

FÖRNYBAR BENSIN – EN KUNSKAPSSAMMANSTÄLLNING

Författare:

Erik Furusjö och Johanna Mossberg, RISE Research Institutes of Sweden

December 2020



Den här rapporten har tagits fram av RISE Research Institutes of Sweden. Arbetet har utförts på uppdrag av Regeringens utredning Utfasning av fossila drivmedel och förbud mot försäljning av nya bensin- och dieseldrivna bilar (Kommittédirektiv 2019:106). Det har finansierats i sin helhet av Regeringskansliet genom Utfasningsutredningen M 2019:04.

RISE är en av 16 parter i f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel. f3 publicerar rapporten för att bidra till ökad spridning av dess innehåll.

Rapporten refereras enligt följande:

Furusjö, E. och Mossberg, J. (2021) Förnybar bensin – En kunskapssammanställning. f3:s rapportserie, publ. nr f3 01:2021. Tillgänglig på <https://f3centre.se/sv/publikationer/>

Förnybar bensin – en kunskapssammanställning

Erik Furusjö och Johanna Mossberg, RISE Research Institutes of Sweden

December 2020

Förord

Regeringen tillsatte i december 2019 en utredning – *Kommittédirektiv 2019:106*

Utfasning av fossila drivmedel och förbud mot försäljning av nya bensin- och dieseldrivna bilar – som ska föreslå ett årtal för när fossila drivmedel ska vara utfasade i Sverige och vilka åtgärder som kan vidtas i ett långsiktigt perspektiv för att detta ska kunna genomföras på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt. Som en del av underlaget till utredningen önskar utredarna ett kunskapsunderlag gällande förnybar bensin. Det finns i dagsläget ingen publikt tillgänglig sammanställning eller syntes som summerar kända teknikmöjligheter och potentialuppskattningar för området förnybar bensin.

RISE har på uppdrag av utredning tagit fram föreliggande rapport som utgörs av en syntes kring förnybar bensin och som syftar till att utgöra en del av ett vetenskapligt underbyggt beslutsunderlag för utredningen. Rapporten och bakomliggande analys är framtagen och utförd av Erik Furusjö och Johanna Mossberg på RISE. Ett stort tack riktas till de aktörer i innovationssystemet kring förnybar bensin som har bidragit med input i form av dialog, information och i vissa fall data utan vilka innehållet i denna syntes inte hade blivit lika komplett.

Sammanfattning

Föreliggande rapport presenterar en kartläggning och sammanställning av kända produktionsvägar för förnybar bensin. Rapporten har också för området förnybar bensin som helhet fört ett resonemang kring marknads- och kostnadsuppskattningar över tid samt kring hinder och drivkrafter för en storskalig produktion av förnybar bensin under 2030/2040-talet. Rapporten ger inga rekommendationer utan syftar endast till att presentera en kunskapssyntes och i förekommande fall ge ett vetenskapligt underbyggt beslutsunderlag för fortsatt dialog och arbete inom utredningen – *Kommittédirektiv 2019:106 Utfasning av fossila drivmedel och förbud mot försäljning av nya bensin- och dieseldrivna bilar*.

Resultaten kan sammanfattas i följande huvudpunkter:

- Storskalig produktion av förnybara bensinkomponenter är teknisk möjligt från olika hållbara råvaror, både biomassa och förnybar elektricitet. Detta stämmer överens med den input som kommit både från teknikleverantörer och från raffinaderier.
- I Sverige såldes 2019 cirka 27 TWh bensin men volymerna minskar och scenarier från 2018 pekar på 10–15 TWh bensin, fossil och förnybar, 2030. Globalt är trenden inte lika tydlig.
- I dagsläget finns det bara en produktionsväg för 100% förnybara bensinkomponenter som är tillgänglig i kommersiell skala, produktion av nafta som biprodukt via HVO. Denna produktionsväg ger dock en mindre mängd bensinkomponenter med relativt låg kvalitet och är inte ett alternativ för att ensamt möjliggöra en omställning till 100% förnybar bensin.
- I övrigt har de tekniker och produktionsvägar som lyfts fram av industrin och som kartlagts passerat labbskala men har olika teknisk mognad. För de mest mogna, men ännu inte kommersiella, teknikerna (produktionsvägar via förgasning) byggs de första kommersiella anläggningarna nu i USA. Dessutom gäller för flera av produktionsvägarna att även om inte hela produktionskedjan finns demonstrerad i sin helhet i större skala så har ofta ingående komponenter och/eller processer demonstrerats i större skala var för sig. Kommersialisering och demonstration av fler tekniker kommer att kräva offentligt stöd.
- Utveckling och kommersiell implementering av ny teknik inom området har primärt inte drivits av efterfrågan på förnybara bensinkomponenter. Det är istället produktion av flygbränsle och diesel som varit drivkraft för produktionstekniker som även kan ge en del av produktionen som förnybar bensin, till exempel HVO och förgasningsbaserad produktion.
- Syntes och analys visar att 100% förnybar bensin producerad från biomassa hamnar i kostnadsspannet 60-100 €/MWh (5,5-9 SEK/L). De kostnadsuppskattningar som gjorts gäller för mogen teknik. Därmed förutsätter de att utvecklings- och uppskalningsinsatser görs i de fall teknikerna inte är mogna idag. De tekniker som diskuteras har olika mognadsgrad men för ett flertal gäller att sådana insatser måste inledas relativt fort för att teknikerna ska vara kommersiellt relevanta under 2030-talet.
- Förnybar bensin producerad som elektrobränsle hamnar generellt något högre i kostnadsuppskattningarna men kan vid en ambitiös teknikutveckling och kostnadsreduktion för produktionen av förnybar el och vätgas hamna på en produktionskostnad i linje med den för de biobaserade produktionsvägarna. Det pågår för närvarande en snabb teknikutveckling inom produktion av förnybar vätgas, både i EU och i världen.
- Förnybara kolvätebaserade bensinkomponenter kommer med stor sannolikhet inte att vara ekonomiskt konkurrenskraftig jämfört med fossil bensin. Dock visar sammanställningen att

kolvätebaserade bensinkomponent inte behöver vara dyrare att producera än lignocellulosabaserad etanol.

- Givet den i jämförelse med fossil bensin sannolikt högre produktionskostnaden kommer det att vara styrmedel och institutionella faktorer som sätter storleken på en framtida marknad för förnybar bensin.
- Sveriges tillkommande biomassapotentia av lignocellulosa möjliggör grovt räknat produktion av en mängd förnybar bensin motsvarande nuvarande bensinförbrukning (cirka 27 TWh). Potentialen blir högre om man i produktionsvägarna kombinerar med elektricitet. Det skall dock noteras att de flesta andra länder har betydligt sämre förutsättningar och den globala tillkommande biomassapotentia är långt ifrån tillräcklig för att generellt möta behovet av drivmedel i transportsektorn.
- För tillgången på förnybar el är det sannolikt inte den tekniska potentialen som är begränsande. Istället är det utmaningar kring distribution, flexibilitet och utbyggnadstakt som behöver hanteras.
- Kombinationsprocesser för bio- och elektrobränslen kan vara ett intressant alternativ för att öka produktionspotentialen från en begränsad biomassaresurs genom att utnyttja förnybar el.
- En storskalig produktion av förnybar bensin kommer att kräva betydande investeringar i nya produktionsanläggningar. Detta gäller oberoende av om man väljer produktionsvägar som delvis kan integreras i befintlig raffinaderiinfrastruktur eller om man väljer (från raffinaderiindustrin) fristående produktionsvägar. Som referens ger ett enklare räkneexempel att investeringar om cirka 75 miljarder SEK teoretiskt skulle krävas för att producera en mängd förnybar bensin som motsvarar dagens bensinsanvändning i Sverige (27 TWh år 2019).
- Givet det betydande investeringbehovet kommer potentialen för produktion av förnybara bensinkomponenter att vara avhängig av tillgång till kapital för dessa investeringar.
- De flesta tekniker för produktion av biobaserad förnybar bensin, som inte är kommersiella idag, har en kostnadsstruktur med hög andel kapitalkostnader jämfört med HVO-produktion, som istället har en lägre råvarukostnad. Det påverkar den ekonomiska risken vid investeringar i ny teknik.
- Produktionsanläggningar av denna typ tar typiskt 3-5 år att projektera och bygga och måste sen drivas i minst 20 år för att ge ekonomisk avkastning. Osäkerheten i den långsiktiga efterfrågan på förnybar bensin framhålls som en faktor som hämmar utvecklingen på området. Det kan öka relevansen för tekniker som har produktflexibilitet, det vill säga utan större kostnader kan ställa om produktionen från bensinkomponenter till andra transportbränslen (diesel, flygbränsle) och/eller råvara till kemiindustrin.

