

# Insikter kring storskalig produktion av hållbara drivmedel med metanol som exempel – råvaror, teknik, kostnader och implementering

Johanna Beiron, Henrik Thunman

Institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, avdelning Energiteknik

Chalmers Tekniska Högskola

4 Oktober 2024



**CHALMERS**

# Insikter kring storskalig produktion av hållbara drivmedel med metanol som exempel – råvaror, teknik, kostnader och implementering

## Sammanfattning

För att ställa om drivmedelssektorn mot netto-noll koldioxidutsläpp krävs att fossila råvaror substitueras mot biogena eller förnybara alternativ, samt utveckling av processtekniker för omvandling av bioråvaror till transportbränslen. Metanol har identifierats som en tänkbar intermediär mellan bioråvara och färdigt bränsle som även kan användas för kemikalietillverkning. I den här rapporten ges en översikt av huvudsakliga produktionsvägar, råvarubehov, kostnadsbilder och praktisk implementering för metanolsyntes i Sverige.

Animaliska och vegetabiliska oljor och fetter är i regel den bioresurs som är enklast att utgå ifrån för drivmedelsproduktion, men mängden sådan råvara är begränsad och räcker inte för att möta drivmedelsbehoven ur ett globalt perspektiv. Skoglig biomassa, t.ex. bark, grenar, toppar, sågspån och svartlut, samt avfall, är andra resurser som förvisso är svårare att konvertera till drivmedel, men där större inhemska råvarupotential finns. Utöver bioråvara krävs även stora mängder vätgas, eller el om man utgår från elektrolysbaserad vätgas, vilket är en stor utmaning för energisystemet och en stor kostnad i produktionskedjan. Vätgasbehovet beror till stor del på vilken typ av produktionsteknik som väljs – förgasning av råvara till syntesgas för vidare metanolsyntes kräver mindre vätgas än förbränning av råvara till koldioxid som sedan går till metanolsyntes.

För praktisk implementering av metanolsyntes i närtid ser rapporten att följande möjligheter och utmaningar finns:

- Stora mängder biomassarester (ca 12 miljoner ton biogent kol) finns inom skogsindustrin, men används i dagsläget av t.ex. massabruk och fjärrvärmeverk. Att frigöra dessa rester för drivmedelsproduktion medför att dessa industriella värmebehov behöver tillgodoses med t.ex. el, alternativt att energiintensiv koldioxidavskiljning tillämpas (0,8 – 4 MJ/kg CO<sub>2</sub>, motsvarande ca 3–14 MJ/kg kol).
- I närtid kan avfall vara en möjlig resurs att utgå ifrån. Om de sju största avfallsförbränningsanläggningarna i Sverige tillämpar koldioxidavskiljning på befintlig utrustning, följt av metanolsyntes, finns en teoretisk potential att producera ca 1,5 miljoner ton grön metanol per år, och ytterligare ca 1,2 miljoner ton/år av den fossila andelen i avfallet.
- Elbehovet för att producera vätgas till metanolsyntes (1,5 + 1,2 miljoner ton metanol) från ovan nämnda avfall uppgår till ca 30,3 TWh/år, vilket motsvarar ca 20% av Sveriges nuvarande elproduktion. Vindkraft genererade år 2023 ca 31 TWh el. Import av vätgas(bärare) kan vara ett alternativ i områden med begränsad elnätskapacitet eller elproduktion.
- Stora investeringar krävs för att möjliggöra storskalig produktion av biodrivmedel, och det krävs politisk tydlighet för att kunna bedöma långsiktiga risker för olika investeringsalternativ. Det nuvarande regelverket inom EU på området innehåller målkonflikter för hur råvaror och energi får användas, vilket skapar långsiktig osäkerhet för företagen.

Denna rapport är författad inom ramen för forskningsprojektet - *Transformative change towards net negative emissions in Swedish refinery and petrochemical industries* (FUTNERC), som är ett samarbete mellan Chalmers Tekniska Högskola, Borealis AG, och Preem AB. Projektet finansieras av Energimyndigheten (Projekt 49831-1), Borealis AG och Preem AB.

Johanna Beiron, Henrik Thunman

Göteborg, den 4 oktober 2024

# Innehåll

1. Inledning .....	1
2. Förutsättningar för biodrivmedelsproduktion - Policy och regelverk.....	3
2.1    Kommentar till regelverken .....	8
3. Råvara.....	10
3.1    Biogena och återvunna kolatomer.....	10
3.2    Vätgas.....	17
4. Teknikspår och ekonomisk analys.....	22
4.1    Förgasning .....	22
4.2    Koldioxidavskiljning (CCU).....	23
4.3    Kostnad för hela produktionskedjan - exempelberäkningar.....	24
5. En görbar process i närtid – Vägen framåt? .....	28
6. Slutord.....	33
Bilaga A – Kostnadsdata och antaganden för ekonomisk analys.....	34
Bilaga B – Unionsflygplatser i Sverige som berörs av ReFuelEU Aviation.....	35
Referenser.....	36

## 1. Inledning

Samhället står inför en stor omställning där det snabbt gäller att ta fram koldioxidneutrala alternativ till fossila drivmedel och bränslen, samt minska utsläpp av koldioxid i alla led av industriella produktionskedjor och energianvändning. Sverige har som mål att på nationell nivå nå netto-noll koldioxidutsläpp till år 2045, och därefter gå mot netto-negativa utsläpp. Detta bedöms kräva stora insatser både i form av substitution av fossila kolatomer i material och drivmedel, men också att biogen koldioxid lagras i geologiska akvifärer för att skapa så kallade "negativa utsläpp" (BECCS).

Kemiföretagen i Stenungsund använder i dagsläget ca 1,2 miljoner ton kol från fossil råvara (olja, nafta) varje år, och drivmedelsproducenterna Preem och St1 behandlar årligen ca 20 miljoner m<sup>3</sup> råolja. Även om en del av den drivmedelsproduktion som i dagsläget går till vägtrafik förväntas ersättas med eldrivna fordon, så kommer det sannolikt att finnas kvar ett behov av vätskeformiga drivmedel inom sjöfart och flygtrafik en lång tid framöver. Scenarioanalyser föreslår att 30–35 TWh/år bioråvara kan behövas till drivmedel år 2030 - 2045 (Fossilfritt Sverige, 2021). Den form av bioråvara som är enklast att producera drivmedel av är fetter och oljor av animaliskt eller vegetabiliskt ursprung, vars molekylstruktur liknar de kolväten som återfinns i fossil olja. Mängden biobaserade fetter och oljor som finns att tillgå är dock begränsad, både i Sverige och globalt, och kommer sannolikt inte räcka till att täcka drivmedelsbehoven. Därmed behöver också möjligheten att konvertera "svårare" bioråvaror till drivmedel utforskas, t.ex. skogsbaserad råvara (bark, grenar och toppar från avverkning, sågspån, svartlut) eller lantbruksbaserad råvara. Dock finns konkurrerande användningsområden för dessa bioresurser, inte minst behovet att skapa negativa utsläpp, och det är inte självklart vilka alternativ som har bäst klimatnytta över tid.

Att ta fram lösningar för en hållbar framtid står högt upp på många företags agendor. Inom drivmedelssektorn har Preem och St1 påbörjat sin omställning mot fossilfrihet. Preem har som mål att ställa om till 2035. I dagsläget finns kapacitet att raffinera 18 miljoner m<sup>3</sup> råolja per år i Lysekil och Göteborg. År 2026 är målet att 2,5 miljoner m<sup>3</sup> ska vara förnybar produktion, vilket ökar till 5 miljoner m<sup>3</sup> till 2035, där man parallellt minskar fossil produktion och anpassar den totala kapaciteten till framtidens lägre behov. Ett flertal initiativ har påbörjats mot förnybar produktion, bland annat: start av fabrik för 100% förnybar HVO-diesel, Pyrocell – för pyrolysoljeproduktion av sågspån, SunPine – råttolja för diesel. Framöver planeras även för att avskilja koldioxid från processutsläpp och man undersöker möjligheter att producera vätgas från biogas istället för naturgas. I samarbete med Vattenfall undersöks vätgasproduktion från havsbaserad vindkraft.

St1 i Göteborg behandlar i nuläget ca 4 miljoner ton råolja per år. Även här ses ett flertal initiativ mot nya råvaror. I Göteborg produceras grön etanol från brödrester och man bygger en fabrik för produktion av förnybar diesel om ca 200 000 ton/år. Man satsar även på biogasproduktion för vägtrafik och har bildat bolagen St1 Biogas AB och 1Vision Biogas. Tillsammans med SCA i Sundsvall har man fått innovationsstöd för projektet Biorefinery Östrand, där målet är att producera hållbart flygbränsle, elektrobränsle och andra drivmedel från skogsindustriella biprodukter (sågspån, bark, pellets) och förnybar el. Även St1 samarbetar med Vattenfall om vätgasproduktion från havsbaserad vindkraft och har startat egna vind- och solcellsprojekt i Norden.

Liquid Wind har startat tre projekt för produktion av elektrobränslen i form av grön metanol, där biogen koldioxid först avskiljs från förbränningsavgaser från kraftvärmeverk, och sedan omvandlas till metanol med vätgas producerad av elektrolys. Den första anläggningen i Örnsköldsvik var planerad att tas i drift år 2025 och producera 50 000 ton e-metanol. I augusti 2024 kom dock besked om att ägaren Ørstedt dragit sig ur projektet, men samarbetet mellan Liquid Wind och Övik Energi kvarstår. Även de två andra planerade projekten fortgår enligt plan, där produktion

beräknas starta år 2026 och 2027 i Sundsvall och Umeå, om ca 100 000 ton/år e-metanol vardera.

Kemiklustret i Stenungsund går också mot cirkulära och förnybara råvaror i plast- och kemikalieproduktion. Borealis har som mål att år 2030 producera 200 000 ton produkter/år från förnybar eller cirkulär råvara, och att nå netto-noll utsläpp senast 2050. Perstorp driver *Project Air* som planeras leda till produktion av 200 000 ton/år grön metanol till kemiindustrin, med start ca 2025-2026. Ökad användning av biogas och infångning av koldioxid från processutsläpp utgör kolråvara för projektet.

Industriernas omställningsplaner utgör storskaliga satsningar som kräver att energiinfrastruktur byggs ut (el, vätgas) och att lämpliga råvarukategorier identifieras och upphandlas. Det är dock inte uppenbart vilka råvaror som finns att tillgå i tillräckligt stora volymer för att nå industriernas produktionsmål på ett kostnadseffektivt sätt. Tillgång på energi (el, vätgas) är också en flaskhals som kräver eftertanke för att bygga system med hög energiverkningsgrad, social acceptans och låg klimatpåverkan. Den här rapporten syftar till att sammanställa och analysera de möjligheter som finns för syntetisk metanolproduktion i närtid – hur får vi fram kolatomer och energi till biodrivmedel? Vilka tekniska lösningar är praktiskt möjliga att bygga med låg risk för företagen, med tanke på osäkerheter kopplat till framtidens energisystem och politiska landskap?

Den här rapporten utgår från metanol som en tänkbar intermediär i ett första skede av industriomställningen. I rapporten "Förnybart i tanken" (SOU, 2023) identifieras metanol som en möjlig intermediär, som både kan säljas på befintliga marknader, uppgraderas till avancerade drivmedel eller användas som insatsråvara till material/kemikalieproduktion. Flera industriella initiativ satsar på metanol. Även Fischer-Tropschvätska skulle kunna vara en intermediär molekylstruktur, men nackdelen med detta alternativ är att den obehandlade vätskan som resulterar från processen inte har några direkta användningsområden, och man blir därmed i större utsträckning beroende av att implementera hela produktionskedjan samtidigt för att få till en fungerande process.

Rapporten är indelad i fyra huvudavsnitt. Avsnitt 2 ger en översikt av nuvarande policyinriktningar för transportdrivmedel inom EU och Sverige. Avsnitt 3 presenterar en nulägesbild av den svenska tillgången på biogen råvara för metanolproduktion, utgående från skogsindustrin (skoglig biomassa), avfallshanteringssystem och möjlig tillgång till vätgas. Avsnitt 4 fokuserar på teknik för omvandling av råvara till metanol och approximativa kostnadsbilder för dessa. Slutligen ges i Avsnitt 5 en sammanfattande analys av vilka alternativ som har störst potential att leda till snabb uppbyggnad av metanolproduktion i Sverige.

## 2. Förutsättningar för biodrivmedelsproduktion - Policy och regelverk

Vad räknas som ett hållbart biodrivmedel? Aktörerna behöver förhålla sig till EU:s och Sveriges regelverk på området som sammanfattas nedan. Regelverken bestämmer vilka råvarukategorier som får klassificeras och användas för hållbara drivmedel, energianvändning, krav på ökad produktion av hållbara drivmedel över tid, samt åtgärder för att göra det ekonomiskt ofördelaktigt att fortsätta använda fossila drivmedel.

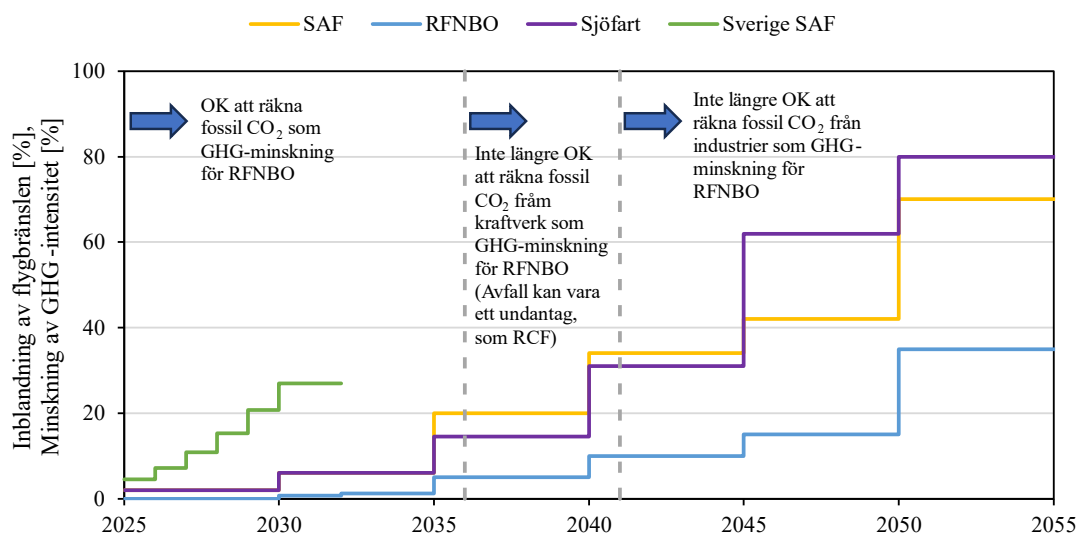
- Direktivet om förnybar energi, REDII (EU 2018/2001) och REDIII (EU 2023/2413).
  - För transportsektorn finns inom EU ett mål om att minst 29% av energianvändningen skall vara förnybar senast 2030 och att växthusgasintensiteten skall minska med minst 14,5% fram till 2030. Återvunna kolbaserade bränslen (*recycled carbon fuels*, RCF, ex. från CCU, eller råvara i form av plast eller den fossila delen av däck) får beaktas, om medlemsstaten väljer det. Andelen biodrivmedel från råvaror som listas i Bilaga IX i RED (se nedan) och andelen förnybara drivmedel av icke-biologiskt ursprung (RFNBO) kan räknas med en faktor 2 mot transportsektorns energimål. Andelen förnybar el som levereras till vägfordon ska anses 4 gånger så stor som sitt energiinnehåll. Bidrag från avancerade biodrivmedel (Kategori A nedan) ska vara minst 1% år 2025, och minst 5,5% senast 2030. Bränslen från Kategori B (nedan) ska begränsas till 1,7% av totala energianvändningen i transportsektorn. Andelen drivmedel från Kategori A till luft/sjöfart ska anses vara 1,2 gånger energiinnehållet, med undantag för bränslen från livsmedels- och fodergrödor, och andelen RFNBO till luft/sjöfart ska anses vara 1,5 gånger så stor som energiinnehållet. (Artikel 25 och 27)
  - RED ger randvillkor för hur och vilken typ av skogsbaserad biomassa som får användas och räknas som hållbar energi. Biomassa ska användas enligt *kaskadprincipen*, dvs utifrån sitt högsta ekonomiska och miljömässiga värde, i följande prioritetsordning: (i) träbaserade produkter, (ii) förlängning av träbaserade produkters livslängd, (iii) återanvändning, (iv) återvinning, (v) bioenergi, (vi) bortskaffande, deponi. (Artikel 3)
  - I RED ges bestämmelser för vilka bränsleråvaror som kan användas för produktion av (avancerade) biodrivmedel. Dessa delas in i två kategorier: A – råvaror som kräver avancerad teknik för biodrivmedelsproduktion, B – råvaror som kan bearbetas till biodrivmedel med beprövad teknik. Båda kategorierna får bidra till transportsektorns mål om förnybar energi med två gånger sitt energiinnehåll. (Bilaga IX i RED)
  - Kategori A innehåller (exempelvis): biomassafraktioner av avfall från hushåll, industri, skogsbruk och skogsbaserad industri och biologiskt avfall; tallbeck; jordbruksrester som halm, stallgödsel, avloppsslam mm; odlade alger; andra typer av cellulosa och lignin från icke-livsmedel utom sågtimmer eller fanérstockar. (Bilaga IX i RED)
  - Kategori B innehåller: använd matolja (*used cooking oil*, UCO), och animaliska fetter kategori 1 och 2 enligt förordning (EG) nr 1069/2009. (Bilaga IX i RED) Det finns i nuläget ingen reglering angående användning av animaliska fetter kategori

3 för biodrivmedel, det är upp till varje medlemsland att bestämma. Däremot inkluderas fetter kategori 3 inte i *avancerade biodrivmedel* och kan därmed inte dubbelräknas mot målen ovan.

