sig i en förväntan om höga priser på CO₂. Ytterligare en viktig omständighet för den nordeuropeiska elmarknaden är att vi utgår från en relativt omfattande utfasning av planerbar termisk effekt i form av

kolkraft i främst Tyskland men även i viss utsträckning i Polen. Detta tillsammans med övriga antaganden leder till en väsentlig förstärkning av variabiliteten på elmarknaden.

8.4 CCS-SCENARIER

För att undersöka systemeffekter och potentialen från en storskalig implementering av Bio-CCS har energisystemmodellen använts tillsammans med ett antal scenarier. Scenarierna är tänkta att "ta ut svängarna" för att på så sätt identifiera möjligheter eller problem med en mer omfattande introduktion av Bio-CCS.

Inom analysen har fyra scenarier/beräkningsfall analyserats:

- Samtliga kraftvärmeverk utrustas med Bio-CCS (även avfallsförbränning) av MEA-typ,
- Samtliga kraftvärmeverk och hetvattenpannor utrustas med Bio-CCS (även avfallsförbränning) av HPC-typ
- Endast biobränsleanläggningar utrustas med Bio-CCS, med MEA på majoriteten av anläggningar (HPC på anläggningar där anläggningsägare uttryckt intresse för just den tekniken)
- Endast avfallsförbränningsanläggningar utrustas med Bio-CCS, med MEA på majoriteten av anläggningar (HPC på anläggningar som uttryckt en satsning på denna teknik)

I alla scenarier antas det finnas en marknadslösning eller ett omfattande stödsystem som innebär att företag i början av ett år redan åtagit sig att fånga in 90 % av utsläppen under ett normalår. Modellen har därmed ingen rörlig ersättning för att köra CCS utan det är ett krav som man redan fått ersättning för, det handlar därmed om att köra sina anläggningar med CCS optimalt med hänsyn till värme- och elsystemets förutsättningar.

8.5 RESULTAT

De resultat som beskrivs under detta avsnitt ämnar till att beskriva effekten på el- och fjärrvärmesystemen vid storskalig implementering av Bio-CCS. Systemeffekterna beskrivs på två sätt, med tydliga kvantifierade resultat så som total volym infångad koldioxid men också med kvalitativa analyser av till exempel ansträngda perioder för kraftsystemet. Inom ramen för projektet har ett antal simuleringar fått generera resultat, de olika simuleringarna avser att beskriva skillnaderna mellan teknikval av CCS och skillnader mellan bränsletyper (implementering på antingen avfall- eller biobränsleanläggningar).

Avsnittet inleds med resultat för CCS på aggregerad nivå för fjärrvärmesektorn och behandlar potentialen av infångad koldioxid, åtgången energi för CCS (avskiljning och kompression) samt förändringar gällande bränsleanvändning och totala utsläpp i Sverige och hela Nordeuropa. Efter inledande resultat görs en närmare analys av kraftvärmens drift med och utan CCS. I denna analys ingår kraftbalansen under ansträngda lägen samt hur storskalig CCS påverkar rådande elpriser.

8.5.1 Infångad koldioxid och total förändring av el- och värmeproduktion

I tabell 11 presenteras infångad koldioxid och förändring av el och värmeproduktion vid införande av CCS med MEA eller HPC typ. I fallet med HPC inkluderas även hetvattenpannor då denna teknik kan drivas med hjälp av el. Att hetvattenpannor exkluderas från MEA beror på osäkerheten kopplat till tillgången på ånga med adekvat tryck och temperatur. Total infångad koldioxid i MEA-scenariot är 11,1 Mton och kommer från enbart kraftvärmeverk, med en biogen infångning som uppgår till 8,8 Mton. För HPC gäller samma siffror för kraftvärmeverk men potentialen i bioeldade hetvattenpannor uppgår till 3,7 Mton, och total infångning ökar då till 14,9 Mton varav 12,4 är biogen infångning.

Tabell 11. Infångad koldioxid för scenarier med enbart MEA och enbart HPC.

Infångad CO ₂ , [Mton]	Totalt	Biogen	Fossilt	Infångad i KVV	Infångad i HVP
MEA på samtliga kraftvärmeverk	11,1	8,8	2,4	11,2	0
HPC på samtliga kraftvärme- och värmeverk	14,9	12,4	2,4	11,2	3,7

I tabell 12 nedan redovisas resulterande effekt på energibalanser som ett resultat av CCS. Total produktion av el och värme i MEA-scenariot är i princip samma som för referensscenariot medan i fallet med HPC så minskar levererad el med 2 TWh samtidigt som återvunnen värme gör att värmeleveransen från kraftvärmeverk + CCS-process ökar med 1,9 TWh. HPC-processen kan med andra ord ses som en värmepump som förutom att producera värme även fångar in koldioxid. Att elproduktionen ökar med MEA beror på ökad utnyttjningstid som medför fler tillfällen för elproduktion.

Tabell 12. Sammanställning av energiflöden till CCS, el- och värmeproduktion samt el till kompression.

[TWh]	Energi till CCS	Elproduktion Från KVV	Värmeproduktion Från KVV	El till kompression
Referens utan CCS	0	7,5	29,1	0
MEA på samtliga kraftvärmeverk	10,7	7,6	29,0	1,1
HPC på samtliga kraftvärme- och värmeverk	3,1	5,6	30,9	1,5

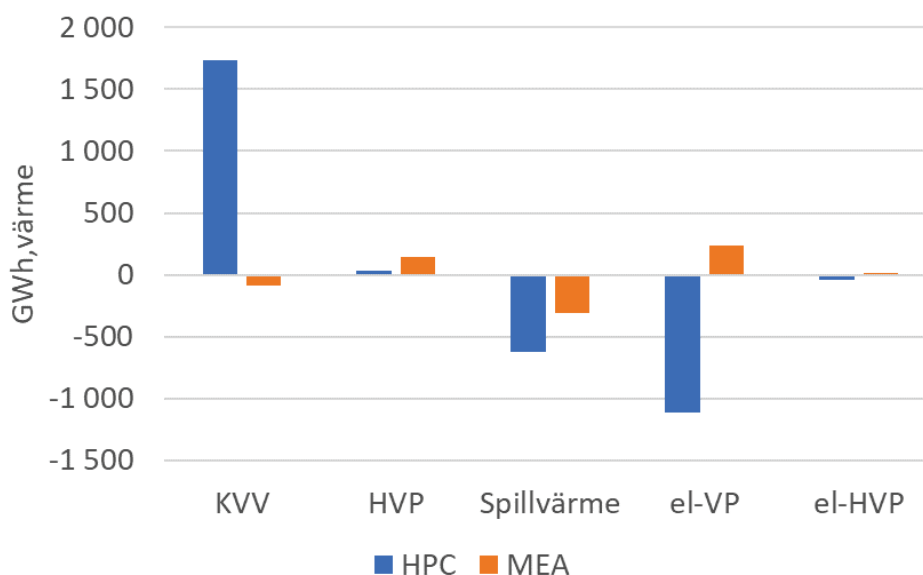
8.5.2 Rörliga kostnader

Modellen är kostnadsminimerande och tar hänsyn till rörliga produktionskostnader hos de anläggningar som producerar värme eller el. Genom att jämföra den totala systemkostnaden (kostnaden av att förse Nordeuropa med el och värme) i referensscenariot med scenarierna för MEA och HPC fås en uppskattning om hur mycket det kostar för det sammanhängande el- och fjärrvärmesystemet per ton CO₂. Uppskattningarna visar att denna merkostnad för att avskilja 1 ton CO₂ hamnar kring 150-200 kr. Vi understryker att detta alltså inte inkluderar kapitalkostnader för CSS-anläggningen eller andra rörliga kostnader

direkt relaterade till CCS-processen utan det handlar uteslutande om kostnader som uppstår som ett resultat av en förändrad el- och fjärrvärmeproduktion.