Innehåll

Förord.....	1
Sammanfattning.....	2
1 Inledning (problemställning, syfte).....	5
1.1 Informationsinsamling	5
1.2 Avgränsningar	6
1.3 Rapportens upplägg	7
2 Kartläggning och sammanställning av kända produktionsvägar för förnybar bensin	7
2.1 Tekniköversikt	7
2.2 Förgasnings- och elektrobränslebaserade tekniker	9
2.3 Förvätskning och katalytisk uppgradering	16
2.4 Hydrogenerade oljor och fetter	21
2.5 Etanol till bensin.....	22
2.6 Bensin via isobuten och isobutanol	23
3 Kostnadsuppskattningar	23
3.1 Metodik.....	23
3.2 Resultat	26
3.3 Växthusgasprestanda.....	27
4 Råvarupotential.....	27
4.1 Bioråvara	28
4.2 Elektricitet.....	31
5 Diskussion	33
5.1 Standarder och kvalitet.....	33
5.2 Inblandning och allokering.....	34
5.3 Aktörer och synergier med existerande industri	34
5.4 Marknadspotential.....	35
6 Referenser.....	38

1 Inledning (problemställning, syfte)

Om man önskar fasa ut fossila drivmedel helt under 2030-talet, alternativt i början av 2040-talet, så kommer fordon med Otto-motorer att finnas kvar i den rullande fordonsparken. Dessa drivs idag primärt med bensin med endast en mindre mängd etanol inblandad (E5). Det kommer också med största sannolikhet att finnas ett betydande antal laddhybridfordon vid denna tidpunkt, vilka för bränsledelen oftast har en Otto-motor anpassad för bensindrift. Till skillnad från dieseldrivna fordon, där både HVO och FAME är helt förnybara alternativ, finns det för bensindrivna fordon idag inte något helt förnybart substitut tillgängligt i stor skala på marknaden (om man inte ser efterkonvertering till etanol- eller gasdrift som ett alternativ). Det finns däremot ett antal initiativ och teknikmöjligheter för produktion av förnybar bensin, både baserade på biomassa och via förnybar el, så kallat elektrobränsle. Dock finns det i dagsläget ingen publikt tillgänglig sammanställning eller syntes som summerar kända teknikmöjligheter och potentialuppskattningar för området förnybar bensin.

Föreliggande rapport syftar till att möta detta behov och ge en kartläggning och sammanställning av kända produktionsvägar för förnybar bensin. För området förnybar bensin som helhet förs också ett resonemang kring marknads- och kostnadsuppskattningar över tid samt kring primära hinder och drivkrafter för en storskalig produktion av förnybar bensin under 2030/2040-talet.

1.1 Informationsinsamling

För föreliggande rapport och syntes har vi arbetat med en kombination av 1) syntetisering av tidigare studier, 2) informationsinsamling från aktörer i innovationssystemet för förnybar bensin så som exempelvis teknikutvecklare och raffinaderiaktörer samt 3) kvantitativa skattningar och kvalitativ analys baserad på egen tidigare kunskap och projekt.

Vad gäller syntetisering av tidigare studier samt kvantitativ och kvalitativ analys av tidigare projekt så refereras dessa löpande i texten och återfinns i referenslistan i slutet på rapporten.

För informationsinsamling från aktörer i innovationssystemet för förnybar bensin så har denna gjorts genom samtal med flertalet aktörer, se Tabell 1 nedan. Genomgående har dialogerna bestått av ett eller flera samtal där först analysens syfte och upplägg presenterats och där sedan aktörerna har fått komma med inspel och input kring området baserat på sina respektive perspektiv. Dialogerna har cirkulerat kring vilka tekniker som aktörerna ser som möjliga respektive mest lovande för helt förnybar bensinproduktion, hinder och drivkrafter för utvecklingen samt deras eventuella egna initiativ inom området. I flera fall har teknikleverantörer lämnat översiktliga tekniska data, ekonomiska data har av förklarliga skäl inte lämnats på samma sätt utan där har man i förekommande fall främst gett grova uppskattningar eller jämförande indikationer. Samtalen dokumenterats antingen genom att mötesanteckningar tagits som aktörerna godkänt i efterhand alternativt att aktörerna själva lämnat ett skriftligt material för användning i analysen. I vissa fall har dialogen itererats då uppföljande frågor uppstått eller då man önskat göra förtydliganden eller tillägg till sin input. När data insamlats genom personlig kommunikation med aktörer använts i syntes och analys så refereras dessa löpande i texten och återfinns i referenslistan i slutet på rapporten.