- För att säkerställa att förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung (RFNBO, vars energiinnehåll hämtas från andra förnybara energikällor än biomassa, Artikel 2) bidrar till att minska växthusgasutsläppen bör den el som används för bränsleproduktion vara av förnybart ursprung. Vätgas som används för att producera drivmedel omfattas av transportmålen för förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung. Minskningen av växthusgasutsläpp från användningen av förnybara drivmedel av icke-biologiskt ursprung (RFNBO) och återvunna kolbaserade bränslen (RCF) ska vara minst 70%. (Artikel 29)
- Andelen RFNBO som levereras till sjöfartssektorn ska vara minst 1,2% av den totala mängden energi till sektorn från år 2030. (Artikel 25)
- Återvunna kolbaserade bränslen produceras av: (i) fast eller flytande avfall av icke-förnybart ursprung som inte lämpar sig för materialåtervinning, eller (ii) från gaser från avfallshantering, eller (iii) avgaser av icke-förnybart ursprung som framställs som en oundviklig och oavsiktlig följd av produktionsprocessen i industrianläggningar. (Artikel 2)
- Den delegerade förordningen om minimumtröskelvärde för minskningen av växthusgasutsläpp från återvunna kolbaserade bränslen (RCF) och RFNBO (EU 2023/1185)
  - Den delegerade förordningen kompletterar RED med förtydliganden om hur minskningar av växthusgasutsläpp skall beräknas, samt vilka kolkällor som accepteras.
  - Punkt 10 i Bilagan till förordningen specificerar vad som räknas som undvikna koldioxidutsläpp kopplat till insatsmaterialet (CO<sub>2</sub>) och befintlig användning. Koldioxid som används för produktion av RFNBO och/eller RCF kan räknas som en utsläppsminskning (avoided emissions) mot tröskelvärdet om 70% givet att:
    - a) Koldioxiden har avskilts från en verksamhet som ingår i ett system för koldioxidprissättning (t.ex. EU ETS), och har använts för drivmedelsproduktion senast 2036 (för kraftverk), eller 2041 (övriga anläggningar). Notera att det inte är förbjudet att använda denna typ av koldioxid efter tidsbegränsningarna, men det blir svårare att nå minskade växthusgasutsläpp om 70% om inte den avskilda koldioxiden i sig kan räknas som undvikna utsläpp.
    - b) Koldioxiden har avskilts från luften.
    - c) Koldioxiden har avskilts från produktion eller förbränning av biobränslen, som inte erhållit utsläppskrediter.
    - d) Koldioxiden har avskilts från förbränning av RFNBO eller RCF som uppfyller kriterierna för minskade växthusgasutsläpp om 70%.



- e) Koldioxiden härrör från en geologisk källa och har tidigare frigjorts på naturlig väg.
- Koldioxid som härrör från förbränning som enbart syftar till att producera koldioxid undantas från ovan, samt koldioxid vars avskiljning har beviljats utsläppskrediter enligt andra rättsliga bestämmelser.
- Förordningen om säkerställande av lika villkor för hållbar luftfart (ReFuel Aviation, EU 2023/2405)
  - Förordningen är ett steg mot att minska användandet av fossila bränslen inom luftfart, genom inblandning av *hållbara flygbränslen*. Med start från 2025 skall minst 2% av volymen flygbränsle vara klassad som hållbar. Andelen ökar successivt till minst 70% hållbara flygbränslen 2050. Från 2030 ställs det även krav på att 0,7%/år (i snitt minst 1,2%/år under 2030-2031) av den totala volymen flygbränslen skall vara av typ *syntetiska flygbränslen*, vilket ökar till 35% år 2050, se Figur 1. Andelen syntetiska flygbränslen ingår i andelen hållbara flygbränslen. (Bilaga I i förordningen)
  - Hållbara flygbränslen inkluderar: a) syntetiska flygbränslen, vars energiinnehåll hämtas från andra förnybara energikällor än biomassa (*renewable fuels of non-biological origin, RFNBO*); b) bioflygbränslen producerade av råvaror i kategori A eller B enligt RED; c) flygbränslen baserade på återvunnet kol (icke-förnybart ursprung, RCF). Om förnybar el inte används vid framställandet krävs att drivmedlet leder till minskade livscykelutsläpp om 70% för att få klassas som ett koldioxidsnålt bränsle. Biobränslen baserade på foder, livsmedel eller grödor inkluderas inte. (Artikel 3)



Figur 1. Tidslinje för EU:s inblandningskrav av hållbara flygbränslen (SAF), e-bränslen (RFNBO) i flygbränslen, krav på minskad växthusgasintensitet (GHG) för bränsleanvändning inom sjöfart, samt Sveriges inblandningskrav för hållbara flygbränslen.

- Om en bränsleleverantör misslyckas med att leverera minimumkvoten för en rapporteringsperiod, så måste den minst komplettera bristmängden i efterföljande rapporteringsperiod. Detta gäller kvoterna för både hållbara flygbränslen och syntetiska flygbränslen. Medlemsstaterna skall också ta ut en sanktionsavgift som är minst två gånger så hög som [prisskillnaden mellan konventionellt flygbränsle och hållbart flygbränsle resp. syntetiskt flygbränsle, per ton]\*[mängden flygbränsle som inte uppfyller resp. minimiandel]. (Artikel 4 och 12)
- Förordningen gäller så kallade unionsflygplatser i medlemsländerna, där passagerartrafiken överstiger 800 000 passagerare, eller godstrafiken överstiger 100 000 ton. I Sverige finns i nuläget 5 sådana flygplatser, som listas i Bilaga B i rapporten (Arlanda, Bromma, Landvetter, Malmö och Kallax (Luleå)).
- Förordningen om användning av förnybara och koldioxidsnåla bränslen för sjötransport (FuelEU maritime, EU 2021/0210)
  - Förordningen syftar till att minska utsläpp av växthusgaser inom sjöfart. Den årliga genomsnittliga växthusgasintensiteten från ett fartygs energianvändning ombord får inte överskrida ett givet gränsvärde. Referensen för gränsvärdet är satt till 91,16 gCO<sub>2eq</sub>/MJ och minskas över tid med en förutbestämd procentsats. Från år 2025 är minskningen 2%, och från år 2050 80%, Figur 1.
  - Fartyg belönas av att använda förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung (RFNBO) genom en multiplikator på 2.
  - En straffavgift måste betalas om minskningen av växthusgasintensitet inte efterföljs.
- Direktivet om energieffektivitet (EU 2023/1791)
  - Direktivet ska främja åtgärder för ökad energieffektivitet. Principen om energieffektivitet först ska tillämpas vid bedömningar av planerings-, policy- och större investeringsbeslut. Kostnads-nyttanalyser ska användas för att bedöma kostnadseffektivitet i energieffektiviseringslösningar. (Artikel 3)
  - Den kollektiva energianvändningen i EU ska minska med minst 11,7% till 2030 jämfört med en referensprognos från 2020. Det läggs krav på årliga energibesparingar för medlemsländerna fram till 2030. (Artikel 4.1 och 8.1)
  - Under förutsättning att besparingskraven uppfylls ändå får energi som används i transporter helt eller delvis undantas från beräkningar. (Artikel 8.6)

- Utsläppshandel inom EU
  - Flygtrafik ingår i EU:s utsläppshandel, EU ETS, dock undantas internationella flygningar till och från EU åtminstone till 2027. För internationella flygningar till/från tredje land gäller istället det globala styrmedlet CORSIA. Den fria tilldelningen av utsläppsrätter till flygoperatörer ska fasas ut och upphöra 2026.
  - Sjöfart inkluderas gradvis i EU ETS från 2024 och ska 2026 vara helt inkluderad i systemet. För fartyg som lämnar eller ankommer EU gäller att de ska köpa utsläppsrätter för 50% av resans utsläpp.
  - Vägtrafik ingår inte i EU ETS, men ett separat handelssystem för utsläpp från vägtrafik och uppvärmning av bostäder (och eventuellt fler mindre sektorer) införs 2027 – kallat ETS BRT, eller ETS2.
  - För att kunna rapportera koldioxidutsläpp från biodrivmedel eller alternativa bränslen som "noll" i systemet så krävs att man kan uppvisa bevis på att hållbarhetskriterierna i RED är uppfyllda. Flygbränslen som är godkända under ReFuel Aviation kan räknas som noll.
  
- Sveriges mål och regelverk kopplat till hållbar transport
  - Växthusgasutsläppen från inrikes transporter (utom inrikes luftfart som ingår i EU ETS) ska minska med 70% senast 2030 jämfört med 2010. (Elektrifiering förväntas bidra strakt till minskningen).
  - Lagen om reduktionsplikt (2023:823) innebär att drivmedelsleverantörer ska minska växthusgasutsläppen från bensen och diesel genom att blanda in förnybara eller andra fossilfria drivmedel. I november 2023 låg reduktionsnivåerna på 7,8% för bensen och 30,5% för diesel. Sedan 1 januari 2024 är reduktionspliktens krav på minskade utsläpp för bensen och diesel sänkta till 6% för 2024-2026, i syfte att minska drivmedelspriserna. Reduktionsnivåerna för 2027-2030 slopas. För flygfotogen ligger reduktionsplikten på 3,5% år 2024, och kommer successivt öka till 27% år 2030, se Figur 1.
  - Sverige ger statsstöd i form av skattebefrielse för rena och höginblandade biodrivmedel (t.ex. E85, rapsbaserad biodiesel (FAME) och HVO) fram till sista december 2026.

## 2.1 Kommentar till regelverken

Regelverken ger starka incitament till att producera bio- och syntetiska drivmedel till transportsektorn. Givet kraven på inblandning av syntetiska och biodrivmedel och införandet av utsläppshandel för samtliga transportslag bör betalningsviljan för koldioxidsnäla drivmedel öka och göra det fördelaktigt för drivmedelsproducenter att investera i sådan produktionsteknologi. Det kvarstår dock en del frågetecken kring råvaruvolymer, tillgång på förnybar el och huruvida regelverket styr i rätt riktning eller står i konflikt mot sig självt. Aktörerna som berörs av regelverken kommer naturligtvis göra vad de kan för att uppfylla kraven till lägsta möjliga kostnad, vilket innebär en risk om regelverket styr i en riktning som avviker från vad som faktiskt behöver åstadkommas.

Enligt REDIII-direktivet är det enbart restfraktioner av biomassa som inte har någon ekonomisk användning till materialproduktion som kan användas till biodrivmedel. Att nå produktionsmål för biodrivmedel bygger därmed i stor utsträckning på att rester och avfall finns att tillgå i tillräckligt stora mängder. Eftersom man samtidigt vill minimera mängden rester och avfall i samhället (avfallshierarkin) så kan det bli utmanande att få ihop råvara till drivmedel. Biodrivmedel lär dock bli en produkt med betydligt högre marknadsvärde än restfraktionerna, så från ett ekonomiskt perspektiv kan det således löna sig att generera rester som man kan producera högvärdiga produkter av. Tekniska system med lägre verkningsgrad som resulterar i större mängder rester och avfall kan därmed bli ekonomiskt fördelaktiga. Detta står i konflikt med avfallshierarkin och direktivet om ökad energieffektivitet. Det kan även diskuteras ifall resterna bör klassificeras som rester över huvud taget om de kan användas till högvärdiga produkter på ekonomiska grunder.

Enligt EU:s regelverk behöver kolatomerna i drivmedlet inte nödvändigtvis vara av biogent ursprung för att få klassas som hållbart drivmedel, så länge minskningen av växthusgasutsläpp vid användningen av drivmedlet är minst 70%. Detta ger incitament till att fortsätta använda fossil energi och råvara, om man kan avskilja den fossila koldioxiden från t.ex. industriella processutsläpp eller förbränningsavgaser, och sedan sälja den som ett eftertraktat flygbränsle. Som nämnts ovan finns dock en tidsbegränsning (år 2036/2041) för att kunna räkna koldioxid som i nuläget ingår i system med koldioxidprissättning, t.ex. EU ETS, som undvikna utsläpp om den används i RFNBO/RCF. Det är inte förbjudet att använda fossil koldioxid i hållbara drivmedel även efter år 2036/2041, men det blir svårare att nå tröskelvärdet om 70% minskade växthusgasutsläpp om man inte kan räkna den avskilda koldioxiden som undvikna utsläpp.

Kravet på inblandning av syntetiska flygbränslen (e-bränslen, RFNBO) ställer höga krav på ökad tillförsel av förnybar el, främst till grön vätgasproduktion, eftersom blå vätgas (från t.ex. naturgas med koldioxidavskiljning) inte betraktas som en förnybar energikälla. Begränsningen att inte använda energi från biomassa i produktion av syntetiska bränslen blir till viss del begränsande för val av teknik. Att producera syntetiska drivmedel via en förgasningsprocess ger minskat vätgasbehov och högre energieffektivitet, eftersom en del av vätgasen då fås från den biogena råvaran och inte från el. Dock kan enligt regelverket inte denna (mer energieffektiva) andel biodrivmedel räknas som syntetiskt bränsle (det räknas istället som avancerat biodrivmedel), utan enbart den andel som fått vätgas producerad av el blir RFNBO. Givet den höga straffavgiften för att inte uppfylla sin kvot av producerade syntetiska flygbränslen kan det alltså bli fördelaktigt att välja tekniskspår med högre elförbrukning och lägre energieffektivitet, för att säkerställa att man uppfyller målen. Här uppstår därmed en konflikt med EU:s mål om ökad energieffektivitet.

Regelverket tycks vara uppsatt för att främja närproducerad förnybar vätgas via elektrolys, i direkt anslutning till produktionsanläggningen. Det är oklart hur man skall räkna importerad vätgas eller vätgas som blandas in i gasnät. Att godkänna importerade vätgasbärare som blå ammoniak (producerad av fossil råvara men med koldioxidavskiljning) skulle även minska pressen på att under

kort tid bygga ut stora mängder förnybar elproduktion, vilket antagligen kommer bli en stor flaskhals för att nå produktionsmålen för elektrobränslen.

Det finns även oklarheter om exakt hur förnybar vätgas kan användas i produktionsprocesser för drivmedel, och vilka produktionsprocesser som därmed blir "klassificerade" för olika typer av hållbara drivmedel. I vissa fall kan (den förnybara) vätgasens användning i en produktionsprocess leda till att koldioxidutsläppen från processen minskar. Det vill säga, man ökar mängden drivmedel som produceras från det tillgängliga kolet i råvaran (ökat kolutbyte) genom att tillsätta mer vätgas, och minskar därmed koldioxidutsläppen från produktionen. Detta leder till oklarheter om produkten kommer räknas som ett syntetiskt e-bränsle, eller om det blir ett avancerat bioflygbränsle.

### 3. Råvara

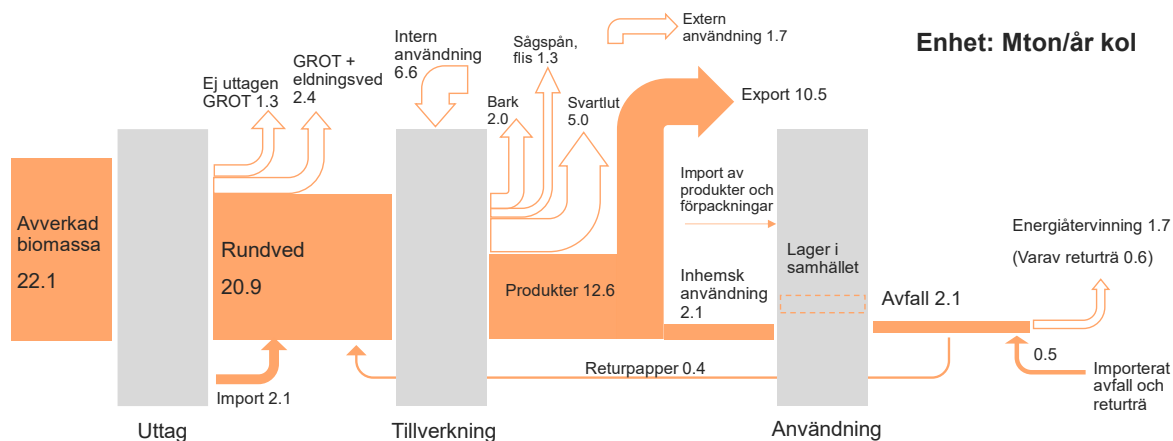
Mängden råvara som behövs för omställningen av drivmedelssektorn beror på vilka produktionsmål som producenterna och regelverken sätter. Tabell 1 ger en översikt av hur mycket råvara som minst går åt till att producera 1 ton metanol, dvs givet ett teoretiskt kolutbyte på 100%. För att producera **1 miljon ton metanol** om året (å 5,9 TWh) krävs alltså minst 380 kton kol (å 3,9 TWh biomassa) i form av bioråvara, koldioxid eller kolmonoxid, och vätgastillförsel om antingen 130-190 kton H<sub>2</sub>/år (4,2-6,3 TWh), 500-750 kton/år naturgas (6,9-10,4 TWh) eller 800-1100 kton/år ammoniak (4,1-5,5 TWh). Produceras vätgas från el med en verkningsgrad på 67% motsvarar det ett elbehov om 6,2–9,3 TWh/år. Eftersom metanol består till 50% (vikt) av syre, vilket hydreras eller kondenseras bort under behandling till kolväte, krävs därmed **dubbla mängden** metanol och råvaror för att producera motsvarande 1 miljon ton drivmedel. Vätgasbehovens intervall diskuteras vidare i avsnitt 4.