8.5.3 Förändrad bränsletillförsel

Då energi går åt till att fånga in koldioxid minskar den leverans av värme och el som tidigare nyttjades i el- och fjärrvärmesystemen. Detta bortfall av leverans måste ersättas med annan produktion (jämför merkostnaden i föregående avsnitt). Inom fjärrvärme görs detta med andra lokala värmeproduktionsenheter exempelvis hetvattenpannor eller värmepumpar. Bortfallet av elleverans kan ersättas med lokala enheter men också av anläggningar runt om i norra Europa, där rådande lastsituation och tillgängligheten hos olika kraftslag bestämmer vilken anläggning som kommer behöva producera mer el. Vilken typ av produktion som ersätter värmebortfall i för båda teknikscenarierna presenteras i figur 23 nedan.



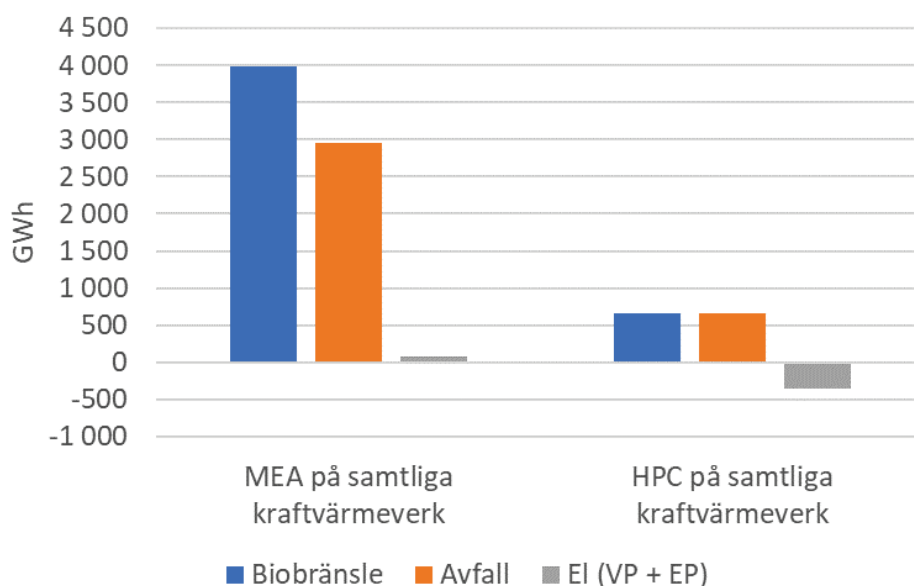
Figur 23. Förändring av värmeproduktion vid införande av CCS jämfört med referensfall (utan CCS). KVV=kraftvärme, HVP = hetvattenpanna, SPV = spillvärme, el-VP = värmepump, el-HVP=elpanna.

Diagrammet visar att den extra värme som kraftvärmeverken levererar och som uppstår vid HPC-drift ersätter primärt spillvärme och värmepumpar. Att ersättningen av hetvattendrift (HVP) är begränsad beror på att produktionen i dessa anläggningar delvis är ett resultat av ett CCS-åtagande som även åligger hetvattenpannor i detta scenario. Om HPC hade tillämpats på bara kraftvärmeverk hade mängden ersatt spillvärme (med låga rörliga produktionskostnader) minskat och den ökade fjärrvärmeproduktionen från KVV + CCS hade använts för att reducera användningen av till exempel HVP-drift.

För MEA-processen blir skillnaden för kraftvärmeverk på aggregerad nivå nästan oförändrad, vilket beror på att den värmeleverans som försvinner i kraftvärmeverken i många system vägs upp av annan kraftvärmeproduktion (med ledig kapacitet) som antingen går med högre produktion för samma tidsperiod

eller som växlar över från kraftvärmedrift till mer hetvattendrift. Detta görs för att undvika att ännu dyrare produktionsslag tas i bruk. En annan förklaring är att vid tidpunkter när kraftvärmeverk går på dellast finns det kapacitet att öka den totala pannlasten för att både tillgodose fjärrvärmebehovet och energibehovet i CCS-processen. Spillvärmen minskar till följd av MEA och beror på kravet kopplat till negativa utsläpp. För att uppnå kravet om 90 % infångning är det ibland mest kostnadseffektivt att minska användningen av spillvärme för att i stället köra kraftvärme med CCS (till exempel under perioder med lägre last i fjärrvärmesystemet såväl som elsystemet).

Det förändrade utfallet för anläggningarna får påverkan på användningen av bränslen (biobränsle, avfall och el), vilket går att se i figur 24.



Figur 24. Förändring av använda bränslen jämfört med referens för de två scenarierna (enbart MEA och HPC).

I fallet med MEA ökar bränsleanvändningen markant både för biobränsle och avfall. Biobränslemängden ökar med närmare 4 TWh och avfallsförbränning ökar med 3 TWh. I fallet med HPC ökar bränsleanvändningen med ca 0,5 och 0,65 TWh för biobränsle respektive avfall. Observera att bränsleanvändningen här använder fjärrvärmesektorn som systemgräns. Den ökade bränsleanvändningen med HPC är mycket mindre än vid MEA men samtidigt minskar elproduktionen från KVV med 2 TWh som måste produceras någon annanstans i elsystemet.

8.5.4 Direkta utsläpp

De direkta utsläppen från el- och värmeproduktion som ersätter den energi som går till CCS-processen uppgår till 550 kton för MEA-scenariot och 770 kton för HPC-scenariot. HPC-scenariot använder mer el som i detta omvärldsscenario fortfarande innehåller en del fossil produktion (speciellt högre upp i produktionsordningen). Att ta bort produktion/skapa ett behov av el i Sverige

resulterar då i utsläpp på andra ställen inom det nordeuropeiska elsystemet. Utsläppsökningarna är dock väsentligt mindre än de negativa utsläpp som fås med BioCCS. Nettoresultatet landar därmed på 10,5 Mton för MEA och 14 Mton för HPC.

8.5.5 Skillnader vid införande av CCS på bio- och avfallsanläggningar

Förutom huvudscenarierna med MEA och HPC på alla anläggningar har två scenarier som behandlar skillnader med CCS på olika bränsletyper, nämligen CCS på enbart avfallsförbränning eller biobränsle. I dessa scenarier används MEA som CCS-process förutom på enstaka anläggningar där anläggningsägaren redan idag visat intresse för HPC-tekniken. Se tabell 13 för resultat över infångad CO₂ och tabell för påverkan på total elproduktion till nät samt ökad avfalls- eller biobränsleförbränning.

Tabell 13. Infångad CO₂ vid scenarier när CCS implementeras på enbart bio- eller enbart avfallseldade kraftvärmeverk.

Infångad koldioxid [Mton]	Totalt	Biogen	Fossilt	Från KVV
CCS på bio	4,6	4,6	0	4,6
CCS på avfall	6,6	4,0	2,6	6,6

Total infångad CO₂ är störst om CCS introduceras hos enbart avfallsanläggningar jämfört med bioeldade anläggningar. För enbart biogen koldioxid (som då skapar negativa utsläpp) är potentialen större för bioeldade anläggningar även om skillnaden gentemot ett scenario med CCS på enbart avfallseldade anläggningar är relativt liten.

För system som har antingen avfall eller bioeldade anläggningar ses oftast en längre utnyttjningstid för avfallskraftvärmeverk, vilket beror på design av verk i förhållande till lastnivåer och elproduktion. Även i dessa system gäller att avfall från samhället behöver hanteras. Detta medför att för en given avskiljningsgrad (i detta fallet 90 %) kommer CCS-utrustning för avfallskraftvärmeverk (i de flesta fall) utnyttjas i högre grad (fler timmar) jämfört med biobränsleeldade kraftvärmeverk. Det kan då vara kostnadsoptimalt att för biobränsleeldade anläggningar inte dimensionera för högsta rökgasflöde utan i stället för ett något lägre flöde så att installerad utrustning används maximalt och överinvestering i CCS-kapacitet begränsas.