Tabell 1. Omvandlingstabell för råvaror till metanolsyntes, baserat på teoretiska (stökiometriska) behov utgående från 100% utbyte.

	Kol	Kolmonoxid	Koldioxid	Vätgas	Naturgas	Ammoniak	Metanol
Kemisk beteckning	C	CO	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	NH <sub>3</sub>	CH <sub>3</sub> OH
Molvikt (g/mol)	12	28	44	2	16	17	32
Värmevärde, LHV (MJ/kg)	33	10,2	0	120	50	18,6	21,1
Stökiometriskt behov med <b>CO</b> som råvara (mol/mol metanol)	1	1	1	2	1	1,5	1
Behov i vikt, med <b>CO</b> som råvara (ton/ton metanol)	0,38	0,88	1,38	0,13	0,50	0,8	1
Energimängd i råvara med <b>CO</b> som utgångspunkt (MWh/ton metanol)	3,4	2,5	0	4,2	6,9	4,1	5,9
Stökiometriskt behov med <b>CO<sub>2</sub></b> som råvara (mol/mol metanol)	1	1	1	3	1,5	2	1
Behov i vikt, med <b>CO<sub>2</sub></b> som råvara (ton/ton metanol)	0,38	0,88	1,38	0,19	0,75	1,1	1
Energimängd i råvara med <b>CO<sub>2</sub></b> som utgångspunkt (MWh/ton metanol)	3,4	2,5	0	6,3	10,4	5,5	5,9

#### 3.1 Biogena och återvunna kolatomer

Figur 2 ger en översiktlig bild av nuvarande uttag och användning av biogena kolatomer från skoglig biomassa och avfall i Sverige, baserat på data för år 2020. Av den avverkade skogsvolymen går ca 50% av trädet till materialprodukter (sågade trävaror och papper- och massaprodukter). Resterande biomassa (grot, industriella skogsrester som bark, svartlut, flis och spån) går i dagsläget till energisektorn, dels för att producera ånga internt till industriernas processer, och som bränsle i fjärrvärmeverk. En stor del av materialprodukterna exporteras. Av det avfall som



Figur 2. Översikt av material- och energiflöden inom den svenska skogsindustrin i form av biogent kol, baserat på data för år 2020. Fyllda fält representerar material och träråvara; vita pilar representerar biogent kol som går till energianvändning (förbränning) eller som lämnas kvar och bryts ned i skogen (ej uttagen GROT).

resulterar efter produkternas användningsfas går majoriteten till energiåtervinning i kraftvärmeverk; en mindre mängd avfall materialåtervinns, främst returpapper.

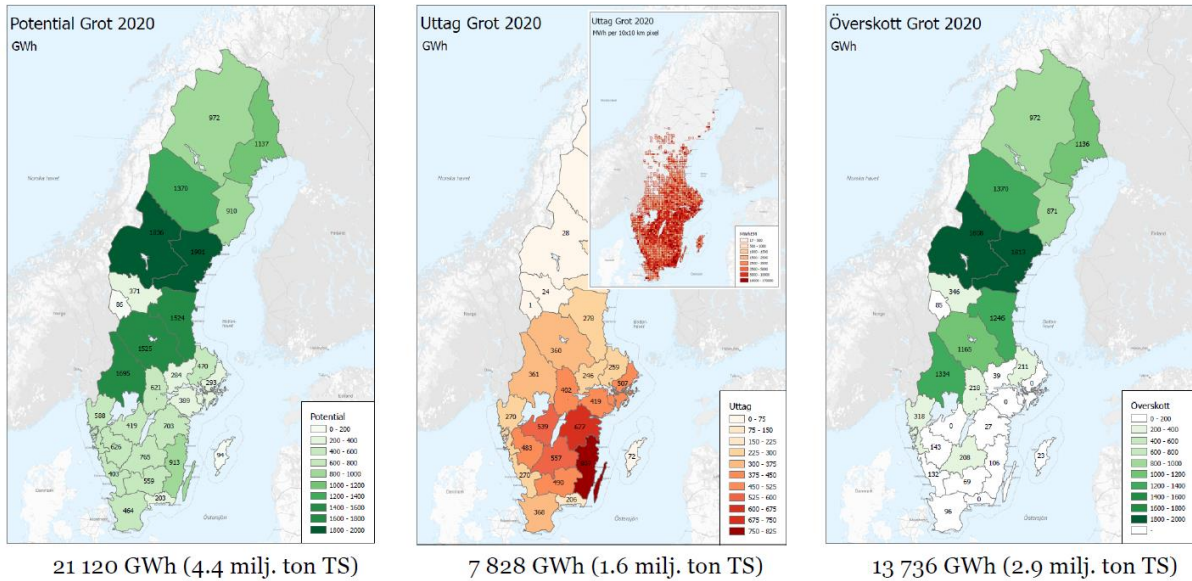
De vita pilarna i Figur 2 representerar biomassarester som går till energianvändning och skulle alltså kunna vara aktuella för drivmedelsproduktion inom gällande regelverk. Frågan uppstår då vilken av fraktionerna som är bäst lämpad och lättast att få tillgång till. I princip samtliga bioresurser som tas ut från skogen har redan ett befintligt användningsområde, som alltså antingen behöver ersättas med annan energi/material för att frigöra biomassan till drivmedelsproduktion, alternativt tillämpa energiintensiv koldioxidinfångning på förbränningsanläggningar för att ta tillvara biogena kolatomer efter förbränning.

### 3.1.1 Avverkningsrester (grot)

Av den grot som uppstår till följd av skogsavverkning och som anses ekologiskt hållbar att ta ut från skogen, extraheras i nuläget ca 40%, främst i södra Sverige (Skogforsk, 2023). Volymmässigt kan ytterligare ca 1,3 Mton/år kol i form av grot fås från skogen, utöver de 0,8 Mton/år kol i grot som tas ut för närvarande. Resursen är dock spridd över stora områden, Figur 3. Kostnaden för att ta ut grot ökar med transportavstånd, och i de norra delarna av Sverige finns i dagsläget inte infrastruktur för att hantera ökat grotuttag, vilket alltså kräver investeringar.

Den grot som tas ut används i dagsläget främst som bränsle i fjärrvärmepannor. Svebio (2022) uppskattar att ca 10 TWh/år fjärrvärme och el produceras av att elda grot. Om groten istället skulle användas för metanolsyntes via t.ex. förgasning, uppstår därmed ett fjärrvärmeproduktionsbortfall som behöver ersättas av andra energikällor. Ersätter man bortfallet med värmepumpar (värmefaktor 3) motsvarar det ett nytt elbehov om ca 3 TWh/år. Om man fortsätter elda grot för värmeproduktion kan koldioxidinfångning tillämpas på förbränningsavgaserna för att samla in kolatomer för metanolsyntes. Dock kräver även koldioxidinfångning energi, se avsnitt 4.2.

Som råvara är grot att betrakta som en råvara med låg "renhet", liksom bark, dvs det krävs investeringar i reningssteg i produktionskedjan för att nå hög kvalitet (renhet) i produkten. Det är även på grund av liknande anledningar som man undviker att använda grot i t.ex. produktion av pappersmassa, då grotens råvarukvalitet generellt inte uppfyller vad som förväntas av pappersmassa. Om man först eldar upp groten och sedan fångar in den bildade koldioxiden för vidare drivmedelsyntes går det såklart att undvika dessa tillkortakommanden.



Figur 3. Tillgång, nuvarande uttag och potential för ökat uttag av grot i Sverige, baserat på data för år 2020. TS = torr substans. Källa: (Kjärstad et al., 2023).

Politiskt sett finns på EU-nivå en drivkraft att minska uttaget av biomassa från skogen, inklusive grot. Enligt REDIII skall biomassa användas i enlighet med kaskadprincipen, vilken uttrycker att enbart skogsrester (t.ex. från industriella processer) bör användas för energiändamål. Det debatteras hurvida grot inkluderas i kategorin "skogsrest". Det kan alltså finnas en risk kopplat till att starta upp metanolproduktion baserat på grot som råvara, om groten i ett senare skede inte längre får klassificeras som hållbar råvara, eller det tillåtna uttaget (tillgången) minskar.

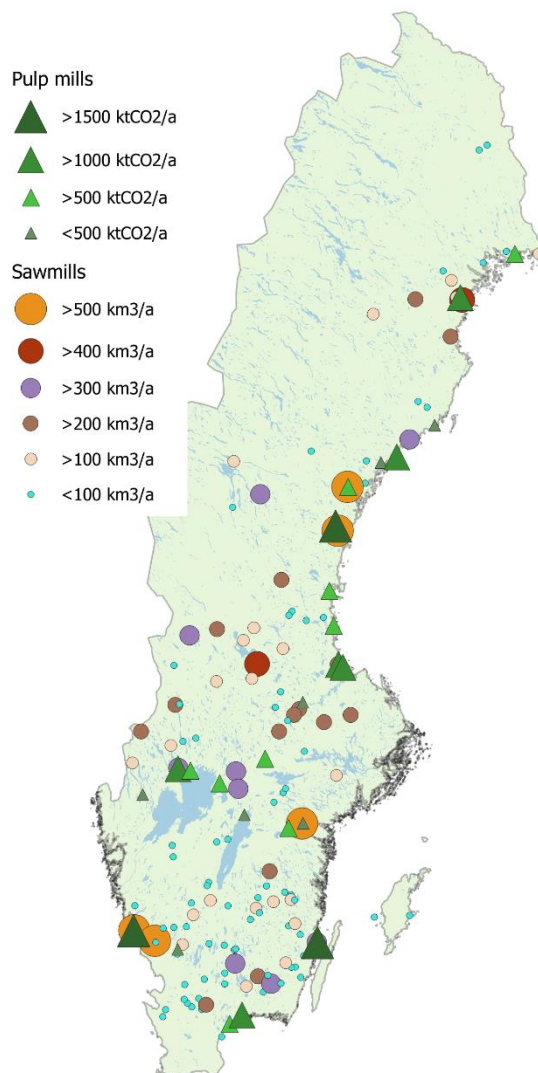
### 3.1.2 Industriella skogsrester (svartlut, bark, spån och flis)

De industriella skogsresterna är, till skillnad från grot, koncentrerade till massbrukens och sågverkens placeringar, Figur 4. I Figur 2 kan ses att 8,3 Mton/år kolatomer i olika råvaruformer finns att tillgå i form av industriella skogsrester, där merparten i dagsläget eldas av industrierna för att tillgodose processernas värmebehov och återvinna kokkemikalier till massbruken. Svartlut utgör den största delen. Att frigöra skogsresterna till drivmedelsproduktion innebär att de industriella energibehoven behöver mötas på något annat sätt, t.ex. genom elektrifiering. Elektrifiering av industriella processvärmebehov får stöd av REDIII. En sådan omställning kräver dock stora ingrepp i utrustning och utbyggnad av elnät och elproduktion.

Ett alternativ är att man fortsättningsvis eldar skogsresterna, men att koldioxidinfångning tillämpas på förbränningsavgaserna. På så sätt kan man tillgodose industrins energibehov, samtidigt som de biogena kolatomerna samlas in för till exempel metanolsyntes. Nackdelen med denna strategi är att koldioxidinfångning, och framförallt efterföljande syntes till metanol, är mycket energikrävande och kostsamt, samt att ny infrastruktur för hantering och eventuell transport av koldioxid behöver byggas upp. Så, oavsett om skogsresterna i sig, eller koldioxiden från deras förbränning tas till vidare syntes, så krävs alltså omfattande utbyggnad av infrastruktur och/eller nya processer.

Ett tredje scenario ges av ökad materialproduktion från biomassan. Det är huvudsakligen sulfatmassabruk (kemisk massa) som eldar bioenergi för att möta processvärmebehov, vilket innebär att mindre än 50% av rundveden blir pappersmassa och resterande andel blir koldioxid efter förbränning. En alternativ produktionsprocess är kemisk-termomekanisk (CTMP) massaproduktion, där upp till 95% av rundveden (stock minus bark) blir produkt – dock kan den producerade massans egenskaper skilja sig från kemmassan. CTMP-massa skulle kunna ersätta

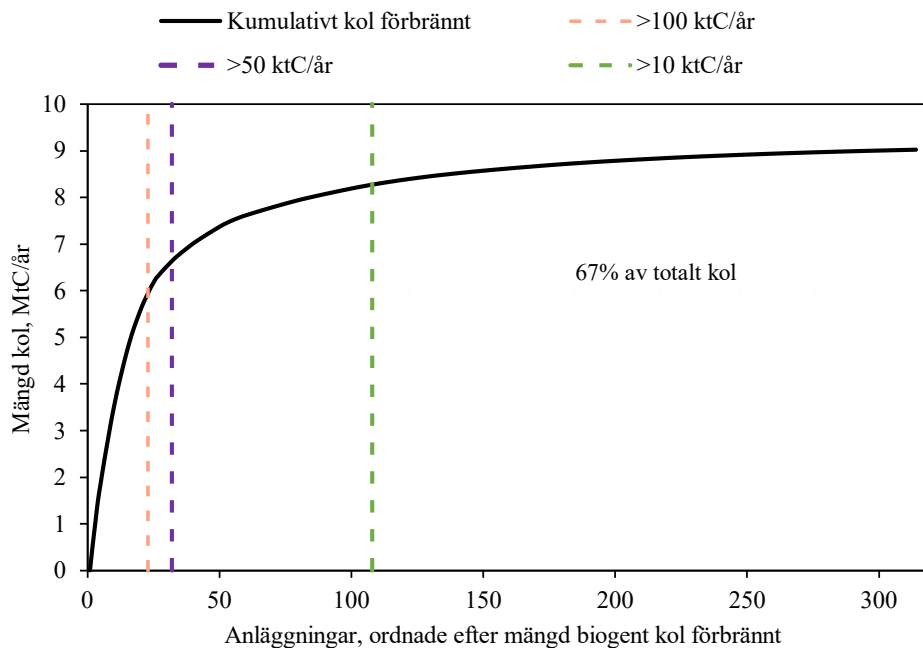




Figur 4. Karta över de största aktörerna inom svensk skogsindustri (massabruk och sågverk), baserat på massabrukens årliga CO<sub>2</sub> utsläpp (>150 ktCO<sub>2</sub>/år) och sågverkens årliga virkesförbrukning (km<sup>3</sup> sågat timmer/år).

kemisk massa i vissa tillämpningar (Rottneros, 2024). En CTMP-process kan sägas uppfylla EU:s kaskadprincip i högre grad än en kemisk massaprocess, givet att en större andel av trädet blir till material. Om den svenska massaindustrin (delvis) skulle övergå till CTMP så minskar därmed mängden biogent kol att tillgå i form av skogsindustriella rester; men kolatomerna kan fortfarande vara tillgängliga i form av avfall när produkterna kasseras. Massaproduktionen i Sverige är i de flesta fall specialiserad mot specifika högkvalitativa produkter av sulfatmassa där CTMP-massa år 2022 endast stod för knappt 10% av all pappersmassa i Sverige (Skogsindustrierna, 2022). De praktiska incitamenten för att bygga om befintliga massabruk till CTMP bedöms dock som små. Ett troligare scenario om ett bruk i Sverige tappar konkurrenskraft skulle vara att bruket i Sverige läggs ner i förmån för produktion i ett annat land, dit träråvaran kan exporteras.

Figur 5 visar hur nuvarande förbränning av biomassa i form av industriella skogsrester och grott fördelar sig mellan svenska anläggningar (fjärrvärmeverk, massabruk), sågverk är dock inte representerade i figuren. Av de anläggningar som använder mer än 100 kton/år kol återfinns 21 massabruk där sodapannor för att elda svartlut är de största förbränningseenheterna, och två fjärrvärmenät – Stockholm Exergi (Värtaverket KVV8) och Söderenergi (Igelsta KVV). Tillsammans står dessa 23 anläggningar för 67% av den totala kolanvändningen. Bland de som släpper ut

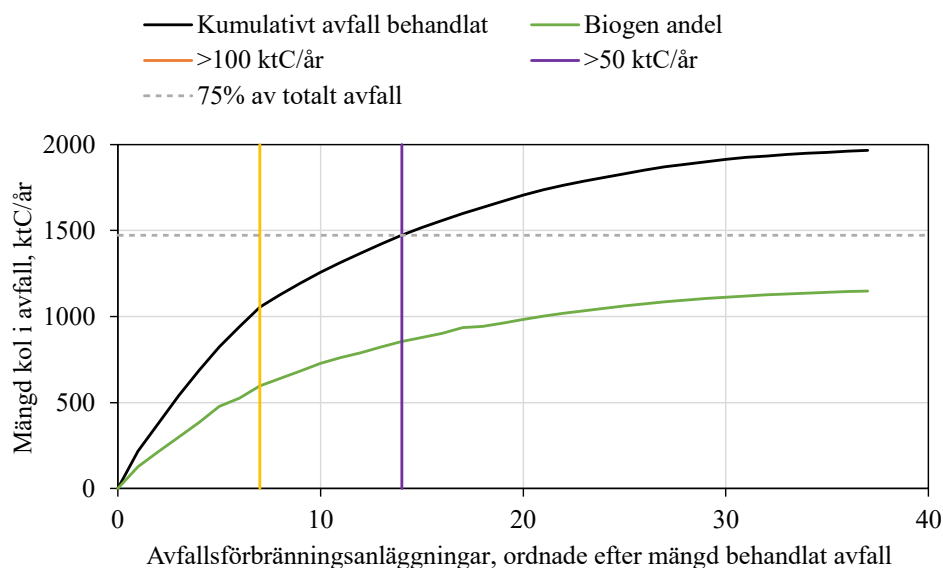


Figur 5. Fördelning av biogena kolatomer från skogsrester (grot, svartlut, spån, flis, bark) mellan förbränningsanläggningar (kraftvärme, sodapannor, fjärrvärmepannor) i Sverige, år 2020. Baserat på data från Naturvårdsverket (2024) och Biovärmekartan (Bioenergi, 2021).

mellan 50 till 100 kton/år kol finns ytterligare tre massabruk och sex fjärrvärmenät (Göteborg Energi, Eskilstuna, Örebro, Umeå, Västerås och Kraftringen), som står för 7% av kolanvändningen. Resterande 26% av den totala kolmängden är fördelad mellan mindre massabruk och fjärrvärmenät av varierande storlek som är spridda över landet. Det skulle alltså vara möjligt att få tillgång till betydande mängder koncentrerad kolråvara från ett hanterbart antal platser.

Sågverken är fler i antal än massabruk, men endast ett fåtal är stora, Fig. 3. De största sågverken ligger i nära anslutning till stora massabruk. Sågspån är en intressant råvara för biodrivmedel på grund av dess höga renhet. Preem och sågverksägaren Setra i Gävle har tillsammans startat bolaget Pyrocell för att producera pyrolysolja av sågverket Kastets sågspån, som sedan raffinerar till biodrivmedel vid raffinaderiet i Lysekil. Potentialen för att producera drivmedel av sågspånet är dock relativt liten. Ca 1.3 Mton kol/år bioråvara kan finnas tillgängligt i form av sågspån och flisrester (Fig. 1). Vid Pyrocells anläggning matas årligen 80 000 ton spån, som blir till 25 000 ton pyrolysolja (Setra Group, 2024), vilken efter den har processats i Preems raffinaderi i Lysekil resulterar i ca 15 000 ton biodrivmedel. Det finns också konkurrerande användningsområden för sågspån, till exempel spånskivor för byggnadsmaterial, vilket är i linje med EU:s kaskadprincip för biomassaanvändning. Dock är den största konkurrensen kring sågspån just nu produktion av träpellets för att substituera fossila bränslen i industrier. Det mest extrema exemplet är kraftverket DRAX i England som har ställt om ett helt kolkraftverk till biopellets, en anläggning som konsumerar mer än 7 miljoner ton träpellets per år och satsar på koldioxidinfångning.

Pyrolys kan tillämpas även på andra biomassafraktionier än sågspån, men utmaningar uppstår då fler reningssteg behövs för att biooljan ska hålla tillräckligt hög kvalitet/renhet för att kunna blandas in i befintliga raffinaderiprocesser utan att försämra katalysatorer. Kostnadsmissigt blir det en avvägning av hur mycket kostnaden för reningssteg och katalysator ökar, jämfört med hur mycket råvarukostnaden minskar om man använder mindre "fina" råvaror som grot eller bark.



Figur 6. Fördelning av kolatomer i avfall mellan avfallsförbränningsanläggningar i Sverige, år 2022. Baserad på data från Naturvårdsverket (2024) och Avfall Sverige (2022).

### 3.1.3 Avfall

Kommunalt avfall och verksamhetsavfall är spridda resurser, men har ett system för insamling till ett fåtal platser i Sverige (se karta i avsnitt 5.1) där avfallet, till största del, eldas upp för energiåtervinning. En mindre andel av avfallet materialåtervinns, främst papp/kartong till returpappersmassa, och en del plast som exporteras för materialåtervinning. Sverige importerar en betydande andel avfall, främst från Norge och Storbritannien. Figur 6 illustrerar fördelningen av kolatomer i avfall mellan avfallsförbränningsanläggningar i Sverige. Majoriteten (54%) av allt avfall förbränns inom sju fjärrvärmenätverk som vardera eldar motsvarande minst 100 kton kol varje år: Stockholm Exergi, E.ON. Malmö (SYSAV), Tekniska Verken Linköping, Renova i Göteborg, E.ON. Norrköping (Händelöverket), Mälarenergi i Västerås samt Vattenfall Uppsala (Boländerna). Ytterligare sju fjärrvärmeanslutna anläggningar eldar avfall om minst 50 kton/år kol. Med nuvarande avfallshanteringssystem kommer man åt 75% av allt kol i avfall (å ca 1,5 Mton/år) via dessa 14 anläggningar, vilket t.ex. skulle räcka för att förse kemiklustret i Stenungsund med kolråvara och skapa ett cirkulärt system med materialåtervinning. En lista med anläggningarna ges i avsnitt 5.

På samma sätt som för de biogena skogsresterna som beskrivits ovan, kan avfallet processas till metanol genom att i) skickas till annan anläggning (ex förgasare) än befintlig förbränningsanläggning, eller ii) fånga in koldioxid från de befintliga förbränningsanläggningarna. Liksom för eldning av grot i kraftvärmeverk, så uppstår ett behov av att ersätta energin i avfallet som i nuläget går till el- och värmeproduktion, om avfallsresursen istället skulle gå till drivmedelssyntes via exempelvis förgasning. Koldioxidavskiljning är, som nämnts, kopplat till ett energibehov och tillhörande infrastruktur, men möjliggör att fjärrvärme fortsatt kan levereras.

Något som särskiljer avfallsresursen från skogsresterna är att den består av en blandning av fossilt och biogent kol. Ett vanligt antagande är att sätta den biogena andelen till ca 60%. Den fossila andelen kommer främst från plastmaterial, vilket skulle kunna sorteras ut från det blandade avfallet (eller sortering av konsument) och gå till separat plaståtervinning via termokemisk återvinning. En sådan anläggning för utsortering av plast från avfall finns redan i drift i Stockholm (Brista Eftersorteringsanläggning, drivs av SÖRAB), där ca 75% av all plast som når anläggningen skickas vidare för återvinning. Stockholm Vatten och Avfall planerar att ta en liknande anläggning i drift

hösten 2024 (Resursutvinning Stockholm i Högdalen). Flera andra aktörer planerar för denna typ av utrustning.

Ett alternativ är att blandat avfall fortsatt eldas med efterföljande koldioxidavskiljning, och att man sedan fördelar den infångade koldioxiden (producerad metanol) till olika användningsområden. Fossilt kol skulle t.ex. kunna användas för syntes av plastmaterial och skapa ett slutet system för de fossila kolatomerna, medan biogent kol kan gå till drivmedel. Som ett exempel har Liquid Winds projekt i Sundsvall och Umeå för avsikt att fånga in både den biogena och fossila andelen koldioxid från avfallsförbränning, varav den biogena delen går till metanolsyntes, och den fossila delen i nuläget är tänkt att lagras (Liquid Wind, 2024).

EU:s direktiv om avfall (2008/98) uttrycker i Artikel 11 att andelen kommunalt avfall som förbereds för återanvändning och materialåtervinning skall öka till minst 65 vikt-% senast 2035. Man kan alltså förvänta sig att kraven på materialåtervinning av avfall kan öka i framtiden, vilket över tid kan minska råvarupotentialen i avfall. Dock kan det, enligt ovan resonemang, finnas möjligheter och fördelar med att kombinera drivmedelsproduktion och återvinning av avfall via t.ex. metanolsyntes. Över tid skulle metanol producerad av avfall kunna övergå från användning som drivmedel till att bli insatsråvara till material- eller kemikalietillverkning.

Som nämnts i avsnitt 2.1 kan en teknisk utveckling mot ökad materialåtervinning av avfall även leda till konfliktsituationer avseende regelverk, då RED dels genom kaskadprincipen och avfallshierarkin betonar att biomassa skall gå till återvinning hellre än energiprodukter, men samtidigt även tillåter att biogena avfallsfraktioner används i avancerade biodrivmedel.

#### **3.1.4 Övriga bioråvaror**

Utöver skoglig biomassa och avfall finns även andra möjliga källor till kolatomer. I nuläget används främst vegetabiliska och animaliska fetter och oljor för biodrivmedelsproduktion, t.ex. "used cooking oil" (Kategori B enligt bilaga IX i RED). Resursmässigt är dock den globala, och svenska, tillgången på dessa typer av oljor och fetter begränsad, och räcker inte till att nå de produktionsmål som de svenska raffinaderierna siktar mot. Med svenska oljor och fetter skulle man kunna producera ca 0,3 miljoner m<sup>3</sup> biodrivmedel per år, jämfört med Preems målsättning om 5 miljoner m<sup>3</sup> biodrivmedel till 2035.

Jordbruksbiomassa kan potentiellt bidra med 21–33 TWh/år biogen råvara (Börjesson, 2021), motsvarande ca 1,8–2,8 Mton/år kol. Det är dock en resurs som är spridd över stora områden vilket gör den kostsam att samla ihop i volymer stora nog för att ekonomiskt motivera en processanläggning för omvandling till drivmedel. En viss del jordbruksrester och annat biologiskt avfall (gödsel, matavfall och slakterirester) går i dagsläget till biogasproduktion och fordonsgas. Biogas kan, utöver att det är ett fordonsbränsle i sig, fungera som råvara för flytande biodrivmedel, då man får både kolatom och en andel av vätgasbehovet av metangasen. I Sverige produceras ca 2,3 TWh/år biogas som används lokalt, varav ca 70% uppgraderas till fordonsgas (Energigas Sverige, 2022). Ytterligare 2–2,5 TWh/år biogas importeras från Danmark genom det västsvenska gasnätet, som främst används i industrier och till uppvärmning.

Figur 2 kvantifierar den inhemska skogsresurspotentialen i Sverige, men import av råvara är givetvis också en möjlighet, om än "security of supply" talar för att primärt göra sig beroende av nationella resurser. Det uppskattas att ca 88% av dagens användning av biodrivmedel i Sverige är baserad på råvaror från andra länder, och 100% av det fossila oljeanvändandet för drivmedelsproduktion i Sverige är importerat. Man skulle alltså kunna säga att förutsättningarna för att använda inhemska råvara till drivmedel är bättre när det gäller biodrivmedel än fossila drivmedel. Från ett företagsperspektiv handlar man givetvis råvaror av den som säljer till lägst pris, så om

importmarknaden erbjuder bättre villkor än den svenska marknaden är det sannolikt där man handlar. Dock skall nämnas att Sverige har, jämfört med många andra länder, mycket god inhemsk tillgång på bioråvara, och det ser möjligtvis skevt ut om Sverige inte lyckas nå sina nationella produktionsmål med egen råvara – hur skall då andra länder med sämre bioråvarutillgång förväntas bli självförsörjande på biodrivmedel? Faktum kvarstår att alla EU:s medlemsländer skall nå de uppsatta målen.

Under en övergångsperiod skulle råvaruimport kunna vara motiverad, om man importerar från länder som i nuläget har överskott på bioresurs men saknar infrastruktur och industri för att ta hand om råvaran på ett lämpligt sätt. Sverige har potential att göra värdefulla produkter av andra länders outnyttjade skogsråvara eller avfall, under den tid det tar att bygga upp tekniska system i andra länder. Ett exempel är att det för närvarande exporteras stora mängder träpellets från sydöstra USA till Europa, och att Sverige importerar stora mängder avfall från till exempel Norge och Storbritannien. I takt med att efterfrågan på råvara ökar i andra länder så bör intresset för att tillgodose Sveriges råvarubehov med inhemska resurser öka.

### 3.2 Vätgas

I dagsläget produceras majoriteten av all vätgas från krackning/reformering av fossila kolväten, t.ex. nafta, gasol, etan (krackning) / naturgas (reformering), vilket förknippas med koldioxidutsläpp (grå vätgas). Koldioxidinfångning och lagring kan tillämpas på processen för att göra vätgasen koldioxidneutral (blå vätgas). Krackning/reformering kan såklart också tillämpas på biobaserade råvaror som biogas och biogasol, och koldioxidinfångning kan då användas för att skapa negativa utsläpp (BECCS) eller grön koldioxid till syntetiska produkter. Förnybar (grön) vätgas som helt undviker bildandet av koldioxid produceras genom elektrolys genom att tillföra förnybar/koldioxidsnål el. Vätgasen kan, som ett mellansteg för effektivare transport, omvandlas till en annan molekylstruktur, t.ex. ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) eller så kallade *liquid organic hydrogen carriers* (LOHC).

Det diskuteras huruvida vätgas från krackning av biogas eller biogasol är att jämställa med elektrolysbaserad vätgas från förnybar el. I EU:s förordningar är, för närvarande, enbart förnybar el godkänt för vätgasproduktion till RFNBO. Oklarheter i regelverket kan leda till öppningar som gör det fördelaktigt att "flytta" vätgas mellan olika processer för att uppnå olika mål i regelverket. Till exempel skulle regelverket kunna påverka hur vätgas och råvaror används i raffinaderiprocesser. Reformering av naturgas/biometan som i dagsläget genererar vätgas till hydreringsprocesser innebär att den producerade vätgasen inte är kvalificerad för RFNBO, men kan t.ex. användas för att hydrera biologiska fetter och oljor till avancerade biodrivmedel. Koldioxiden som genereras av reformeringen kan å andra sidan kombineras med elektrolysbaserad vätgas till RFNBO. Att istället använda elektrolysbaserad (dyrare) vätgas till att hydrera fetter och oljor, och att reformera metan till syntesgas skulle ge sämre ekonomiskt utbyte eftersom man då inte producerar RFNBO, enligt gällande definition. Regelverket kan alltså komma att starkt påverka hur processer för drivmedelsproduktion utformas och integreras i befintliga verksamheter.

#### 3.2.1 Infrastruktur för vätgas

För de flesta nya industriella vätgastillämpningarna saknas infrastruktur för att hantera vätgas i stor skala. Raffinaderi- och petrokemiindustrier utgör ett undantag; men för närvarande används i huvudsak fossil råvara för vätgasproduktion, vilket skulle kunna substitueras mot bioråvaror över tid. Att gå över till grön eller blå vätgas är därmed en omställning även för dessa industrier. Nyetableringar för metanolsyntes, eller integrering med befintliga anläggningar som genererar biogen koldioxid, bygger på utbyggnad av infrastruktur för el/vätgasbärare.

Vätgas kan antingen produceras lokalt på industrianläggningen eller transporteras till site från andra produktionsplatser. Transport av vätgas (pipeline, båt, lastbil) är utmanande och kostsamt på grund av låg energidensitet och behov att komprimera gasen till höga tryck, alternativt förvätska, inför transport. Det är alltså fördelaktigt att producera vätgasen på samma plats som den ska användas, om möjligt. Lokala produktionsalternativ innebär att man bygger elektrolysör på site, alternativt installerar en kracker (för naturgas, biometan eller annan vätgasbärare, om relevant med koldioxidavskiljning). Anläggningar som redan har en befintlig krackeranläggning med koppling till gasnät skulle kunna fortsätta nyttja denna med biogena råvaror.

För siter som inte har befintlig vätgasproduktion krävs att tillhörande infrastruktur byggs ut för både el- och råvarubaserad vätgasproduktion. För elektrolysör krävs elnätsanslutning och förnybar elproduktion motsvarande den mängd el som elektrolysen konsumerar. För krackning/reformering krävs dels transport av naturgas/biogas/vätgasbärare till site, samt (om naturgas används) infrastruktur för att transportera bort infångad fossil koldioxid till permanenta lagringsplatser. Utöver att transportera vätgas(bärare) behöver de också lagras på site och/eller mottagande terminal, vilket kräver att man beaktar om tillräckligt stor area finns tillgänglig för lagringstankar.

El är givetvis det föredragna alternativet om tillgång till förnybar energi finns (till rimlig kostnad), eftersom man undviker koldioxidutsläpp helt och inte gör sig beroende av annan råvarutillgång än vatten. Tillgång på förnybar el är dock inte självklar, både med tanke på elproduktionskapacitet och elnätskapacitet. År 2021 rapporterades att 59% av alla ansökta land- och havsbaserade vindkraftverk nekats tillstånd (Westander Klimat och Energi, 2021). Social acceptans på lokal nivå är alltså en utmaning för utbyggnaden av förnybar el. Elnätets (långsamma) utbyggnad pekas av IEA (International Energy Agency, 2023) ut som en begränsande faktor för energiomställningen. Preem och St1's partnerskap med Vattenfall om havsbaserad vindkraft till vätgasproduktion via elektrolys indikerar ett behov av att söka nya vägar för ökad tillgång till el utöver det befintliga elnätet som är tidskrävande att expandera. Är tillgång till el en begränsande faktor kan import av vätgas(bärare) vara ett fördelaktigt, eller rentav nödvändigt, alternativ. Import via pipeline behandlas i avsnitt 3.2.2.

För ammoniak som vätgasbärare finns globalt ca 270 hamnterminaler, varav ca 30 finns inom EU. I Sverige importeras ammoniak i dagsläget till kemiföretaget Nouryon i Stenungsund. Ett flertal europeiska hamnar utforskar möjligheterna att bygga nya eller expandera ammoniakterminaler. Givet den snabba expansionen av LNG kapacitet i europeiska terminaler (+ 36,5 miljarder m<sup>3</sup> ökad kapacitet sedan 2022, vid sex nya terminaler och expansion av en befintlig terminal) borde det vara realistiskt att kunna bygga ökad kapacitet även för ammoniak inom korta tidsramar. Den ökade LNG-importkapaciteten skulle även kunna bädda för ökad produktion av blå vätgas från naturgas.

Infrastrukturbehov är en utmaning oavsett vilken vätgasbärare, eller kombination av dessa, man väljer. Denna faktor utgör en skillnad mot kolråvaran – där finns i stor utsträckning redan befintliga system för att samla in råvara. För vätgas och koldioxid finns behov av att ta fram reglementen för hantering och nya infrastrukturlösningar.