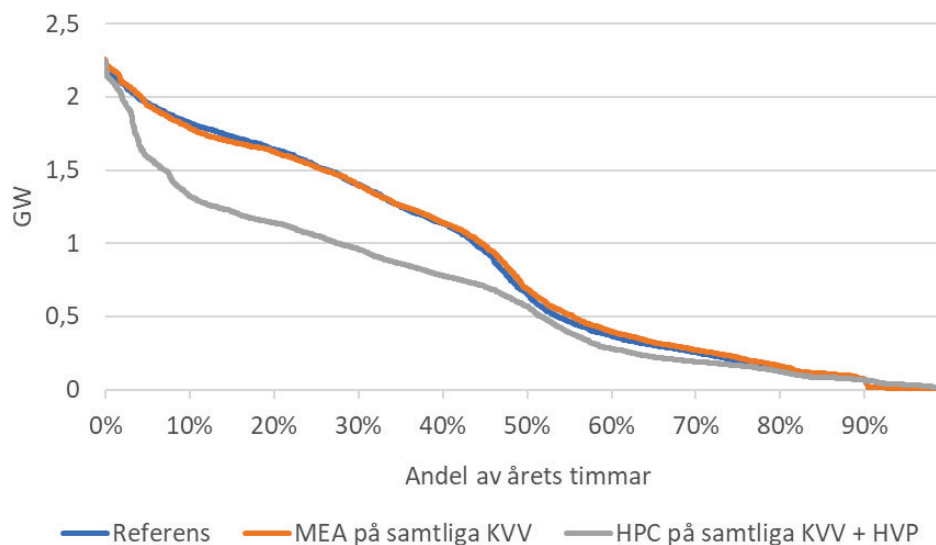
Tabell 14. Energi till CCS-process, resulterande el- och värmeproduktion från samtliga kraftvärmeverk samt kompressionsenergi.

		Elprod.	Värmep.	Kompression
	Energi till CCS	Från KVV	Från KVV	El
	[TWh]	[TWh]	[TWh]	[GWh]
Referens	0	7,5	29,1	0
CCS på bio	4,2	7,6	29,5	0,5
CCS på avfall	6,6	7,5	28,9	0,7

8.5.6 Elproduktion med och utan CCS

Elproduktionen i de svenska kraftvärmeverken bidrar med en stor nytta i form av styrbar elproduktion. I takt med att vårt elsystem får större inslag av variabla energikällor (sol och vind) kommer värdet av styrbar effekt att öka. Förutom styrbar produktionseffekt kommer även flexibilitet (energilagring, användarflexibilitet osv.) att spela en stor roll. Att skapa negativa utsläpp med hjälp av bio-CCS kräver energi och detta kommer att påverka hur man kör styrbara kraftvärmeverk samt hur mycket eleffekt man kan stötta elsystemet med. Eftersom kraftvärmeverken kan reagera på elprissituationen i det elprisområdet som en anläggning tillhör så kan situationer när elen är väldigt dyr (ansträngd balans mellan tillgänglig elproduktion och efterfrågan på el) innebära att kraftvärmeverken väljer att avstå från att tappa av ånga eller el till sin CCS-process och istället prioritera elproduktion.

Elproduktion över tid kan representeras med ett varaktighetsdiagram, som visas i figur 25. Denna typ av diagram sorterar den samlade produktionen av el från kraftvärmeverken i fallande ordning (tidpunkten med högst total elproduktion till vänster). Diagrammet beskriver inte när (kronologiskt) produktionen är på en särskild nivå, men visar tydligt hur många timmar som elproduktionen ligger på olika nivåer. Längst till vänster visas hur mycket el som kraftvärmeverken producerat som mest (2,2 GW av 2,3 GW installerat) och till höger vad som är lägsta uteffekten. Att hela installerade effekten inte utnyttjas beror på hur lasten i fjärrvärmenäten sammanfaller med situationen i elsektorn. Kraftvärmeverken kan välja att avstå elproduktion för att undvika dyr alternativ värmeproduktion. Däremellan fås ett stort antal olika elproduktionsnivåer som beror på olika last- och produktionssituationer.



Figur 25. Varaktighetsdiagram över elproduktion från kraftvärmeverk för referensfallet och scenarier med enbart MEA eller enbart HPC.

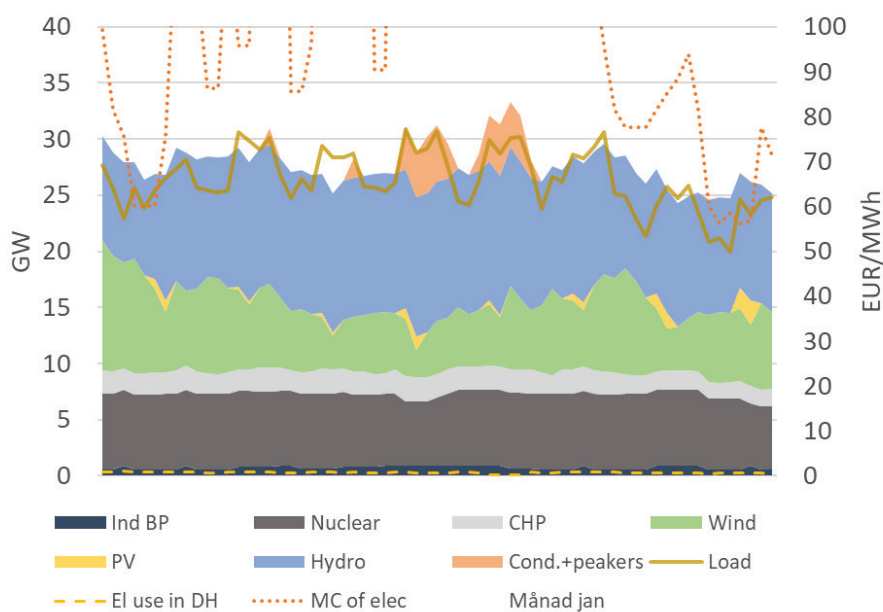
Elproduktionen i referensfallet (en framtid helt utan CCS) och vid "MEA på alla kraftvärmeverk" får väldigt lika utfall totalt sett över året. Detta betyder inte att elproduktionen vid varje enskild timme (i kronologisk ordning) är snarlik. Då diagrammet inte visar samma tidpunkt för varje serie betyder detta att kraftvärmeverken i scenariot med MEA "tar igen" elproduktion under vissa, i referensfallet, lägre produktionstillfällen. Dessa tillfällen infaller typiskt under varmare dagar under vintertid, vår samt höst. Möjligheten att "ta igen" elproduktion utvecklas under avsnitt 10.5.9 "Utnyttjningstider". Att maximal elproduktion är lika stor för de tre scenarierna visar att när systemet behöver el som mest väljer modellen att avstå CCS (mer om det nedan under "ansträngda perioder"). Scenariot "HPC på samtliga KVV + HVP" har lägre elproduktion genomgående jämfört med referensfallet och för cirka 40 % (45%-5%) av årets timmar är bortfallet 0,5 GW av styrbar eleffekt.

8.5.7 Perioder med ansträngd elbalans

I modelleringen antas CCS-processen vara flexibel till den grad att den kan påverkas av elprisförändringar. Detta betyder att modellen vid höga elpriser kan välja att avstå CCS och vid låga priser välja att utföra en större del av sitt CCS-åtagande.¹⁰ Då HPC-processen använder en stor mängd el kan det vara högst fördelaktigt att nyttja timmar med låga elpriser för att driva sin CCS-process.