### 3.2.2 Globala trender och utveckling

Tre typer av elektrolysörer har tillräckligt hög mognadsgrad för att vara tänkbara alternativ i närtid: alkalisk (*alkaline*), PEM (*proton exchange membrane*), och *solid oxide* (fastoxid, SOEC). Skillnaden mellan typerna är konstruktionen och elektrolyten, dvs hur ström leds mellan positiv och negativ elektrod där reaktionerna sker. Den alkaliska och PEM-typen arbetar vid låga temperaturer (ca 60–80°C), och SOEC arbetar vid betydligt högre temperaturer, över 650°C. För lågtemperatur alternativerna ligger el-till-vätgas-verkningsgraden för närvarande runt 58%, medan Topsoe gör anspråk på att deras SOEC kan komma upp i 97% el-till-vätgas-verkningsgrad om

ånga (2 bar) används för att tillgodose en del av energibehovet. På grund av temperaturnivåerna är alkaliska och PEM-celler mer flexibla i drift, och SOEC körs helst med kontinuerlig drift för att undvika temperaturgradienter. Den alkaliska elektrolysören är den mest använda i dagsläget, och har lägst kostnad. PEM är ca 30% dyrare och kräver renare vatten som råvara. SOEC är i en tidigare utvecklingsfas, dyrare och livslängden behöver demonstreras.

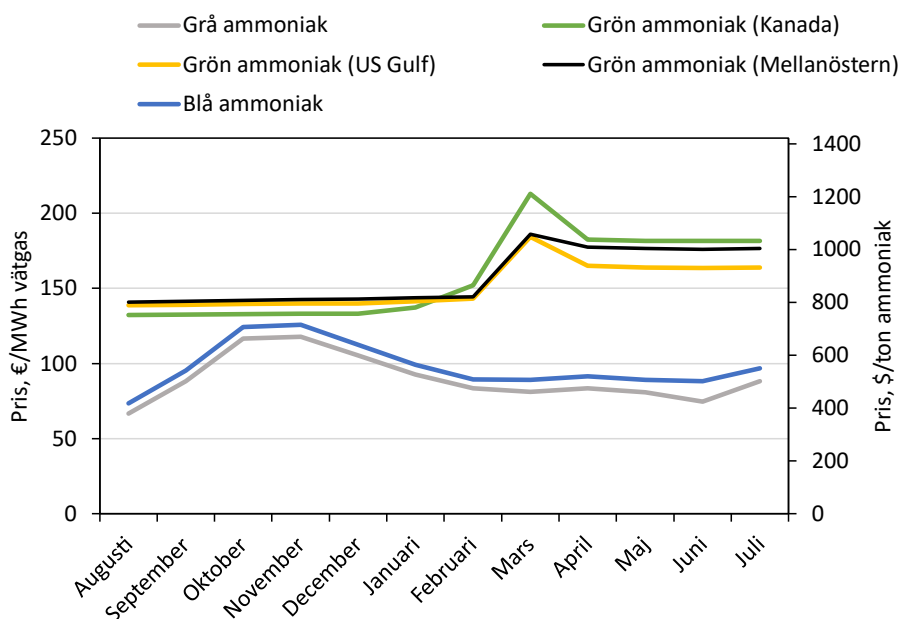
Fabriker för storskalig produktion av elektrolysörer (GW-skala) är planerade i flera delar av världen, t.ex. Europa, Kina och Indien; och ett flertal aktörer och leverantörer finns på marknaden. År 2022 fanns globalt sett kapacitet att producera ca 11 GW elektrolysörer, varav Europa och Kina står för två tredjedelar av produktionskapaciteten (IEA, 2024). PEM och alkaliska elektrolysörer anses vara kommersiell teknik (TRL9), och förväntas efter år 2023 vara installerade i jämförbara kvantiteter (ca 1 GW var). Vid år 2030 skulle den totala kapaciteten kunna vara uppe i 170–365 GW. Solid oxide alternativet närmar sig kommersialisering. Topsoe håller på att färdigställa en SOEC-fabrik i Danmark med kapacitet att tillverka 500 MW elektrolysörer per år, projektet förväntas vara klart 2025.

För naturgasbaserad blå vätgas, potentiellt via ammoniak som vätgasbärare, finns flera teknikleverantörer. Till exempel erbjuder KBR processer för produktion av blå ammoniak (eller i kombination med grön ammoniak), med upp till 99% minskning av CO<sub>2</sub>-utsläpp i samarbete med Air Liquide's reformeringsteknik. Även Topsoe erbjuder teknik för blå ammoniakproduktion och krackerteknik för att bryta ned ammoniak till vätgas med mycket hög energiverkningsgrad (96%).

Globalt sett finns ett stort intresse för ammoniak som bränsle och vätgasbärare. Japan satsar på att importera 3 miljoner ton (blå eller grön) ammoniak till år 2030 för att användas som bränsle i elproduktion eller transport, behovet förväntas öka till 30 miljoner ton år 2050. Sydkorea har liknande planer och beräknar att 7 miljoner ton importerad grön vätgas/ammoniak behövs år 2040. Vätgas och ammoniak förväntas, i en inledande fas, produceras i regioner med goda förutsättningar, t.ex. goda vind- och solförhållanden eller där intresse för *enhanced oil recovery* finns. För att nämna några exempel: Mitsubishi Corporation (Japan), Lotte Chemical (Korea) och RWE (Tyskland) har ingått ett avtal om att utveckla ammoniakproduktion och export i USA, i storleksordningen 10 miljoner ton blå ammoniak per år. Mitsui (Japan) och GS Energy (Korea) samarbetar med oljebolaget ADNOC (en av Borealis största delägare) i Mellanöstern för att etablera värdekedjor för blå vätgas om ca 1 miljoner ton/år. I södra Australien finns planer på att utnyttja vind- och solkraft för grön vätgas- och ammoniakproduktion som sedan kan transporteras till andra länder för användning. I Portugal byggs en anläggning (MadoquaPower2X) för storskalig produktion av grön ammoniak om 1 miljon ton per år, med elektrolyskapacitet på 1 GW.

Inom EU:s RePower EU beskrivs en satsning på vätgas med ett mål om att ha produktion och import av 10 miljoner ton/år förnybar vätgas vardera till 2030. Detta kräver utbyggnad av vätgasinfrastruktur för 20 miljoner ton/år vätgas och man stödjer utveckling av importstråk via Medelhavet, Nordsjön och, så snart förhållandena tillåter det, Ukraina. I EU:s vätgasstrategi finns mellan 2020–2024 ett mål om att installera minst 6 GW elektrolysanläggningar och att producera 1 miljon ton/år vätgas. Till 2030 ska elektrolyskapaciteten öka till 40 GW. Befintlig fossilbaserad vätgasproduktion bör utrustas med CCS.

Utbyggnaden av vätgasledningar i Europa har påbörjats inom initiativet *European Hydrogen Backbone* (2023). Så kallade "vätgaskorridor" (pipelines) planeras för att koppla ihop vätgasproduktion från regioner med fördelaktiga förutsättningar för förnybar elproduktion, som Nordsjön, Spanien, Nordafrika, och Östersjön. En del av projektet kopplat till Nordsjön sträcker sig till Danmark via en 560 km lång gasledning. Mycket stora investeringar (miljarder €) har redan tagits eller planeras inom projekten. Det skulle kunna vara möjligt att koppla ihop den svenska



Figur 7. Genomsnittliga marknadspriser för ammoniak (\$/ton) i nordvästra Europa, och motsvarande kostnad för vätgas (€/MWh) producerad från ammoniak, under perioden augusti 2023-juli 2024. Källa: (S&P Global Commodity Insights, 2024). Kostnaden för ammoniak motsvarar levererad vara. För vätgaspriserna ingår enbart råvarukostnad för ammoniak, ej kostnad för kracker.

västkusten med detta vätgasnät, vilket skulle erbjuda tillgång till förnybar vätgas från havsbaserad vindkraft i Nordsjön inom en potentiellt snar framtid (möjligtvis 2030-2035). Till exempel planeras projektet AquaVentus (bl.a. RWE) färdigställas 2031 för ca 10 GW vindkraft som används för att producera 1 miljon ton vätgas per år. I Danmark finns även goda möjligheter till vätgaslagring i saltgrottor.

### 3.2.3 Marknadsbilder – vätgas och ammoniak

För ammoniak som vätgasbärare så finns en befintlig global marknad som är tillräckligt stor (ca 170 miljoner ton år 2022) för att Sverige skulle kunna köpa tillräckliga mängder utan att signifikant störa marknaden. Givetvis gäller andra förutsättningar om t.ex. hela EU börjar köpa upp ammoniak på världsmarknaden om inte produktionskapaciteten byggs ut. Runt 70% av den globala produktionen används i dagsläget som gödningsmedel och etiskt sett kan det vara problematiskt att konkurrera om den delen av marknaden. Figur 7 visar genomsnittliga priser för ammoniak i nordvästra Europa från augusti 2023 till juli 2024. Som synes varierar priserna för grå och blå ammoniak, medan priserna för grön ammoniak varit stabila fram till januari/februari 2024, men ökat i mars. Med dessa prisnivåer blir inköpskostnaden för vätgas från ammoniak runt 2,5–7 €/kg vätgas. Detta inkluderar dock inte kostnad för ammoniakkracker.

I jämförelse kostar vätgas från elektrolys (elverkningsgrad 58%<sup>1</sup>) mellan 2,9 – 5,7 €/kg vätgas (86–172 €/MWh vätgas) för elpriser i spannet 50 – 100 €/MWh (exklusive kostnad för elektrolysör). Det råder dock osäkerhet i elpriser från vindkraft för närvarande, både land- och havsbaserad. Handelshögskolan i Jönköping har sammanställt en databas över svenska vindkraftsbolag och deras årsredovisningar, som visar att ca 20% av samtliga vindkraftverk i Sverige riskerar att gå i konkurs. Detta förklaras av olika anledningar, som ofördelaktiga *power purchase agreements*, höga

<sup>1</sup> Verkningsgrad baserad på de elektrolysörer som installerats vid OVAKO, Hofors år 2023. Notera att värdet för nuvarande teknik (58%) är lägre än vad som vanligtvis ses i litteraturen och det värde som använts i Tabell 1 i rapporten (67%).



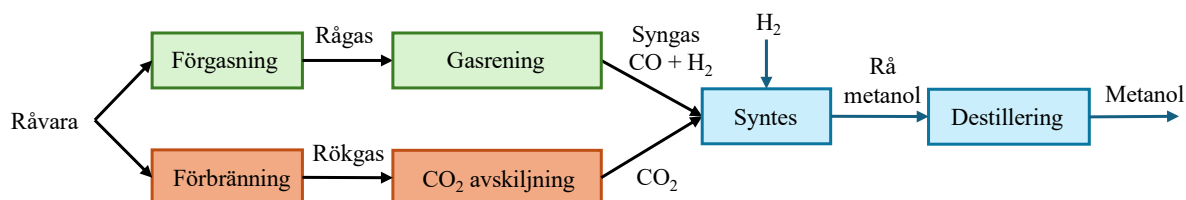
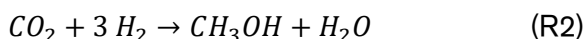
räntekostnader, och att vindkraften har kannibaliserat på sig själv. För havsbaserad vindkraft är prognosen att det är svårt att bygga parker som levererar el till kostnader lägre än 60 – 90 €/MWh (Energimyndigheten, 2017; Jan Blomgren, 2022; Vattenfall, 2024).

Det kan vara fördelaktigt att kombinera vätgas från vindkraft med vätgas från ammoniak på ett flexibelt sätt. Om ammoniak kan köpas till hyfsat stabila priser (relativt ett varierande elpris), som dessutom inte är bundet till det lokala området, så utgör vätgas från ammoniak ett pristak. Dvs, om elpriset är fördelaktigt och tillåter billigare vätgasproduktion än ammoniak, så används elektrolysörer; och vid höga elpriser så kan man istället använda ammoniak som är lättare att lagra än el/vätgas för att producera vätgas till en känd övre kostnad.

Från ett svenskt företagsperspektiv kan det vara en ekonomisk strategi att importera grå ammoniak. De koldioxidutsläpp som uppstår vid grå ammoniak tillverkning bör falla under exportlandets utsläppstak. Det blir då exportlandets ansvar att betala koldioxidpris och/eller hålla CO<sub>2</sub> utsläpp inom tillåtna gränser, genom att vidta kostnadseffektiva åtgärder – antingen kopplat till ammoniak tillverkningen (tillämpa CCS) eller vid andra utsläppskällor om de möjliggör mer kostnadseffektiva utsläppsminskningar. Importerar man blå eller grön ammoniak betalar man ett dyrare premiumpris för att finansiera exportlandets utbyggnad av koldioxidinfångning och lagring och/eller förnybar elproduktion. Istället för att finansiera utbyggnad av "grön" teknik i hemlandet finansierar man därmed utbyggnad i andra länder, och värdet av den gröna investeringen försvinner i viss mån från nationen. Detta kan även leda till problematik kring "double claims", där både export- och importnationen vill räkna hem utsläppsminskningar (liksom diskussionen kring BECCS-krediter och frivilligmarknader).

## 4. Teknikspår och ekonomisk analys

Figur 8 ger en översikt av de primära processspåren för metanolsyntes som diskuteras i rapporten. Oavsett vilken typ av råvara man börjar från, behöver den i regel omvandlas till syntesgas (CO + H<sub>2</sub>) eller koldioxid (CO<sub>2</sub>) innan metanolsyntesen. För att nå syntesgas tillämpas förgasning/pyrolys, och för att nå koldioxid går man via förbränning. Under metanolsyntesen reagerar kolmonoxid och vätgas (reaktion R1), alternativt koldioxid och vätgas (reaktion R2) för att bilda metanol (CH<sub>3</sub>OH). Reaktionen sker vid 30-120 bar och temperaturer runt 250–300°C. I processen används en katalysator. Reaktionen är en jämviktsreaktion, vilket innebär att den bildade metanolen kontinuerligt behöver tas ut från reaktorn för att processen skall fortgå, alternativt att flera reaktionssteg i serie används. Syntesen är en mycket exoterm reaktion som inte behöver tillföras extern värme. Det enda elbehovet är i princip att komprimera de reagerande gaserna till drifttrycket. Den bildade "råa" metanolen behöver slutligen destilleras till färdig produkt. Värme till destillation kan fås från den av syntesreaktionen genererade värmen.



Figur 8. Huvudsakliga teknikspår för metanolsyntes.

### 4.1 Förgasning

Förgasning är en termokemisk process som bryter ner molekylstrukturer när de utsätts för höga temperaturer under syrefattiga förhållanden. Förgasning av råvara genererar rågas (en blandning av olika kolväten och CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O), som renas och reformeras till syntesgas (CO + H<sub>2</sub>) inför vidare syntes. Teknikmässigt är förgasning en process som har demonstrerats, t ex GoBiGas-projektet, och finns i drift i liknande utformning, t.ex. fraktioneringsanläggningar inom petrokemi (Borealis). Fördelen med att förgasa fast material är att man undviker kostnaden för koldioxidinfångning och potentiellt minskar energibehovet (vätgas) för syntesen. Nackdelen är att förgasare endast är ekonomiskt lönsamma i stor skala; dvs, det krävs att stora mängder biogent material transporteras till förgasaranläggningen för att den skall bli konkurrenskraftig. Det krävs dessutom teknik för rening av syntesgasen. Kopplat till avfall är kanadensiska Enerkem ledande på detta och en första kommersiell anläggning är just nu under uppförande i Varennes i Kanada, till vilken förnybar vätgas kommer att tillföras för att omvandla allt kol i avfallet till metanol.

Energimässigt kan det finnas en fördel med förgasning och att utgå från syntesgas (CO + H<sub>2</sub>) som reaktanter i syntesprocessen, eftersom vätgasbehovet är lägre då man startar från CO istället för CO<sub>2</sub> (jämför R1 och R2). Dock kommer allt kol i råvaran som förgasas inte bli kolmonoxid, en del kol blir oundvikligen koldioxid, som kräver extra vätgas i syntesen om man vill maximera kolutbytet. Givet att väteatomerna som finns i råvarans biomassastruktur delvis tas tillvara i syntesreaktionen, blir behovet av externt tillförd vätgas potentiellt lägre än om syntesen utgår från CO<sub>2</sub>. Att välja förgasning kan alltså ge syntesprocessen en ökad energiverkningsgrad jämfört med CCU. Dock

beror ökningen i verkningsgrad på vilken råvara som förgasas. Förgasning av plaster med högt väteinnehåll relativt kolatomer ger en större verkningsgradsfördel än förgasning av t.ex. fuktigt hushållsavfall eller skogsrester. Verkningsgraden blir även till stor del beroende på hur torkningen integreras i processen. Om man väljer en förgasare med motivet att få höjd verkningsgrad, så får man endast den fördelen om man får tillgång till en råvara med ett rimligt högt värmevärde, typiskt över 12 MJ/kg torrt bränsle (jämförbart med medelvärdet för avfall in till dagens avfallsförbränningsanläggningar). Får man inte det blir förgasningsprocessen onödigt komplicerad och kostsam jämfört med en CCU-lösning. För riktad plaståtervinning där råvaran typiskt har ett värmevärde över 18 MJ/kg torrt bränsle finns dock starka incitament för förgasning, för att minska vätgasbehovet för vidare syntes.

## 4.2 Koldioxidavskiljning (CCU)

CCU (*carbon capture and utilization*) innebär att biomaterial förbränns till koldioxid som sedan avskiljs från rökgaser och används för olika ändamål, till exempel till syntes av bränslen eller material. En fördel med CCU är att det är tillämpligt för befintliga förbränningsanläggningar, varvid investeringskostnaden för en ny biopanna undviks. Å andra sidan krävs investeringar i utrustning för att avskilja CO<sub>2</sub>, och energiåtgången (driftkostnaden) för infångningen kan vara betydande. Ännu en fördel med CCU är att råvarukostnaden (biomassa/bränsle) kan potentiellt allokeras mellan flera produkter och inte bara metanolsyntes, t.ex. el och/eller värme för ett kraftvärmeverk beroende på hur koldioxidavskiljningen integreras och bränslets värmevärde. Man blir inte heller låst till specifika råvarukvaliteter, eftersom koldioxid genereras vid förbränning av alla kolbaserade bränslen.