¹⁰ Flexibiliteten finns även omvänt för fjärrvärme, om det är höga laster i fjärrvärmesystemen kan anläggningar med CCS välja att avstå för att prioritera värmeproduktion och till och med avstå elproduktion.

För att analysera ansträngda perioder för elsystemet används två mått i detta projekt, maximal netto-last och nyttjandet av dyr elproduktion (spets). Nettolast definieras som lasten minus variabel elproduktion (sol och vind) och är ett mått på hur ansträngt det är för resten av elsystemet (det styrbara). Se figur 26 för veckan som omger timmen med maximal netto-last för referensfallet.



Figur 26. Period med maximal nettolast för referensfallet utan CCS.

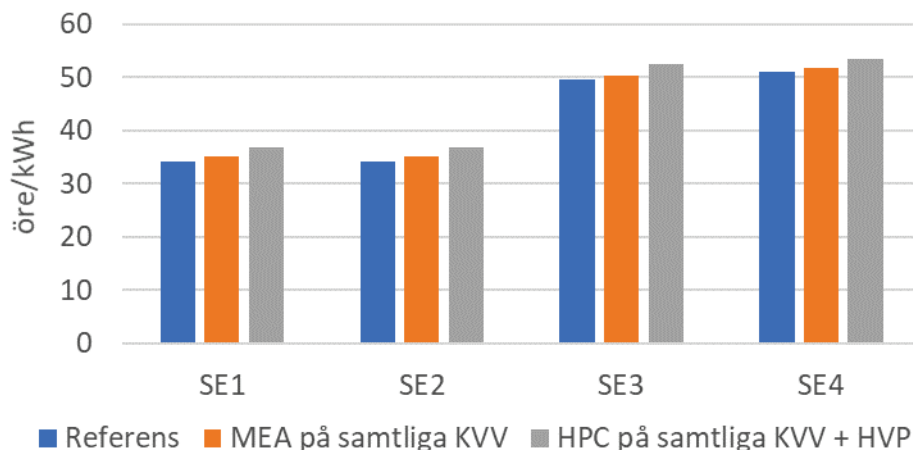
Under ett antal timmar behövs det användas mycket dyr elproduktion (Cond + peakers; det vill säga kondenselproduktion eller gasturbiner). Under dessa timmar blir elpriset mycket högt (MC of elec) och ligger över 100 öre/kWh. Elproduktionen från Sveriges samlade kraftvärmeverk syns i figuren som "CHP". Om el måste styras till CCS-processen under denna tidsperiod skulle effektbalansen på grund av CCS bli sämre. Storleksordningen på maximalt eleffektbortfall är 0,7 GW och inträffar om alla KVV kör maximal CCS av HPC-typ. Bortfall på 0,7 GW skulle innebära ett ökat behov av annan styrbar effekt men nivån kan förmodas vara hanterbar på nationell nivå. På lokal och regional nivå kan däremot ett bortfall få stora betydelser. Resultaten från scenarierna "enbart MEA" och "enbart HPC" visar att kraftvärmeverken under just denna period fortsätter att producera el likt referensfallet under de ansträngda perioderna. Åtagandet om en årlig infångning av 90 % av koldioxidutsläppen under ett normalår får inte någon påverkan på tillgången till styrbar eleffekt under den mest ansträngda tidsperioden.

Ett annat mått för om CCS under angivna förutsättningar skulle påverka eleffektsituationen är mängden spetslastproduktion, det vill säga typiskt gasturbiner. Idag används generellt sett inte gasturbiner för sådana situationer på elmarknaden i Sverige (gasturbiner återfinns dock i störningsreserven). I denna analys antas dock att det år 2035 finns i storleksordningen 5 GW gasturbiner tillgängligt för elmarknaden. Förutom perioden med maximal nettolast finns det ett stort antal perioder där nettolasten är relativt hög, varför det därför är

intressant att se om åtagandet om 90 % avskiljning får signifikanta konsekvenser på elbalansen även under dessa timmar. Om fjärrvärmesystemen, behöver använda el till CCS under ansträngda timmar (dock inte vid maximal nettolast) för att klara 90 % infångning kan användningen av spetslastproduktion på elmarknaden komma att öka. Beräkningsutfallet visar dock att ingen signifikant ökning (<1 %) av spetsproduktionen för elproduktion sker vid storskalig introduktion av CCS i kraftvärmeverken.

8.5.8 CCS i fjärrvärmesystemens påverkan på priset av el

Då energi från kraftvärmeverken går åt till att driva CCS-processen kommer annan produktion av värme och el att behöva utnyttjas. Detta innebär att dyrare produktionsslag kommer starta vilket medför ett högre pris på el och värme, se figur 27. Elpriset ökar i båda scenarierna med MEA och HPC, men mest med HPC, detta då den processen är mer elintensiv än MEA. Elprisökningen inträffar under samtliga säsonger, men inte under de perioder då elbalansen är som mest ansträngd (elpriset är som högst). I det fallet körs ingen CCS, utan istället prioriteras elproduktion.



Figur 27. Elpris (årligt tidsmedel) vid scenarierna referensfall, MEA på samtliga KVV samt HPC på samtliga KVV + HVP.

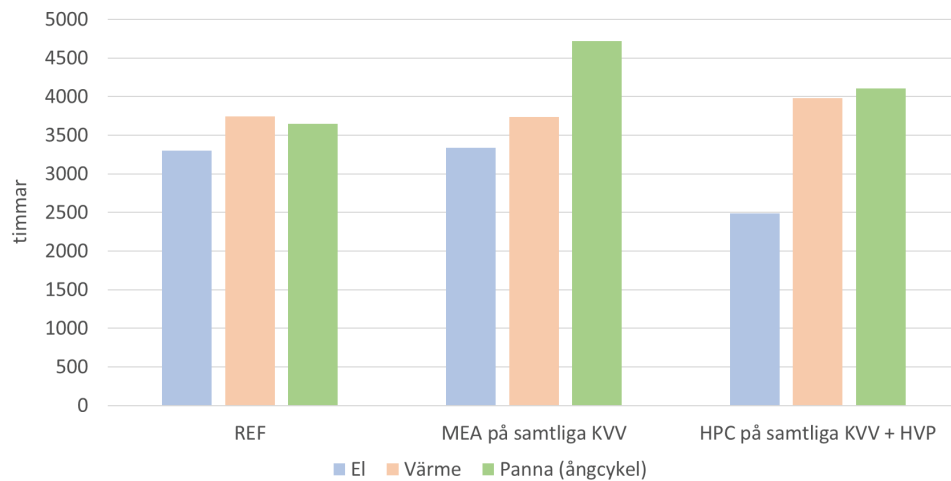
Elpriset (uttryckt som ett årligt tidsmedel) ökar med 1-2 % (0.7-0.9 öre/kWh) för MEA-processen beroende på elprisområde och ökningen är 3-5 % (2-3 öre/kWh) för HPC jämfört med referensen.

8.5.9 Utnyttjningstider

Utnyttjningstid är ett mått på hur mycket en anläggning används i förhållande till sin kapacitet. Utnyttjningstid mäts i timmar och perioden som mäts mot brukar vara ett år, maximal möjlig utnyttjningstid blir då 8760 timmar. Vid installation av Bio-CCS kommer en anläggning att tappa leveranser av värme och el till respektive nyttområde. Detta innebär att utnyttjningstiden vid implementering av Bio-CCS skulle minska om enbart producerad nytta mäts i form av värme och el. För att få

en rättvisare bild av vad som händer med utnyttjningstiden för en anläggning behövs det tas hänsyn till den energi som nu skapar en ny nytta, nämligen negativa utsläpp. Hur detta ska redovisas kan problematiseras ytterligare då betalningsviljan och finansiering från olika nyttor skiljer sig åt.

I detta projekt har ett enkelt mått på utnyttjningstid tagits fram vilket kopplar direkt till hur mycket en anläggning faktiskt används. Utnyttjningstiden för el, värme samt panna (ångcykel) redovisas i figur 28. Utnyttjningstiderna för el och värme beräknas genom att summera producerad nytta och dela på installerad kapacitet, vid beräkning av pannans utnyttjningstid inkluderas energin som används till CCS-processen. Pannans utnyttjningstid blir därmed producerad el + värme + energi till CCS delat med installerad pannkapacitet (installerad el- och värmeeffekt).



Figur 28. Utnyttjningstider för nyttor el och värme samt panna (ångcykel) för hela kraftvärmekollektivet i Sverige. Vid panna inkluderas värme och el som används i CCS-processen.

I referensfallet blir utnyttjningstiden för ångcykeln ca 3650 h, utnyttjningstiden för el är något lägre, 3500 h, och för värme något högre, 3800 h. Utnyttjningstiden är beräknad för hela kraftvärmekollektivet och är därmed en blandning av avfalls och biobränsleeldade kraftvärmeverk. Avfallskraftvärmeverk har i regel längre utnyttjningstids, jämfört med biobränsleeldade verk, då dessa går som basproduktion i fjärrvärmesystemen samt bidrar med en samhällsnytta genom energiåtervinning av avfall (vilket det finns behov av året runt). I denna utnyttjningstid ingår även dyrare kraftvärmelösningar som idag inte används i den utsträckning som de från början designades för. Detta medför att den beräknad utnyttjningstiden för kollektivet kan skilja sig stort från specifika anläggningars utnyttjningstider.

Med bio-CCS ses en ökad utnyttjningstid för ångcykeln då mer energi efterfrågas. I scenariot med enbart MEA på kraftvärmeverk ökar den med 1000 timmar och för scenariot med HPC är ökningen 420 timmar. Anledningen till en större ökning av total utnyttjningstid för MEA är på grund av att denna process är mer

energiintensiv. Bio-CCS skapar ny efterfrågan på värme och el vilket förlänger kraftvärmeverkens drifttider.

Med CCS minskar dock nyttjandet av el- och fjärrvärmeutrustning, då ånga i panncykeln nyttjas i CCS-processen i stället för att generera el eller fjärrvärme. Sammantaget har pannans ångcykel fått en längre utnyttjningstid. Däremot kan utnyttjningstiden komma att minska för vissa komponenter som exempelvis turbin och generator.

Den kortare utnyttjningstiden för bioeldade kraftvärmeverk (jämfört med avfallskraftvärmeverk) gör att det kan vara intressant att installera en mindre CCS-process än dimensionerande för 90 % infångning. Kortare utnyttjningstid erhålls genom att antingen körs anläggningar, under de timmar de är i drift, inte på full effekt alternativt används anläggningen ett färre antal timmar per år och är resterande del av året avställd för revision eller väntar på högre lastnivåer i fjärrvärmenäten (uppvärmningssäsongen). Om kortare utnyttjningstid är ett resultat av att en anläggning är i drift många timmar men är dimensionerad så att produktionsnivån ofta ligger under maximal kapacitet betyder det att rökgasflöden i skorstenen ofta kommer vara lägre än det dimensionerade rökgasflödet. För att få hög utnyttjningstid på CCS-utrustningen kan det i dessa fall vara intressant att investera i en mindre CCS-anläggning (som inte klarar 90 % av maximalt rökgasflöde). Avvägningen behöver göras mot skalfördelar (kopplat till kostnader) med större anläggning och drifttid av CCS-anläggningen.

9 Referenslista

Ahlmén, M., Hellsberg, J., 2020. Combined Heat and Power Plants Integrated with Carbon Capture - Process and System Level Potential [MSc. Thesis]. Chalmers Tekniska Högskola.

Beiron, J., Normann, F., Johnsson, F., 2021. A techno-economic assessment of CO₂ capture in combined heat and power plants - A Swedish case study. Submitted for publication.

Beiron, J., Montañés, R.M., Normann, F., Johnsson, F., 2019. Dynamic modeling for assessment of steam cycle operation in waste-fired combined heat and power plants. *Energy Convers. Manag.* 198, 111926.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111926>

Cuadrado, R.S., 2009. Return Temperature Influence of a District Heating Network on the CHP Plant Production Costs [MSc Thesis]. Högskolan i Gävle.

Danska Energimyndigheten, 2020. Technology Data - Generation of Electricity and District heating.

Deng, H., Roussanaly, S., Skaugen, G., 2019. Techno-economic analyses of CO₂ liquefaction: Impact of product pressure and impurities. *Int. J. Refrig.* 103, 301–315.
<https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2019.04.011>

Djurberg, R., 2020. Practical implementation of Bio-CCS in Uppsala: A techno-economic assessment [MSc Thesis]. KTH Kungliga Tekniska Högskolan.

EG, 2009, Direktiv 2009/31/EG, Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/31/EG av den 23 april 2009 om geologisk lagring av koldioxid.

Eliasson, Å., Fahrman, E., Biermann, M., Normann, F., Harvey, S., 2021. Efficient heat integration of industrial CO₂ capture and district heating supply. Submitted for publication.

Erneby, R., 2012. Kortsiktig produktionsplanering i mindre fjärrvärmesystem [MSc Thesis]. Mälardalens Högskola.

Fransson, A., Kullendorff, A., Tilly, H.Å., 1998. Konvertering av hetvattenpanna till extern ångproduktion.

Gardarsdóttir, S.Ó., Normann, F., Skagestad, R., Johnsson, F., 2018. Investment costs and CO₂ reduction potential of carbon capture from industrial plants - A Swedish case study. *Int. J. Greenh. Gas Control* 76, 111–124.
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.06.022>

Ghaffarpour, M.F., Ros, H., 2018. Integration of thermochemical heat storage with a municipal district heating system : In future scenario with large variations in electricity price [MSc Thesis]. Mälardalens Högskola.

Gustafsson, K., Sadegh-Vaziri, R., Grönkvist, S., Levihn, F., Sundberg, C., 2021, BECCS with combined heat and power: assessing the energy penalty, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 110 (2021) 103434.

Göransson L. 2014, The impact of wind power variability on the least-cost dispatch of units in the electricity generation system, Thesis for the degree of doctor of philosophy, Chalmers.

Hagberg, L., 2008. Samproduktion av etanol och kraftvärme: Integreringsmöjligheter i energikombinat [MSc Thesis]. Sveriges Lantbruksuniversitet.

Hetland, J., Christensen, T., 2008. Assessment of a fully integrated SARGAS process operating on coal with near zero emissions. Appl. Therm. Eng. 28, 2030–2038. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.03.052>

Ignell, V., Johansson, E., 2021. Local Infrastructures for CCS Clusters - A Case Study of Two CHP Plants in Gothenburg [MSc Thesis]. Chalmers Tekniska Högskola.

Johnsson, F., Kjärstad, J., Avskiljning, transport och lagring av koldioxid i Sverige - Behov av forskning och demonstration, Institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, avdelning Energiteknik, Chalmers Tekniska Högskola 412 96 Göteborg ISBN: 978-91-88041-20-3 (elektronisk utgåva)/ 978-91-88041-21-0 (tryckt utgåva).

Johnsson, F., Normann, F., Svensson, E., 2020. Marginal Abatement Cost Curve of Industrial CO₂ Capture and Storage – A Swedish Case Study. Front. Energy Res. 8, 175. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00175>

Johnsson F., Unger T., Axelsson E. och Claesson-Colpier U. (eds.) 2014, "European Energy Pathways – Towards a sustainable European electricity system", ISBN: 978-91-978585-6-4.