Det finns flera kommersiella tekniker för koldioxidavskiljning från förbränningsavgaser (*post-combustion*). Som exempel kan nämnas absorptionsprocesser, t.ex. aminbaserade processer som MEA, och *hot potassium carbonate* processen (HPC), som förekommer i ett flertal pilot- och förstudier som finansierats av Industriklivet (The Swedish Energy Agency, 2022). Dessa absorptionsdrivna post-combustion processer bygger på att rökgasen passerar en scrubberkolonn där en solvent absorberar CO<sub>2</sub> molekyler från gas till vätskefas. Den CO<sub>2</sub>-rika solventen förs sedan till en andra kolonn där vätskan värms så att koldioxiden släpper från vätskefasen och resulterar i en ren CO<sub>2</sub>-ström. Energibehovet för processen består till stor del av att värma solventen, vilket kräver ånga vid ca 120°C. Beroende på val av avskiljningsprocess och hur den integreras i anläggningen kan energibehovet utgöras av enbart el (0,8–1 MJ/kg CO<sub>2</sub>), enbart ånga (ca 4 MJ/kg CO<sub>2</sub>) eller varianter däremellan som använder en kombination av el och ånga. Forskning och utvecklingsinsatser görs för att hitta solventer och processkoncept som arbetar vid lägre temperaturer, eller med lägre värmebehov. Efter själva avskiljningen behöver koldioxiden förvätskas och trycksättas om den ska transporteras vidare.

Ett annat exempel på en elektrifierad process för koldioxidavskiljning är kryogen separation (post-combustion) som bygger på fassetparation snarare än kemiska reaktioner. Kryogen separation innebär att rökgasen torkas och kyls (till ca -120°C) så att koldioxiden blir fast material (torris) och kan skiljas från kvarvarande kvävgas och syrgas. Avskiljningsgrader för CO<sub>2</sub> upp till 90-99% har rapporterats (Hoeger et al., 2021). Processen tar även bort NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> och andra föroreningar i rökgasen. Den resulterande koldioxiden lämnar processen i vätskefas, och man behöver därmed inte ha en separat förvätskningsanläggning. Eventuella rökgasreningsprocesser skulle också kunna ersättas med kryogen teknik. Energibehovet (el) för processen är i paritet med eldrivna absorptionsprocesser (ca 1 MJ/kg CO<sub>2</sub>, (Hoeger et al., 2021)). Dock finns frågetecknen om hur processens prestanda beror av koldioxidkoncentrationen i rökgasen. Tekniskt sett kan det även

finnas utmaningar med att hantera kontinuerligt bortförande från processen av den fasta koldioxiden som bildas. Kommersiella aktörer säger sig kunna leverera processen till ca 30-50% av kostnaden för en konkurrerande process (Hoeger et al., 2021).

Ännu en möjlighet som bygger på elektrifiering är att använda sig av oxy-fuel-förbränning (förbränning i syrgas) för att omvandla biomaterial till CO<sub>2</sub> som kan avskiljas till mycket låg energikostnad, då rökgasen (efter reningssteg) enbart innehåller CO<sub>2</sub> och vattenånga (ej kvävgas). Vattnet kondenseras ut för att ge en ren koldioxidström. Oxy-fuel kräver dock tillgång på syrgas, vilket historiskt sett har gjort tekniken ekonomiskt ofördelaktig, då separation av luft till syrgas och kvävgas är elintensivt och kostsamt (ca 0,8 MJ/kg CO<sub>2</sub>). För tillämpning mot CCU och syntesprocesser finns däremot möjligheter till fördelaktiga kombinationer av elektrolysör och oxy-fuel-förbränning, där den producerade syrgasen från elektrolysören kan användas i förbränningen, medan vätgasen används i metanolsyntesen, allt på samma plats. Det blir alltså ingen extra kostnad för syrgasen, och kostnaden för koldioxidavskiljning blir låg. Detta resonemang gäller dock enbart för nybyggda anläggningar, det är aldrig ekonomiskt fördelaktigt att bygga om en befintlig anläggning till oxy-fuel.

### 4.3 Kostnad för hela produktionskedjan - exempelberäkningar

I det här avsnittet ges en översiktlig jämförelse av kostnadsstrukturen för sex exempel på metanolsynteskedjor. Vätgas antas i samtliga fall produceras via elektrolys med en solid oxide cell (SOEC).

1. Ett befintligt bio-eldat kraftvärmeverk (å 100 MW bränsle, 5 000 fullasttimmar/år) utrustas med koldioxidavskiljning (absorption). Koldioxiden transporteras till en metanolsyntes anläggning (kan vara på samma plats som kraftvärmeverket).
2. En bio-panna (av oxy-fuel-typ) byggs (å 100 MW bränsle), tillsammans med en SOEC elektrolysör som producerar syrgas till förbränning och vätgas till metanolsyntes. Syntesen sker i direkt anslutning till oxy-fuel-pannan.
3. En förgasare för biomassa byggs (å 100 MW bränsle), som producerar syntesgas till metanolsyntes. Syntesen sker i direkt anslutning till förgasaren. Vätgas genereras dels av förgasningen, dels av SOEC.
4. En sodapanna på ett massabruk utrustas med koldioxidavskiljning (absorption), som sedan går till metanolsyntes, på site eller annan plats.
5. En biogasreformer (SMR, på raffinaderi) utrustas med koldioxidavskiljning (absorption). Vidare syntes till metanol sker direkt på raffinaderiet. Den vätgas som genereras av reformeringen antas användas i raffinaderiprocesser. Vätgas till metanolsyntes fås från SOEC.
6. En *autothermal reformer* (ATR) installeras på raffinaderi, för reformering av metan till syntesgas som går direkt till metanolsyntes på raffinaderiet. Upplägget liknar Project Air som genomförs av Perstorp. Eftersom vätgasen som i SMR-fallet genereras av reformeringen nu ingår i syntesgasen (dvs det uppstår ett bortfall av vätgas om man istället för SMR använder ATR för att reformera metan), så kompletteras vätgasproduktionen av en SOEC som förser raffinaderiet med vätgas. Det blir alltså en jämförbar vätgasbalans för SMR och ATR fallen.

Bortsett från kraftvärmeverket (exempel 1), antas drifttiden vara 8 000 fullasttimmar per år. Om allt kol i biomassan tas tillvara för metanolsyntes kan potentiellt ca 250 000 m<sup>3</sup> metanol (å 320 000 ton) produceras per år, med en biomassainput på 100 MW i 8 000 timmar. För kraftvärmeverket med kortare drifttid (5 000 fullasttimmar/år) blir motsvarande potential för metanolproduktion ca 150 000 m<sup>3</sup>/år. Kostnadsantaganden för fallen återges kortfattat nedan och i mer detalj i Bilaga A.

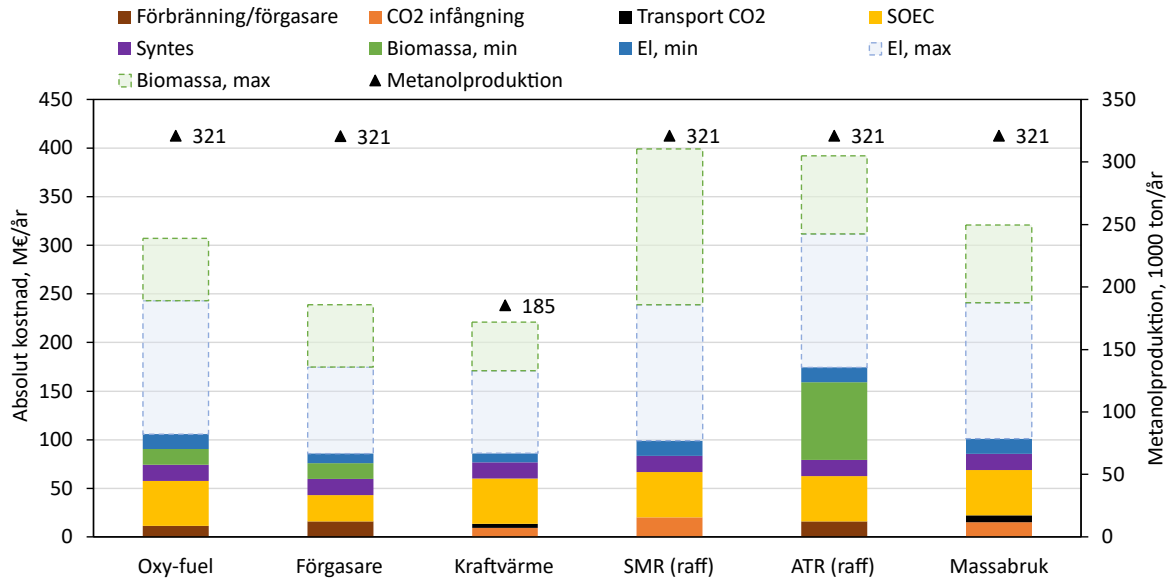
Uppskattade kostnader för metanolproduktion ges förenklat av nedan komponenter, och presenteras dels som total (absolut) kostnad [M€/år], och som specifik kostnad att producera metanol [€/ton metanol].

- Kostnad för råvara (biomassa, biogas).
- Kostnad för energi: el, och i vissa fall ånga för att driva koldioxidavskiljning.
- Investeringskostnad och drift- och underhållskostnader för utrustning längs hela kedjan: bio-panna, koldioxidavskiljning, elektrolysör, syntesanläggning.
- Eventuell kostnad för koldioxidtransport och mellanlager om metanolsyntes förläggs till annan plats än där koldioxiden avskiljs.

Givet att framtida prisbilder för biomassa och el är osäkra undersöks breda prisintervall; 20 – 100 €/MWh för biomassa, 100 – 200 €/MWh för biogas (ApportGas, 2024), och 10 – 100 €/MWh för el (spot-pris, exkl. nätavgifter). Bioenergikostnaden för kraftvärmeverk, SMR och massabruk har som lägstanivå satts till 0 €/MWh, givet att dessa processer primärt utför andra funktioner och att koldioxiden skulle vara en biprodukt som råvarukostnaden normalt inte allokeras till. För maxkostnadsfallet har råvarukostnaden för massabruket satts till samma värde som för oxy-fuel-pannan, och för SMR- och ATR-fallen där råvaran är biogas, antas ett övre biogaspris på 200 €/MWh.

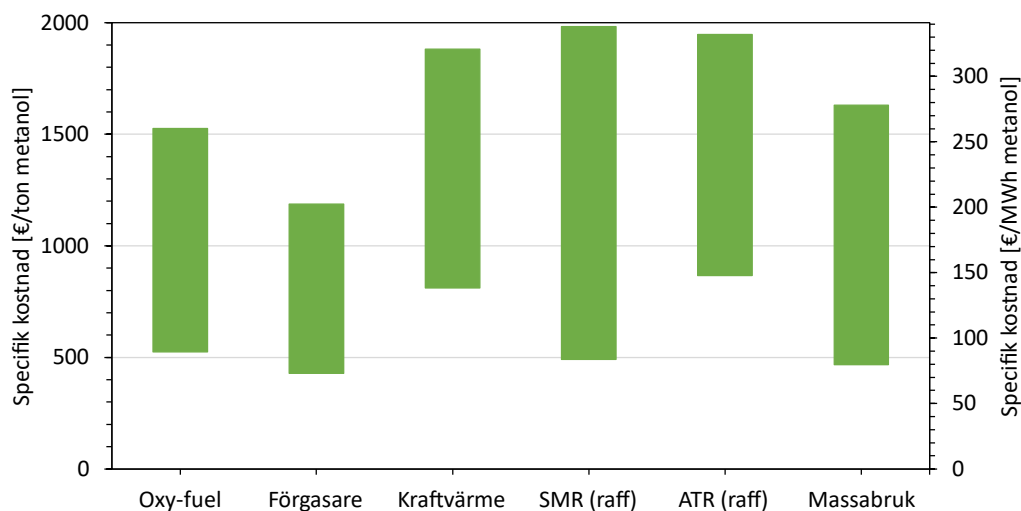
Figur 9 visar hur den totala kostnaden för produktionskedjan i de olika fallen fördelar sig mellan de ingående posterna. Fyllda fält motsvarar lägsta kostnaden som fås av de lägre nivåerna av el- och bioenergipriser (10 €/MWh el respektive 20 €/MWh biomassa, 100 €/MWh biogas), och de streckade fälten på toppen av staplarna indikerar hur mycket kostnaden ökar om man istället räknar med högre priser (100 €/MWh el, 100 €/MWh biomassa, 200 €/MWh biogas). De svarta trianglarna indikerar årlig produktion av metanol. Den största kostnadskomponenten är i samtliga fall kopplad till vätgasproduktion, med elektrolysrkostnad (gult fält) och kostnad för el som huvudsakligen konsumeras av elektrolysören. Bio-panna och syntesanläggning står för en jämförelsevis låg andel av den totala kostnaden. För koldioxidtransport har i figuren antagits en genomsnittlig transportkostnad om 25 €/tonCO<sub>2</sub> (Karlsson et al., 2023).

Värt att notera är att för låga biomassa- och elpriser hamnar samtliga exempel (bortsett från ATR där råvarukostnaden allokeras annorlunda) inom ungefär samma kostnadsintervall (ca 80 – 100 M€/år) och det är svårt att dra någon slutsats om vilket av alternativen som skulle vara mest kostnadseffektivt. För högre energipriser märks en något större skillnad mellan förgasningsalternativet och övriga exempel, givet den lägre elförbrukningen (lägre vätgasbehov) i förgasningsfallet. Kostnaden för biogas är också en potentiellt stor post i fallen med SMR/ATR. Kraftvärmefallet får relativt låg totalkostnad vid höga elpriser, men främst på grund av kortare drifttid och lägre metanolproduktion (därmed lägre elförbrukning).



Figur 9. Kostnadskomponenter för metanolsyntes via sex teknikspår, samt produktionsvolym (fyllda trianglar) för en anläggning som tar in 800 GWh bioenergi per år (500 GWh för kraftvärme).

Figur 10 visar hur den specifika kostnaden för metanolproduktion varierar med teknikalternativ och energipriser. De fyllda staplarna indikerar kostnadsintervallet som fås med de lägre och högre energiprisnivåerna. På samma sätt som för den absoluta kostnaden hamnar de specifika kostnaderna inom ett relativt snävt intervall för låga energiprisnivåer (dvs botten av staplarna, ca 500 €/ton metanol, motsvarande 70-90 €/MWh), bortsett från kraftvärmefallet som har kortare drifttid per år och därför får sämre nyttjandegrad av nya investeringar, samt ATR-fallet som inkluderar allokering av biogaskostnad till metanol även för den lägre energiprisnivån. Blir råvara och el dyrare (motsvarande de högre prisnivåerna) så ökar kostnaderna markant, med ungefär en faktor 2-3 för biomassabaserade exempel (oxy-fuel, förgasare och kraftvärmeverk).



Figur 10. Specifika kostnadsintervall för metanolproduktion för de sex teknikspåren i €/ton. De fyllda staplarna visar spannet av kostnader som fås med de lägre och högre energiprisnivåerna. Den högra axeln indikerar motsvarande kostnad i €/MWh.

En faktor som inte återspeglas av figurerna i detta avsnitt är att huvudprodukterna från befintliga industrier inte värdesätts, dvs värmeproduktion från kraftvärmeverk och pappersmassa från massabruk. Dessa anläggningar utför även andra tjänster åt samhället än potentiell biodrivmedelsproduktion. Om, till exempel, biomassa används i oxy-fuel eller förgasningsanläggningar istället för kraftvärmeverk, uppstår ett fjärrvärmeproduktionsbortfall, vilket skulle kunna täckas av eldrivna värmepumpar och läggas till som en kostnadspost i analysen. Vid höga elpriser skulle dessa fall alltså bli något mindre ekonomiskt fördelaktiga, och istället gynna kraftvärmen i viss mån. Dock härrör den största elförbrukningen fortfarande från vätgasproduktion, vilket är en betydande kostnad i samtliga fall.

Sett till värdekedjans struktur är det diskuterbart om det, från en drivmedelsproducentens perspektiv, är mest fördelaktigt att (i) köpa in biomassaråvara och ta hand om hela produktionsprocessen fram till metanolsyntes och vidare uppgradering till drivmedel (liknande SMR-fallet); eller (ii) att köpa in koldioxid från till exempel ett kraftvärmeverk eller massabruk och själv investera i en metanolsyntes anläggning, alternativt (iii) köpa in metanol och endast fokusera på slutlig uppgradering till avancerade produkter på raffinaderi. Att kontrollera värdekedjan hela vägen från råvara till slutprodukt ger lägre risk i form av att man kan säkra upp produktionsvolymen, men å andra sidan innebär det också stora investeringar i nya processer och att expandera företaget mot nya områden. Väljer man att köpa in intermediärer som koldioxid eller metanol finns risken att man istället får konkurrera med andra aktörer på dessa marknader och betala ett högre marknadspris. Biogen koldioxid kan, till exempel, även ha ett högt värde som BECCS-kredit om frivilligmarknaden för negativa utsläpp får ett uppsving, och givetvis finns även konkurrerande företag inom CCU. På samma sätt finns en global marknad för metanol som producenten skulle kunna sälja till, om betalningsviljan är hög där.