Jung, J., 2010. Energy mapping of the waste incineration plant in Uppsala [MSc Thesis]. Uppsala Universitet.

Kjärstad, J., Skagestad, R., Eldrup, N.H., Johnsson, F., 2016. Ship transport — A low cost and low risk CO₂ transport option in the Nordic countries. Int. J. Greenh. Gas Control 54, 168–184. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.08.024>

Kujanpää, L., Pursiheimo, E., 2017. Techno-economic evaluation of flexible CCS concepts in a CHP system. Energy Procedia 114, 6638–6649. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1818>

Midroc & BluCarbon Solutions (2020). Tekniken bakom CCS, webinarium, 21 oktober 2020. <https://www.youtube.com/watch?v=aoFNHVNjwXs&feature=youtu.be>, besökt den 23 februari 2021.

Nordenö, A., Johansson, C., Edberg, A., Ek, M., Lindberg, A., Dahlin, P. (2020). Conceptual study for Bio-CCS within Stora Enso Swedish kraft pulp mills (Genomförbarhetsstudie för Bio-CCS inom Stora Enso svenska sulfatfabriker). Slutrapport till Energimyndigheten, projektnr 49897-1.

Öberg, S., 2017. Design of Partial CO₂ Capture from Waste Fired CHP Plants. Chalmers Tekniska Högskola.

Pérez-Calvo, J.-F., Sutter, D., Gazzani M., Mazzotti, M. (2018), Chilled Ammonia Process (CAP) optimization and comparison with pilot plant tests, CEMCAP, CO₂ capture from cement production, Grant Agreement No 641185

Pettersson, N., Eriksson, N., 2006. Small scale generation of electric power in Arvika [MSc Thesis]. Karlstad Universitet.

Saarinen, L., 2008. Modelling and control of a district heating system [MSc Thesis]. Uppsala Universitet.

Sandberg, P. (Equinor), 2020. Northern Lights - A European CO₂ transport and storage network [Presentation slides]. Retrieved from <https://zeroemissionsplatform.eu/co2-ts-infrastructure/>.

Saunier, F., Fradette, S., Clerveaux, F., Fefebvre, S., Madore, É., Veileux, G., Bulle, C. and Rurprenant, R., 2019, Comparison of life-cycle assessment between bio-catalysed and promoted potassium carbonate and amine-based capture technologies, International Journal of Greenhouse Gas Control 88 (2019) 134-155.

SOU 2016:21 "Ett klimatpolitiskt ramverk för Sverige", Delbetänkande av miljömålsberedningen, Stockholm 2016, ISBN 978-91-38-24422-7.

SOU 2016:47 "En klimat- och luftvårdsstrategi för Sverige", Delbetänkande av miljömålsberedningen, Stockholm 2016, ISBN 978-91-38-24469-2.

SOU2020:4 "Vägen till en klimatpositiv framtid", Betänkande av Klimatpolitiska vägvalsutredningen, Stockholm 2020, ISBN 978-91-38-25019-8

Spett, T., 2006. Optimering av elproduktionen på Däva kraftvärmeverk [MSc Thesis]. Umeå Universitet.

Starfelt, F., Tomas Aparicio, E., Li, H., Dotzauer, E., 2015. Integration of torrefaction in CHP plants - A case study. Energy Convers. Manag. 90, 427–435. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.019>

SCB, 2019. Electricity supply, district heating and supply of natural and gasworks gas 2018, Sveriges officiella statistik.

Naturvårdsverket, 2004. Rapport 5401 - Sammanställning av bränsledata: Halter och bränslenyckeltal.

Wiesner, E., 2017. Optimization and energy efficiency measures in modified combined heat and power plant processes - A case study of changed processes in Mälarenergi power plant [MSc Thesis]. Uppsala Universitet.

10 Bilagor

10.1 BILAGA 1: SVENSKA KOLDIOXIDUTSLÄPPSKÄLLOR > 100 KTON/ÅR (DATA FÖR ÅR 2019)

Län	Anläggning	Biogena utsläpp kton	Fossila utsläpp kton	Totala utsläpp kton
Blekinge län	Södra Cell Mörrum	1066,5	8,7	1075,2
Dalarnas län	Outokumpu Stainless AB, Avesta	0	135	134,8
Dalarnas län	SSAB EMEA AB	0	227	227,0
Dalarnas län	STORA ENSO FORS AB	209	0	208,9
Dalarnas län	Stora Enso Paper AB, Kvarnsveden Mill	207	14	221,8
Dalarnas län	Västermalmsverket / Falu Energi & Vatten AB	118	1	119,3
Gävleborgs län	Bomhus Energi	251	0	250,7
Gävleborgs län	Iggesunds Bruk	898	12	910,0
Gävleborgs län	Korsnäsverken	1 059,3	18,6	1077,9
Gävleborgs län	Vallviks Bruk	646	9	654,9
Gotlands län	Cementa AB, Slitefabriken	174	1 363	1536,5
Hallands län	Kristinehedsverket	109	100	209,1
Hallands län	Södra Cell Värö	1 715	7	1721,6
Hallands län	Stora Enso Paper AB	291	10	300,9
Jämtlands län	Lugnviksverket	263,4	13,6	277,0
Jönköpings län	Kraftvärmeverket Torsvik, KVV1 (avfall) och KVV2 (f)	261,3	64,8	326,2
Jönköpings län	Värmeverket Södra Vaktan 17/18	52,6	0,2	52,7
Kalmar län	CEMENTA, Degerhamn - STÄNGD		STÄNGD	
Kalmar län	Södra Cell Mönsterås	1893,5	11,0	1904,5
Kronobergs län	Sandviksverket	284	20	303,9
Norrbottnens län	BillerudKorsnäs Karlsborgs AB	853,3	7,7	861,0
Norrbottnens län	Bodens värmeverk, BEAB	101,9	58,3	160,2
Norrbottnens län	LKAB - Kirunagruvan	0,0	444,4	444,4
Norrbottnens län	LKAB - Malmbergsgruvan	0,0	131,7	131,7
Norrbottnens län	LKAB - Svappavaaragruvan Leveäniemi	0,0	120,9	120,9
Norrbottnens län	Luleå kraftvärmeverk LUKAB	0,0	1442,0	1442,0
Norrbottnens län	SCA Munksund	680,1	12,2	692,3
Norrbottnens län	Smurfit Kappa Kraftliner Piteå	1084,9	12,2	1097,1
Norrbottnens län	SSAB EMEA AB i Luleå	0,0	1757,0	1757,0
Örebro län	BillerudKorsnäs Skog & Industri AB, Frövi	704,3	17,2	721,5
Örebro län	Åbyverket	370,5	67,9	438,5
Örebro län	Fortum Waste Solutions AB, Norrortorp	24,3	119,8	144,1
Örebro län	Munksjö Aspa Bruk AB	447	15	462,1
Östergötlands län	BillerudKorsnäs Sweden AB Skärblacka Bruk	990,7	15,9	1006,6
Östergötlands län	Bravikens Pappersbruk	141,2	13,0	154,3
Östergötlands län	Fiskeby bruk	57	33	90,5
Östergötlands län	Gärstadverket	359	254	613,3
Östergötlands län	Härdelöverket	422	106	528,0
Östergötlands län	Kraftvärmeverket i Linköping	106	24	130,4
Skåne län	Allöverket	150,1	0,1	150,2
Skåne län	PERSTORP SPECIALTY CHEMICALS, Ångcentralen	91,2	40,4	131,6
Skåne län	Filborna Kraftvärmeverk	134	80	214,0
Skåne län	Heleneholmsverket, (HVK)	25	58	82,8
Skåne län	Höganäs Sweden AB	0	173	173,4
Skåne län	Öresundsverket, (ÖVT)		STÄNGD	
Skåne län	STORA ENSO PAPER AB	784	4	788,4
Skåne län	Sysavs avfallsförbränningsanläggning	354	255	609,0
Skåne län	Västhamnsverket, (VHV)	111	1	111,6
Södermanlands län	Idbäckens Kraftvärmeverk	147	1	148,1
Södermanlands län	SSAB Oxelösund AB	0	2 061	2060,6
Södermanlands län	Värmeverket Vattumannen	297	1	298,1
Stockholms län	BRISTAVERKET	367	82	448,7
Stockholms län	HÄSSELBYVERKET	161	14	174,5
Stockholms län	HÖGDALENVERKET	463	257	720,0
Stockholms län	Igelsta kraftvärmeverk	653	17	670,6
Stockholms län	Igelsta värmeverk	186	51	236,7
Stockholms län	JORDBRO KRAFTVÄRMVERK	210	0	210,4
Stockholms län	SOLNAVERKET	60	0	60,4
Stockholms län	VÄRTAVERKET	923	311	1234,6
Uppsala län	Boländeranläggningarna, Avfallsförbränningsanläggning	200	185	385,3
Uppsala län	Boländeranläggningarna, Kraftvärmeverket o Bolandv	192	1	193,0
Uppsala län	HPC Simpan och Ena Kraft, kraftvärmeverket	148	1	148,3
Uppsala län	Skutskärs Bruk	1 156	0	1156,0

Bilaga 1 fortsättning

Län	Anläggning	2019 års utsläpp		
		Biogena utsläpp kton	Fossila utsläpp kton	Totala utsläpp kton
Blekinge län	Södra Cell Mörrum	1066,5	8,7	1075,2
Värmlands län	Bäckhammars Bruk	517,6	4,3	522,0
Värmlands län	Gruvöns bruk	1 173	27	1200,0
Värmlands län	Hedenverket	256	20	275,6
Värmlands län	Skoghalls Bruk	971	56	1026,6
Västerbottens län	Dåva kraftvärmeverk	340,4	67,2	407,6
Västerbottens län	Hedensbyns kraftvärmeverk	157,6	24,6	182,2
Västerbottens län	Rönnskärsverken	1,5	270,8	272,2
Västerbottens län	SCA Obbola AB	477,8	29,7	507,5
Västernorrlands län	Domsjö Fabriker AB	519,4	3,4	522,7
Västernorrlands län	Kraftvärmeverket Övik Energi A	216,4	50,3	266,8
Västernorrlands län	Kubikenborg Aluminium AB	0,0	185,7	185,7
Västernorrlands län	Metsä Board Sverige AB, Husums fabr	1194,0	52,7	1246,7
Västernorrlands län	Mondi Dynäs AB	626,8	14,1	640,9
Västernorrlands län	SCA Ortviken	302,6	20,6	323,2
Västernorrlands län	SCA Östrands massafabrik	1896,7	58,6	1955,3
Västernorrlands län	Sundsvall Energi AB, Korstavverk	113,6	69,1	182,8
Västmanlands län	Nordkalk / Köping	0	202	202,0
Västmanlands län	Västerås kraftvärmeverk	540	240	780,5
Västra Götalands län	Borealis Krackeranl.	0	632	631,6
Västra Götalands län	Cementa AB Skövdefabriken	18	423	440,5
Västra Götalands län	Lidköpings Värmeverk, Filen	173	51	223,1
Västra Götalands län	Lillesjö Avfallskraftvärmeverk	77	46	123,1
Västra Götalands län	Munksjö Paper AB Billingsfors	145	20	165,4
Västra Götalands län	Perstorp Oxo AB, Stenungsund	0	121	120,6
Västra Götalands län	Preemraff Göteborg	0	570	570,4
Västra Götalands län	Preemraff, Lysekil	0	1 110	1110,0
Västra Götalands län	Riskullaverket	168	0	167,7
Västra Götalands län	Rya Gaskraftvärmeverk	0	194	193,9
Västra Götalands län	Ryaverket	138	43	181,5
Västra Götalands län	Sävenäs AvfallsKVV	346	200	546,6
Västra Götalands län	Sävenäs Kraftvärmeverk	142	6	147,8
Västra Götalands län	St1 Refinery AB	0	457	456,6
Västra Götalands län	Vargön Alloys AB	0	182	181,7
		33163,5	15712,7	48876,2

Data från Naturvårdsverkets utsläppsregister

<https://utslappsisiffror.naturvardsverket.se/> Data för år 2019.

10.2 BILAGA 2: SVENSKA KRAFTVÄRMEVERK

Senast uppdaterad i januari 2020. Röd text indikerar uppskattat värde. Fossileldade anläggningar ingår ej. FGC, Rök-gaskondensor. (Först sammanställd av (Sammanställt av Jan Kjærstad och återfinns i Ahlmén och Hellsberg, 2020)).

District heating Network	City	Plant Name	Fuel (W=waste, B=biomass)	Heat output (MW)	Electric output (MW)	Existing FGC heat output (MW)	Year of commissioning	Live steam temperature (°C)	Live steam pressure (bar)
Boden	Boden	Boden KVV P17	W	15	5	4	2008	400	40
	Boden	Boden KVV P18	W	30	9	9	2008	380	40
Bollnäs	Bollnäs	Säverstaverket	W	23	7	5	2011	423	42
Borlänge	Borlänge	Bäckelund	W	23	7		2008	400	40
Borås	Borås	Sobacken	B	74	42	32	2018	540	140
	Borås	Ryaverket G1	B	50	20		1965	500	50
	Borås	Ryaverket G2	W	60	25	10	1965	405	50
Bro	Bro	Högbytorp	W	70	29	22	2019	420	50
Eksjö	Eksjö	Eksjö KVV	W	18	2	8	2005	220	16
Enköping	Enköping	Enköping KVV	B	45	24	15	1995	540	100
Eskilstuna	Eskilstuna	Eskilstuna KVV	B	71	35,5	25	2000	540	139
Falun	Falun	Västermalmsverket 1	B	23	7,5	9	1993	510	63
	Falun	Västermalmsverket 2	B	22	8	9	2006	500	70
Gällivare	Gällivare	Gällivare KVP3	B	21	9	5	2011	485	80
Gävle	Gävle	Johannes KVV	B	42	23	23	2000	480	90
Göteborg	Göteborg	Sävenäs HP3	B	82	13	25	2011	121	20
	Göteborg	Renova	W	126	45	38	1995	400	40
Halmstad	Halmstad	Oceanen P5	B	14,3	3,2	5	2008	480	56
	Halmstad	Kristinehedsverket	W	33	9	9	2003	400	40
Haninge	Haninge	Jordbro KVV	B	43	20,3	10	1975	473	82
Hedemora	Hedemora	Hedemora KVV	B	7	2,5		2011	450	40
Helsingborg	Helsingborg	Filbornaverket	W	52	17	20	2012	425	49
	Helsingborg	Västhamsverket	B	138	69		1982	540	130
Hofors	Hofors	Hofors KVV	B	14	1,5	3	2001	240	25
Hudiksvall	Hudiksvall	Djuped KVV	B	36	14	11	1992	475	63
Härnösand	Härnösand	Härnösand KVV	B	24	11,7	7	2002	510	92
Hässleholm	Hässleholm	Beleverket	W	18	2	8	2003	220	16
Jönköping	Jönköping	Torsvik 1 KVV	W	42	14		2006	380	41
	Jönköping	Torsvik 2 KVV	B	65	35	29	2014	540	140
Kalmar	Kalmar	Moskogen KVV	B	60	30	26	2010	540	143
Karlskoga	Karlskoga	Karlskoga KVV	W	50	15	16	2004	300	28
Karlskrona	Karlskrona	Bubbetorp KVV	B	30	13	7	2012	480	90
Karlstad	Karlstad	Hedensverket 2	B	70	20	20	1964	505	68
	Karlstad	Hedensverket 3	B	55	35	28	2014	547	140