## 5. En görbar process i närtid – Vägen framåt?

Tidshorizonten för raffinaderi- och petrokemisektorernas omställning är kort – till exempel har Preem som målsättning att producera 5 miljoner m<sup>3</sup> hållbara drivmedel redan år 2035. Med tanke på tidsåtgång för planering, tillståndssökande, och byggfas, är det av stor vikt att fortsätta med omställningsarbetet i rask takt. De initiala insatserna för metanolsyntes behöver därmed grunda sig i vad som är görbart i närtid – vi har kanske inte tid att vänta på att förutsättningarna ska tillåta den "slutliga" lösningen redan från start, om denna skulle skilja sig från vad som är rimligt att göra idag.

Tre nyckelfaktorer för metanolsyntes är råvarutillgång (kol + vätgas/el), infrastruktur och kommersiell teknik. Som visats i rapporten finns flera alternativ för alla faktorer, men mognadsgraden och potentialen varierar. Nedan ges en analys av vilka möjligheter som är tillgängliga idag, och i vilken utsträckning de har potential att bidra till att nå produktionsmål.

### *Råvara – biogent kol*

Avfall (kommunalt och verksamhetsavfall) ter sig som en fördelaktig råvara att börja med. Avfall har i dagsläget få konkurrerande användningsområden (bortsett från energiåtervinning), eftersom traditionell (mekanisk) materialåtervinning är utmanande och kräver noggrann sortering och renhet på de fraktioner som recirkuleras. Dessutom blir råvarukostnaden låg, till och med en inkomst, eftersom man gör samhället (producenterna) en tjänst genom att ta hand om restavfall. Förvisso innehåller blandat avfall en andel fossilt kol som möjligtvis är av måttligt intresse för biodrivmedelssektorn på lång sikt. Om man samarbetar med materialproducenter (t.ex. Borealis) finns potential att via metanolsyntesen recirkulera fossila kolatomer till nya materialprodukter och på så sätt skapa ett slutet system för kolet. Just på grund av den fossila andelen kol finns ett behov av att vidta åtgärder inom avfallsförbränningssektorn för att minimera fossila CO<sub>2</sub>-utsläpp, oavsett vart den fossila andelen tar vägen sen. EU:s regelverk tillåter återvinning av fossila kolatomer till drivmedel (åtminstone fram till 2036/2041 som RFNBO, eller därefter som RCF), samtidigt som man även framhäver att materialåtervinning av avfall och biomassa skall prioriteras över energiåtervinning, vilket kan leda till oklarheter och målkonflikter i regelverket när utvecklingen av teknik för materialåtervinning går framåt. Det finns även förväntningar om att öka graden av materialåtervinning av avfall över tid, och metanolsyntes kan vara ett alternativ. Genom import av avfall och behandling via metanolsyntes kan man även tillhandahålla miljöjänster åt andra länder, och göra högvärdiga produkter av deras avfall.

Infrastrukturen för avfallshantering är väl utbyggd, med ett utbrett insamlingssystem och förbränningsanläggningar. Installation av utrustning för koldioxidavskiljning vid dessa pannor möjliggör att fortsatt använda avfall för fjärrvärmeproduktion, och den producerade elen kan driva en syntesläggning som då blir självförsörjande på el, förutsatt att inte avskiljningsprocessen drivs av el (som t.ex. HPC-processen). Om vätgas ska produceras av el tillkommer dock ett betydande elbehov för elektrolys. Överskottsvärme från syntesläggningen och/eller vätgasproduktion kan kompensera för fjärrvärmebortfall om ånga används till koldioxidavskiljning. Både förbränningsanläggningar och syntesläggningen är kommersiell teknik. Även koldioxidavskiljning är en mogen teknik, om än kostnaden för de första installerade enheterna ser ut att bli relativt hög per ton CO<sub>2</sub> (Fyen, 2023; Gassnova, 2020).

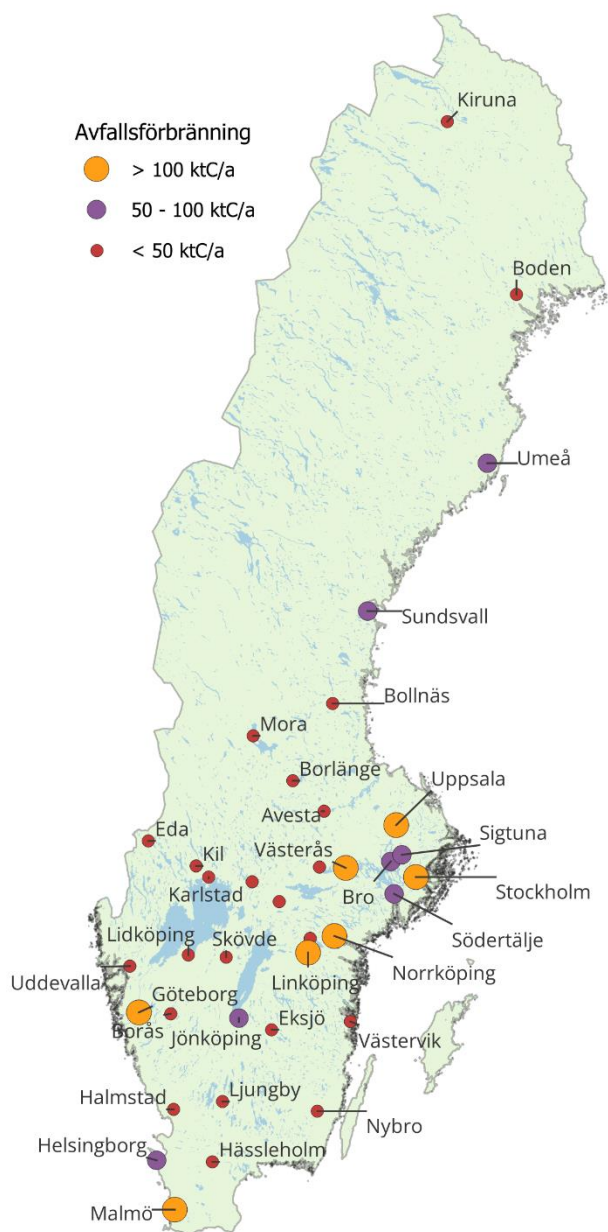
Tabell 2 och Figur 11 visar var de svenska avfallsförbränningsanläggningarna är belägna, och den potentiella mängden metanol som maximalt kan produceras från det avfall som förbränns i respektive anläggning. Tillämpar man koldioxidavskiljning och metanolsyntes vid de sju största anläggningarna finns potential att producera ca 1,5 miljoner ton grön metanol per år, och ytterligare



ca 1,2 miljoner ton/år metanol skulle kunna produceras av den fossila andelen av avfallet. Uppgraderar man metanolen till biodrivmedel blir den potentiella mängden halverad (50% av metanolens vikt är syre som hydreras bort), dvs det finns potential för ca 0,75 miljoner ton/år grönt biodrivmedel och 0,6 miljoner ton/år återvunnet fossilt biodrivmedel. Dessa mängder kan öka med ca 70% (till ca 3,1 Mt/år grön metanol) om man använder allt avfall som förbränns i Sverige till metanolsyntes.

Tabell 2. Lista över avfallsförbränningsanläggningar i Sverige och maximal mängd metanol som skulle kunna produceras från avfall via CCU. Data för år 2022 från Naturvårdsverket (2024) och Avfall Sverige (2022).

Stad	ktC/a	ktC/a, kumulativ	kt/a metanol, kumulativ	kt/a biogen metanol, kumulativ
Stockholm	217	217	578	342
Linköping	163	380	1 014	576
Malmö	160	540	1 440	796
Göteborg	148	688	1 836	1 029
Västerås	136	824	2 198	1 277
Norrköping	115	940	2 506	1 399
Uppsala	115	1 055	2 812	1 591
Bro	71	1 125	3 001	1 708
Sigtuna	68	1 193	3 181	1 821
Södertälje	64	1 257	3 352	1 940
Helsingborg	58	1 315	3 507	2 029
Sundsvall	55	1 370	3 654	2 110
Jönköping	51	1 421	3 790	2 195
Umeå	50	1 472	3 924	2 281
Halmstad	45	1 517	4 044	2 340
Boden	43	1 559	4 158	2 408
Karlskoga	40	1 599	4 264	2 495
Kumla	37	1 636	4 362	2 512
Lidköping	35	1 671	4 456	2 567
Uddevalla	35	1 706	4 550	2 619
Borås	31	1 737	4 632	2 671
Borlänge	27	1 764	4 704	2 716
Kiruna	22	1 786	4 763	2 756
Bollnäs	22	1 808	4 821	2 794
Västervik	21	1 830	4 879	2 829
Eda	21	1 850	4 935	2 864
Hässleholm	19	1 870	4 986	2 897
Skövde	16	1 886	5 029	2 921
Ljungby	14	1 900	5 066	2 944
Karlstad	13	1 913	5 101	2 966
Avesta	13	1 925	5 134	2 987
Eksjö	8	1 934	5 156	3 003
Finspång	8	1 941	5 177	3 016
Köping	7	1 949	5 197	3 029
Mora	6	1 955	5 214	3 039
Nybro	6	1 961	5 230	3 055
Kil	5	1 966	5 243	3 063



Figur 11. Karta över avfallsförbränningsanläggningar i Sverige.

För att nå större drivmedelsvolymen krävs att man även använder andra råvaror eller ökar importen av avfall. Stora råvarupotentialer finns inom skogsindustrin, speciellt kemmassabrukens svartlut. Koldioxidavskiljning kopplat till sodapannor skulle vara en möjlighet till ökad råvarutillgång i ett andra steg. Oavsett vilken råvara som väljs så finns ett behov av att samarbeta med den aktör som använder den i dagsläget för att få tillgång till resursen. Nya aktörskonstellationer kan alltså behöva beaktas. Grot är möjligtvis ett undantag, om man ökar uttaget av de i dagsläget oanvända fraktionerna, men kräver samarbete med skogsägare och nya transportlösningar. För nya uttag av grot eller nyetablering av anläggningar finns möjligheten att bygga förgasare istället för att utgå från existerande förbränningsanläggningar, vilket leder till minskat vätgasbehov (energieffektivitet) och att kostsam och energikrävande koldioxidavskiljning kan undvikas. För bioråvara är såklart EU-policy också ett frågetecken – hur, och i vilken utsträckning, kommer användningen av bioresurser regleras och begränsas framöver?

### *Råvara - vätgas*

Grön vätgas via elektrolys är såklart det mest eftertraktade alternativet, givet nuvarande policyinriktningar, men tillgången på stora mängder förnybar el och utbyggnad av elnät är starkt begränsande för storskalig produktion av grön vätgas i närtid. Under en övergångsperiod kan det alltså vara nödvändigt att utnyttja andra möjligheter, även om EU tydligt premierar vätgas från förnybar el i sitt regelverk. Import av ammoniak som vätgasbärare är ett alternativ, där omvandling till vätgas kan ske genom krackning, en kommersiell teknik med mycket hög energiverkningsgrad (96%) (Topsoe, 2024). Det finns en global marknad för ammoniak, där nuvarande prisnivåer skulle innebära en vätgaskostnad mellan 3-7 €/kgH<sub>2</sub>. Ett flertal svenska hamnar skulle kunna ta emot fartygslaster med ammoniak.

Figur 12 ger en bild av ett tänkbart scenario för hur vätgasinfrastruktur skulle kunna byggas upp på den svenska västkusten. Att koppla upp sig med en vätgaspipeline mot den storskaliga vätgasproduktion som planeras i Nordsjön, via lagringsmöjligheter i Danmark, skulle kunna vara ett sätt att på relativt kort tidshorisont få tillgång till förnybar vätgas. Förutsättningar för att bygga terminaler och eventuellt behov av landbaserad transport till användare behöver dock utredas. Oavsett om el, ammoniak eller en annan vätgasbärare väljs, krävs investeringar i ny infrastruktur och/eller transportlösningar.

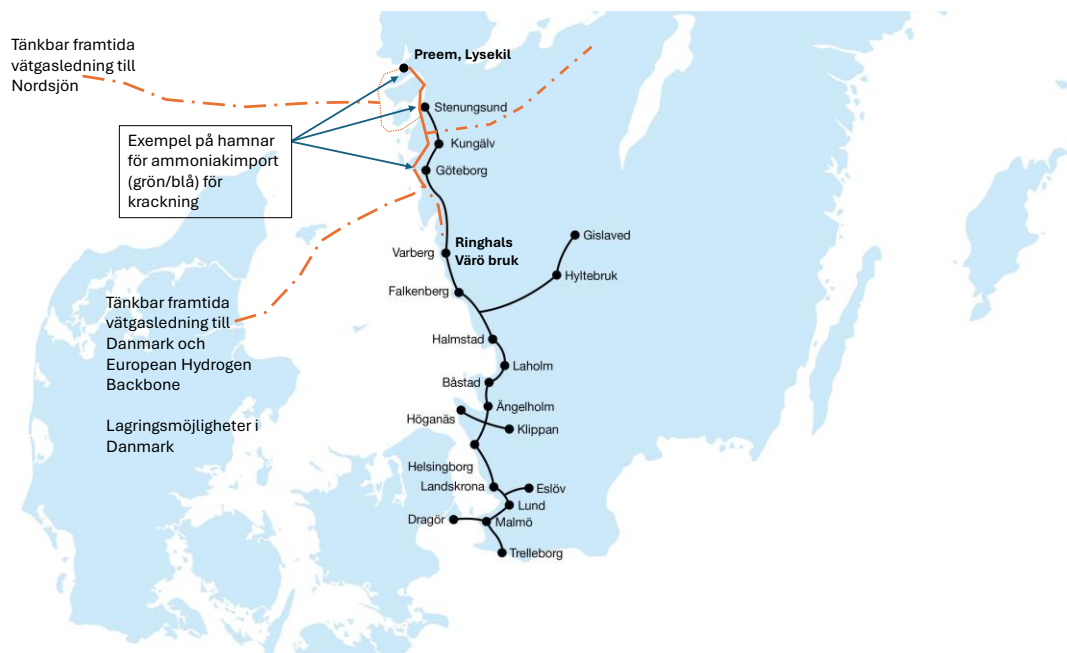
För att omvandla koldioxiden från avfallsförbränning till metanol med elektrolysbaserad vätgas (58% verkningsgrad) krävs:

- För de sju största avfallskraftvärmeverken (å 2,8 Mt/år metanol): ca 30,3 TWh/år el
  - Varav till grön metanol: ca 17,1 TWh/år el
- För allt avfall som eldas i Sverige (å 5,2 Mt/år metanol): ca 56,5 TWh/år el
  - Varav till grön metanol: ca 33 TWh/år el

I jämförelse var Sveriges totala årliga elproduktion år 2023 147 TWh, varav vindkraft stod för 31,4 TWh och nätansluten solkraft för 3 TWh. Det krävs alltså en betydande utbyggnad av förnybar elproduktion för att förse elektrolysörer med el.

Utgår man istället från ammoniak som vätgasbärare blir motsvarande behov (1 ton ammoniak motsvarar 0,176 ton vätgas med elektrifierad krackning):

- För de sju största avfallskraftvärmeverken (å 2,8 Mt/år metanol): ca 3 Mt/år NH<sub>3</sub>
  - Varav till grön metanol: ca 1,7 Mt/år NH<sub>3</sub>
- För allt avfall som eldas i Sverige (å 5,2 Mt/år metanol): ca 5,6 Mt/år NH<sub>3</sub>
  - Varav till grön metanol: ca 3,3 Mt/år NH<sub>3</sub>



Figur 12. Tänkbart scenario för vätgasinfrastruktur i Västsverige. Inspirerad av Lars Pettersson (2023). Kartbild: Energimyndigheten (2024b).

### Pågående initiativ

Ett flertal aktörer i Sverige har påbörjat satsningar mot e-metanol och hållbara flygbränslen som skulle kunna tas i drift mellan 2025 – 2030.

- Biorefinery Östrand planerar att producera 185 kton/år hållbara flygbränslen och 50 kton/år nafta av industriella biomassarester (ex bark och sågspån/pellets från närliggande massabruk och sågverk i Sundsvall). Markförberedning av site förväntas vara klar 2025, och om investeringsbeslut tas kan anläggningen vara färdig inom några år efter det. Ca 3 TWh/år el beräknas gå åt till bioraffinaderiprocesserna och vätgasproduktion.
- Uniper och Sollefteå kommun driver projektet SkyFuelH2 med avsikt att etablera en fabrik för flygbränsleproduktion i Långsele. Projektet bygger på Fischer-Tropsch tekniken och kommer använda biomassa som råvara. Ambitionen är att starta konstruktion år 2026 och att produktionen är i gång 2029.
- Uniper har startat ett projekt i Östersund (NorthStarH2) för att producera ca 100 000 ton e-metanol av koldioxid som fångas från Jämtkrafts bio-eldade kraftverk Lugnvik.
- European Energy (danskt bolag) och Svea Vind Offshore har för avsikt att bygga en e-metanolfabrik i Söderhamn á 100 000 ton/år. Företagen har tecknat en avsiktsförklaring om att köpa detaljplanerad industrimark i Ljusne-Vallvik.
- Biokraftvärmeverket i Örnsköldsvik, och avfallskraftvärmeverken i Sundsvall och Umeå har inlett samarbeten om att sälja infångad koldioxid till Liquid Wind för produktion av grön metanol (Liquid Wind, 2024). Den fossila andelen koldioxid är dock tänkt att lagras.
- Vattenfall, SAS, Shell och LanzaTech undersöker möjligheten att producera flygbränslen i närheten av Forsmarks kärnkraftverk (god möjlighet till elanslutning) av koldioxid från avfallsförbränningen i Uppsala (Vattenfall AB, 2022). Målet är att producera 90 000 ton/år e-bränslen år 2027.