Katrineholm	Katrineholm	PC Väster	B	15,6	5,4		2009	400	40
Kinna	Kinna	Assbergsverket	B	13,5	3,5	5	2005	440	50
Kiruna	Kiruna	Kiruna KVV	W	40,5	9,4	11	1991	220	16
Kristianstad	Kristianstad	Allöverket 1	B	36,7	15,3	11	1995	513	68
	Kristianstad	Allöverket 2	B	23,3	8,7	6	2007	513	68
Kungälv	Kungälv	Munkegärdsverket	B	20	2,6	5	2006	224	25
Lidköping	Lidköping	Filen Panncentral T1	W	36	4	8	2002	220	16
	Lidköping	Filen Panncentral T2	W	24	6		2008	400	30
Linköping	Linköping	Gärdestadverket Glashuset	W	75	19	45	2010	400	40
	Linköping	Gärdestadverket Lejonpannan	W	60	21	30	2016	400	40
	Linköping	Linköping KVV	B	41	22	20	1978	475	59
Ljungby	Ljungby	Ljungsjö 1	W	12	3		2006	220	16
	Ljungby	Ljungsjö 2	B	13	1,6		2006	220	16
Lund	Lund	Återbruket	B	10	4,4		1996	510	61
	Lund	Örtofta	B	79	35	15	2014	540	112
Landskrona	Landskrona	Energiknuten KVV	B	22	7	5	2012	450	74
Lycksele	Lycksele	Skogsbacka	B	34	16		2000	520	87
Malmö	Malmö	Sjölunda 1	W	65	20	6	2003	400	40
	Malmö	Sjölunda 2	W	65	20		2008	400	40
Malå	Malå	Malå KVV	B	10	3		1991	480	41
Mariestad	Mariestad	Mariestad KVV 1	B	27,2	9,5	11	2002	480	80
	Mariestad	Mariestad KVV 2	B	20,5	7,3	6	2014	475	62
Mjölby	Mjölby	Mjölby KVV	B	23	10,8	7	2015	500	80
Mora	Mora	Siljan Timber	B	11	1,4	3	1990	350	15
Motala	Motala	Bergsättersverken	B	16	3,75		2006	220	16
	Motala	Motala KVV	B	13,3	3,7	4	2006	220	16
Munkfors	Munkfors	Munkfors KVV	B	10	2		2011	400	40
Mölnadal	Mölnadal	Riskulla	B	46	24	21	2009	520	123
Norrköping	Norrköping	Händelöverket G11	B	200	89	38	1982	535	110
	Norrköping	Händelöverket G13	W	120	40		2003	450	65
Norrtälje	Norrtälje	Arstaverket	B	15	6,4	5	2007	485	70
Nybro	Nybro	Transtorp	W	16	6		2016	410	60
Nyköping	Nyköping	Idbäcksverket	B	60	35	17	1994	543	143
Nässjö	Nässjö	Nässjö KVV	B	26	9		1989	490	80
Oskarshamn	Oskarshamn	Solkustens KVV	B	17,7	3,8	4	2015	220	16
SalaHeby	SalaHeby	Silververket	B	23	9	8	2000	480	80
Sandviken	Sandviken	Björksätra KVV	B	55	5,2	8	1991	450	20
Skellefteå	Skellefteå	Hedensbyn	B	64	34	22	1996	540	140
Skövde	Skövde	Värmekällan Block 4	B	29	9	9	2016	480	90
	Skövde	Värmekällan Block 3	W	13	1,7		2005	215	16
Stockholm	Stockholm	Bristaverket 1	B	74	42	30	1997	540	144
	Stockholm	Bristaverket 2	W	57	16,8	12	2013	415	60

	Stockholm	Värtaverket KVV 1	B	330	210		1976	535	177
	Stockholm	Värtaverket KVV 8	B	215	130	90	2016	560	140
	Stockholm	Högdalen G1	W	115	44	26	1970	400	36
	Stockholm	Högdalen G6	W	71	27	10	2001	480	60
Storuman	Storuman	Biostor	B	24	8		2008	400	40
Strängnäs	Strängnäs	Strängnäs KVV	B	20	9	9	2008	427	72
Sundsvall	Sundsvall	Korstaverket 2	W	39	21	7	2006	420	45
Sveg	Sveg	Sveg KVV	B	17	10		2017	500	80
Säter	Säter	Säter KVV	B	5	1,7		2011	450	40
Söderhamn	Söderhamn	Granskärs KVV	B	21,5	8,5	7	2007	510	60
Södertälje	Södertälje	Igelsta KVV	B	155	85	60	2009	540	90
Tidaholm	Tidaholm	Eldaren	B	8	2,2		2008	400	40
Tranås	Tranås	Södra Vakten 1	B	10	1,8	2	2002	345	15
	Tranås	Södra Vakten 2	B	18	7	6	2014	450	70
Trollhättan	Trollhättan	Lextorp KVV	B	13	3,6	4	2006	485	51
Uddevalla	Uddevalla	Lillesjöverket	W	28	10	7	2009	400	40
Uppsala	Uppsala	Fyris KVV	B	235	120		1985	535	192
	Uppsala	Uppsala Block 5	W	50	10,2	11	2010	212	14
Umeå	Umeå	Dåva 1	W	40	15	14	2000	400	40
	Umeå	Dåva 2	B	75	30	27	2010	543	143
Vimmerby	Vimmerby	Tallholmen	B	15	7,5	5	2015	450	70
Värnamo	Värnamo	Värnamo KVV	B	13,4	4	4	2014	485	51
Västerås	Västerås	Västerås Block 5	B	110	60	43	1973	540	120
	Västerås	Västerås Block 6	W	110	48,5	30	2014	470	75
	Västerås	Västerås Block 7	B	100	50	33	2020	520	91
Västervik	Västervik	Stegeholmsverket	W	15	5	4	2013	410	40
Växjö	Växjö	Sandviksverket 2	B	65	39	25	1996	540	142
	Växjö	Sandviksverket 3	B	65	39	23	2015	540	140
Älvsbyn	Älvsbyn	Älvsbyns KVV	B	10	3	3	2007	450	60
Örebro	Örebro	Åbyverket GT3	B	340	130	46	1974	540	140
	Örebro	Åbyverket P4	B	46	24	16	2012	540	140
	Örebro	SAKAB Kumla	W	35	6,1	9	2003	350	16
Örnsköldsvik	Örnsköldsvik	Hörneborgsverket	B	80	40	27	2007	540	139
Östersund	Östersund	Lugnvik KVV	B	80	45	28	2012	545	145

TEKNIK, SYSTEMINTEGRATION OCH KOSTNADER FÖR BIO-CCS

Här har en övergripande marginalkostnadskurva för att avskilja koldioxid från svenska kraftvärmeverk tagits fram. Forskarna har också tittat på avskiljning med hjälp av alternativa processer med fokus på Hot Potassium Carbonate, HPC-processen och gjort en utökad systemanalys för att undersöka vilka effekter koldioxidavskiljning får på den svenska fjärrvärmesektorn och den nordiska elmarknaden.

Målet är att ta fram ett kunskapsunderlag som visar hur fjärrvärmesektorn kan bli en kolsänka till år 2045 genom avskiljning och lagring av biogen koldioxid från förbränning av biobränslen och avfall. Underlaget har legat till grund för fjärrvärmesektorns arbete med att utveckla en strategi för bio-CCS vid kraft- och värmeproduktion inklusive förbränning av avfall.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se



Energiforsk