Ett flertal andra avfallskraftvärmeverk har genomfört förstudier om att integrera CCS, och i vissa fall (t.ex. Helsingborg, Malmö) genomfört pilottester (The Swedish Energy Agency, 2022; Tidningen Energi, 2023). Liknande projekt av samma skala skulle alltså kunna vara tänkbara på fler platser, även om tillgång på el varierar över landet. Effektbalansen är ansträngd i flera svenska städer, som Stockholm, Uppsala, Malmö, Västerås, där nyetableringar kan få avslag på grund av otillräckligt elnät (Tillväxt- och regionplaneförvaltningen Stockholm, 2019). I dessa fall är ammoniakimport, alternativt transport av koldioxid till andra platser, tänkvärda alternativ.

Även satsningar mot BECCS har tillkännagivits. Stockholm Exergi's planer för BECCS med koldioxidinfångning om ca 800 kton/år CO<sub>2</sub> från Värtaverket har varit kända sedan länge, men även nya aktörer dyker upp. I april 2024 presenterade företaget Norbex tillsammans med Nybro kommun planer på att bygga ett nytt kraftverk med koldioxidinfångning för negativa utsläpp. Den nya anläggningen tar in lokala skogsrester som förgasas (utan reningssteg) och sedan förbränns i motorer för elproduktion (baslast). Anläggningen tycks vara dimensionerad för att fånga ca 200 ktCO<sub>2</sub>/år och Norbex planerar att ha byggt totalt fem anläggningar i Sverige fram till 2034. Dessa nya anläggningar innebär ökad konkurrens om biogena skogsråvaror.

## 6. Slutord

Sammantaget kan det konstateras att det finns god potential för att producera biodrivmedel från bioråvaror i Sverige. Det kvarstår dock utmaningar att lösa kopplat till att bygga upp affärsmodeller så att drivmedelsproducenterna får tillgång till de gröna kolatomerna – antingen som koldioxid eller biomassa – eftersom majoriteten av bioråvaran idag ägs/ansvänds av någon annan än de nya användarna, och den fria resursen (grot) är begränsad. Konkurrens om det biogena kolet finns både inom materialproduktion (t.ex. skogsindustrin, byggsektorn, kemikalieindustrin), energisektorn och för att nå de föreslagna målen om negativa utsläpp. Det är alltså inte självklart att det är just drivmedelsföretagen som kommer få de gröna kolatomerna, även om betalningsviljan inom transportsektorn kan tänkas vara hög.

Att få till stånd tillräcklig vätgasproduktion (dvs energi för att producera vätgas) är också en flaskhals och stor utmaning. Givet svårigheter med social acceptans för vindkraft, och vindkraftens ekonomiska utmaningar för närvarande, kan man behöva söka sig utanför Sveriges gränser för att importera vätgas(bärare) för att få i gång metanolsyntes i närtid. För västkusten ser det ut som att den snabbaste lösningen skulle vara att ansluta till Danmarks gasnät, möjligtvis i kombination med ammoniakimport.

Även fast tekniken för biodrivmedelsproduktion kan anses vara mogen och kommersiell, rör det sig om stora investeringar för företagen. Det krävs stora råvaruvolymer för att göra investeringarna konkurrensmässiga. Är inte råvaru- och energitillgången säkrad finns alltså en risk kopplat till teknikinvesteringar. I viss mån handlar det i slutändan om vad samhället har för värderingar – om vi vill skapa stora mängder biogena produkter så måste vi prioritera att frigöra råvara och ekonomiska medel till dem. Alternativet är att elektrifiera transportsektorn i större utsträckning, minska energianvändningen till transporter, eller helt enkelt fortsätta använda fossil energi till transportbränslen och kompensera dessa koldioxidutsläpp med negativa utsläpp (BECCS).

Regelverken på området bedöms inte vara robusta, och har många inbyggda konflikter som gör det svårt att förutse utfallet av stora investeringar. Detta skapar stora risker för investerare och producerande företag, oavsett vilken typ av teknik eller inriktning man överväger att satsa på. Ändringar i regelverken, vilket kan komma att behövas för att få ihop energisystemet i praktiken och nå de föreskrivna målen, kan potentiellt göra att en investering går från att vara lönsam till olönsam, och vice versa. Med andra ord, kan aktörerna lita på att de regelverk som finns i nuläget kommer kvarstå över tid? Det behövs ökad politisk tydlighet för att kunna bedöma de långsiktiga riskerna av en investering. Slutsatsen från detta resonemang är att det är svårt för företag att fatta beslut givet det politiska landskapet, och att förutsättningarna, trots god råvarupotential, inte är goda för storskalig implementering av avancerade tekniker för produktion av hållbara drivmedel.

## Bilaga A – Kostnadsdata och antaganden för ekonomisk analys

Kostnadsanalysen i avsnitt 4.3 baseras på följande data och antaganden. Tabell 3 ger teknoekonomiska antaganden för bioeldade pannor, där oxyfuel-alternativet antas ha samma kostnadsstruktur och prestanda som en bioeldad hetvattenpanna. Investeringskostnaderna annualiseras med en internränta på 7,5% och en ekonomisk livslängd på 25 år. Förgasning antas ha en energiverkningsgrad på 70% och en kostnadsstruktur i paritet med kraftvärmeverket (Tabell 3).

Tabell 3. Teknoekonomiska antaganden för bioeldade pannor. Data från (Danish Energy Agency, 2023).

	Bioeldad hetvattenpanna	Bioeldad kraftvärmeverk
Kapacitet [ $MW_{\text{bränsle}}$ ]	100	100
Livslängd [år]	25	25
Investeringskostnad [ $M\text{€}/MW_{\text{bränsle}}$ ]	0,48	1
Fast OPEX [ $k\text{€}/MW_{\text{bränsle}}$ ]	38,2	42
Rörlig OPEX (exkl. bränsle) [ $\text{€}/MWh_{\text{bränsle}}$ ]	3,9	1,4
Intern elförbrukning	2,2% av värmeproduktion	3% av bränsleförbrukning
Netto elverkningsgrad [ $MW_{\text{el}}/ MW_{\text{bränsle}}$ ]	-	0,283
Värmeverkningsgrad [ $MW/ MW_{\text{bränsle,LHV}}$ ]	1,149	0,826
Pannverkningsgrad [ $MW_{\text{ånga}}/ MW_{\text{bränsle}}$ ]	0,9	0,9
Alfa-värde	-	0,37

Kapitalkostnaden för koldioxidinfångning (MEA-process) från biopannor och industrianläggningar baseras på kostnadsfunktioner för infångning (Ekv. A1-2) framtagna av (Gardarsdóttir et al., 2018), där kapitalkostnaden beräknas givet volym rökgas som behandlas ( $x$ ,  $m^3/s$ ), samt koncentration av  $CO_2$  i rökgasen. Kapitalkostnad för kompression gas av Ekv. (A3), baserat på mängden  $CO_2$  som komprimeras ( $kg/s$ ). Drifkostnad för infångning från kraftvärmeverk beräknas baserat på (Roshan Kumar et al., 2023), och för industrier baserat på (Johnsson et al., 2020). Andel infångad koldioxid för en MEA-process antas vara 90% av  $CO_2$  i rökgasen, och 97,5% för oxyfuel-fallet (Fortet Casabella & Chehade, 2023). Transport av  $CO_2$  antas kosta i medeltal 25  $\text{€}/tCO_2$  baserat på Karlsson et al. (2023), men varierar i praktiken med transportsträcka och volym  $CO_2$  som fraktas. Kapitalkostnad för en ATR process bedöms vara likvärdig investeringskostnaden för en MEA-baserad koldioxidavskiljningsprocess.

$$13\% CO_2 \text{ (biopannor): } CAPEX = 4121,7x_{CO_2}^{0,6498} \quad (A1)$$

$$24\% CO_2 \text{ (SMR): } CAPEX = 5138,2x_{CO_2}^{0,6545} \quad (A2)$$

$$\text{Kompression: } CAPEX = 7004,6x_{CO_2}^{0,5243} \quad (A3)$$

Solid-oxide elektrolys antas ha en el-till-vätgas-verkningsgrad på 97% (Topsoe), och ett ångbehov (2 bar) om  $0,24 MW_{\text{ånga}}/MW_{\text{el}}$  (Danish Energy Agency, 2023). Investeringskostnaden är satt till  $1,1 M\text{€}/MW_{\text{el}+\text{ånga}}$ , med OPEX beräknad som 12% av investeringskostnaden (Danish Energy Agency, 2023). Syrgasen som genereras av elektrolysen (dimensionerad för att möta vätgasbehov) räcker gott och väl till att förse oxyfuelpannan med syre (luftöverskott 1,05). Metanolsyntes antas kosta  $0,7 M\text{€}/MW_{\text{metanol}}$  i CAPEX, där OPEX beräknas som 5% av investeringskostnaden (Grahn et al., 2022). Elbehov för kompression av gaser för syntes inkluderas. **Utbyte från råvara till metanol antas vara 100%.**

## Bilaga B – Unionsflygplatser i Sverige som berörs av ReFuelEU Aviation

Nedan listas de 5 flygplatser i Sverige som av Tullverket klassas som internationella unionsflygplatser och är anvisade för ankomst, samt uppfyller definitionen av unionsflyplats i ReFuelEU Aviation (2023/2405), dvs passagerartrafik över 800 000/år, eller godstrafik över 100 000 ton/år. Statistiken gäller för år 2023 (Transportstyrelsen, 2024).

Totalt användes i Sverige ca 8,5 TWh flygbränsle år 2022 (Energimyndigheten, 2024a).

Kod	Plats	Landningar [antal/år]	Passagerare [antal/år]	Frakt [kg/år]	Post [kg/år]
SELAV	Göteborg-Landvetter	26 041	5 192 054	13 930 438	332 163
SELLA	Luleå-Kallax	6 509	1 035 925	337 448	546 427
SEMMX	Malmö	13 252	1 297 141	13 456 917	1 042 490
SEARN	Stockholm-Arlanda	94 483	21 845 031	84 588 450	6 458 251
SEBMA	Stockholm-Bromma	17 477	1 190 507	18 410	21 382

## Referenser

- ApportGas. (2024). *Jämför Biogaspriser och Naturgaspriser*. <https://apportgas.se/pris/>
- Avfall Sverige. (2022). *Svensk Avfallshantering 2022*.
- Bioenergi. (2021). *Biovärme 2021*. [https://www.svebio.se/wp-content/uploads/2021/03/Biova%CC%88rmekartan\\_2021.pdf](https://www.svebio.se/wp-content/uploads/2021/03/Biova%CC%88rmekartan_2021.pdf)
- Börjesson, P. (2021). *Potential för ökad tillförsel av inhemsk biomassa i en växande svensk bioekonomi - en uppdatering*. <http://www.miljo.lth.se>
- Danish Energy Agency. (2023). *Technology Data*. <http://www.ens.dk/teknologikatalog>
- Energigas Sverige. (2022). *Produktion av biogas och rötresten och dess användning år 2022*. [www.energigas.se](http://www.energigas.se)
- Energimyndigheten. (2017). *Havsbaserad vindkraft - En analys av samhällsekonomi och marknadspotential*. ER 2017:3.
- Energimyndigheten. (2024a). *Transportsektorns energianvändning*. <https://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/transportsektorns-energianvandning/>
- Energimyndigheten. (2024b). *Västsvenska naturgasnätet*. <https://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/naturgas/vastsvenska-naturgasnätet/>
- European Hydrogen Backbone. (2023). *Implementation roadmap - Cross border projects and costs update*.
- Fortet Casabella, J., & Chehade, Y. (2023). *Feasibility study of implementing Chemical Looping Combustion with BECCS - Process modeling and techno-economic analysis of a CHP plant at Skövde Energi [Master Thesis]* [Chalmers University of Technology]. [www.chalmers.se](http://www.chalmers.se)
- Fossilfritt Sverige. (2021). *Strategi för fossilfri konkurrenskraft - Bioenergi och bioråvara i industrins omställning*. <https://fossilfritt Sverige.se/strategier/biostrategi/>
- Fyen, S. (2023). *Sprekk på 3 milliarder - truer med å skrinlegge hele prosjektet* [2023-05-11]. *Dagsavisen*. <https://www.dagsavisen.no/nyheter/politikk/2023/05/11/sprekk-pa-3-milliarder-truer-med-a-skrinlegge-hele-prosjektet/>
- 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. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 76, 111–124. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.06.022>
- Gassnova. (2020). *Demonstrasjon av fullskala CO2-håndtering - Rapport for avsluttet forprosjekt*.
- Grahn, M., Malmgren, E., Korberg, A. D., Taljegard, M., Anderson, J. E., Brynolf, S., Hansson, J., Skov, I. R., & Wallington, T. J. (2022). Review of electrofuel feasibility - Cost and environmental impact. *Progress in Energy*, 4(3). <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac7937>



- Hoeger, C., Burt, S., & Baxter, L. (2021). Cryogenic Carbon Capture™ Technoeconomic Analysis. *International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-15*.
- IEA. (2024). *Electrolysers*. <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers#tracking>
- International Energy Agency. (2023). *Electricity Grids and Secure Energy Transitions - Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems*. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>
- Jan Blomgren. (2022, February 22). *Havsbaserad vindkraft - en blåsnig*. Smedjan. <https://timbro.se/smedjan/havsbaserad-vindkraft-en-bla%CC%8Asning/>
- Johnsson, F., Normann, F., & Svensson, E. (2020). Marginal Abatement Cost Curve of Industrial CO<sub>2</sub> Capture and Storage – A Swedish Case Study. *Frontiers in Energy Research*, 8(August), 175. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00175>
- Karlsson, S., Normann, F., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2023). Modeling the development of a carbon capture and transportation infrastructure for Swedish industry. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 124, 103840. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.103840>
- Kjärstad, J., Karlsson, S., Normann, F., Johnsson, F., Thunman, H., Rootzen, J., & Eriksson, A. (2023). *Infrastruktur för en koldioxidneutral industri - CCS, biomassa och elektrifiering*.
- Larsen, H., Pettersson, L., & Johansson, M. (2023, September 19). Ammoniak – lösningen på industrins elbehov i närtid? [Webinarium]. In *Webinar. IVA*. <https://www.iva.se/det-iva-gor/tidigare-evenemang/ammoniak-losningen-pa-industrins-elbehov-i-nartid/>
- Liquid Wind. (2024). *Electrofuel Facilities*. <https://www.liquidwind.se/facilities>
- Roshan Kumar, T., Beiron, J., Biermann, M., Harvey, S., & Thunman, H. (2023). Plant and system-level performance of combined heat and power plants integrated with different carbon capture technologies. *Applied Energy*, 338, 120927. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120927>
- Rottneros. (2024). *CTMP*. <https://www.rottneros.com/sv/produkter/ctmp/>
- Setra Group. (2024). *Om pyrolysanläggningen*. <https://www.setragroup.com/sv/pyrocell/om-pyrolysanlaggningen/>
- Skogforsk. (2023, February 26). *Vad kostar det att ta ut mer biobränsle från skogen?* <https://www.skogforsk.se/kunskap/kunskapsbanken/2023/vad-kostar-det-att-ta-ut-mer-skogsbiobransle/>
- Skogsindustrierna. (2022). *Skogsindustriernas miljödatabas - Sammanställning 2022*. <https://miljodatabas.skogsindustrierna.se/simdb/web/main/report.aspx?id=112>
- SOU. (2023). *SOU 2023:15. Förnybart i tanken - Ett styrmedelsförslag för en stärkt bioekonomi*. <https://www.regeringen.se/contentassets/5351ab1c7862465ba9b6999e16d5a9cd/delbe-tankande-av-bioekonomiutredningen-sou-202315.pdf>
- S&P Global Commodity Insights. (2024, January 22). *Platts Ammonia Price Chart*. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/051023-interactive-ammonia-price-chart-natural-gas-feedstock-europe-usgc-black-sea>

- Svebio - Swedish Bioenergy Association. (2022). *How restrictions on “primary woody biomass” will impact Swedish energy and climate development.*
- The Swedish Energy Agency. (2022). *Från små steg till stora kliv – En syntes av Industriklivets projekt inom bio-CCS.*
- The Swedish Environmental Protection Agency. (2024). *Swedish Pollutant Release and Transfer Register.*  
<https://utslappisiffror.naturvardsverket.se/en/Search/?selectedCountryCode=en&currentPage=999>
- Tidningen Energi. (2023, June 21). *Här är energibolagen som satsar på bio-CCS.*  
<https://www.energi.se/artiklar/2023/juni-2023/har-ar-energibolagen-som-satsar-pa-bio-ccs/>
- Tillväxt- och regionplaneförvaltningen Stockholm. (2019). *Kraftförsörjning inom östra Mellansverige.*  
<https://regionsormland.se/contentassets/83021d585cc7422c81e2065273ccc57e/kraftforsorjning-oms-underlagsrapport.pdf>
- Topsoe. (2024). *H2Retake Ammonia cracking technology.* <https://www.topsoe.com/our-resources/knowledge/our-products/process-licensing/h2retake-process?hsLang=en&hsCtaTracking=256f0080-e456-45d9-b2a9-4d6fcb05e410%7Cfeb215e5-2012-4994-8c23-8a573cf67ae1>
- Transportstyrelsen. (2024). *Flygplatsstatistik.*  
<https://www.transportstyrelsen.se/sv/luftfart/statistik/Flygplatsstatistik/>
- Vattenfall. (2024). *Vad är kostnaden för en vindkraftspark av den typ som planeras på Stora Middelgrund?* <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vindprojekt/faq-stora-middelgrund/vad-ar-kostnaden-for-en-vindkraftspark-av-den-typ-som-planeras-pa-stora-middelgrund>
- Vattenfall AB. (2022). *Så kan flyget bli fossilfritt.* <https://www.vattenfall.se/fokus/trender-och-innovation/fossilfritt-flyg/>
- Westander Klimat och Energi. (2021). *Statistisk granskning av Jan Darpös rapport.*