Tabell 1. Förteckning över aktörer som på olika sätt bidragit med input till arbetet.

Namn och typ av aktör
<i>Teknikleverantörer</i>
SunCarbon, Sverige
RenFuel, Sverige
Haldor Topsoe, Danmark
Honeywell UOP, USA
BTG Biomass Technology Group, Holland
Eco-oil, Sverige
<i>Raffinaderibolag</i>
St1, Sverige och Finland
Neste, Sverige och Finland
Preem, Sverige
Shell, Storbritannien och Frankrike
<i>Övriga</i>
SCA, Sverige

1.2 Avgränsningar

Eftersom utgångspunkten för föreliggande rapport är en fullständig utfasning av fossila drivmedel har vi i stort begränsat studien till tekniker som kan framställa 100% förnybar bensin eller bensinkomponenter utan insatser från fossila råvaror. Därmed faller tekniker som kräver samprocessning med fossil råvara bort. Av samma anledning har vi valt att räkna med att för de processer som har vätgas som en råvara är det förnybar vätgas producerad genom elektrolys som används, även om bensinprodukten även med naturgas som insatsråvara eventuellt skulle klara de krav på växthusgasprestanda som finns i förnybarhetsdirektivets hållbarhetskriterier (1). Dessa avgränsningar innebär att tekniker som kan vara viktiga under en övergångsfas, driven av reduktionsplikten, inte explicit inkluderas.

Dagens biodrivmedelsproduktion globalt bygger till stor del på grödebaserade råvaror, det vill säga råvaror som odlas och som även kan användas för livsmedels- och foderproduktion. Även i Sverige används sådana råvaror i viss utsträckning (2). I den kontext som denna studie gäller har emellertid grödebaserade råvaror betraktats som mindre relevant och exkluderats. Det beror bland annat på det, EU-krav (1) begränsar utvecklingen av så kallade första generation eller konventionella biodrivmedel, det vill säga drivmedel som framställts från livsmedelsgrödor, socker- eller oljeväxter. En annan faktor är den stora mängden tillkommande förnybar drivmedelsproduktion som krävs i en värld som ställer om. Lignocellulosabaserade råvaror, så som exempelvis restprodukter från jord- och skogsbruk, är mer relevanta i ett långsiktigt perspektiv eftersom de kan ge en hållbar råvaruförsörjning med större potential (3–5). Detta inkluderar även energigrödor som kan odlas på åkermark, vilka enligt Förnybarhetsdirektivet (1) räknas till de råvarubaser som tillåts öka, givet att odlingen inte sker på mark som har höga biovärden eller på annat sätt bryter mot EU:s hållbarhetskriterier. Storskaligt tillgängliga bi- och restprodukter med biogent ursprung, till exempel bark, sågspån och halm, kommer att vara en nyckelresurs i en framtida bioekonomi.

Avfall av olika typer kommer att vara en viktig resurs för produktion av en mängd produkter i en cirkulär ekonomi och kan även användas för att producera drivmedel. Avfallsoljor, till exempel från livsmedelsindustrin, används storskaligt idag för produktion av förnybar diesel. Även hushållsavfall

har på senare tid fått ökad uppmärksamhet för produktion av drivmedel men är en ström med både fossilt och biogent innehåll. Denna studie inkluderar inte produktionskedjor baserade på den sistnämnda typen av blandade avfallsråvaror, eftersom produkten då inte blir 100% förnybar.

1.3 Rapportens upplägg

Kapitel 2 presenterar sammanställningen av kända och relevanta produktionsvägar för förnybar bensin. I kapitel 3 presenteras kostnadsuppskattningar för produktionsvägarna baserat på investerings- och kapitalkostnader samt råvarukostnader. I kapitel 3 ges även ett resonemang kring växthusgasprestanda. Kapitel 4 ger en summering av råvarupotentialer för bioråvara så väl förnybar elektricitet och i Kapitel 5 diskuteras hinder och drivkrafter för en storskalig implementering av produktionsvägar för förnybar bensin. Rapportens sammanfattning återfinns längst fram i rapporten.

2 Kartläggning och sammanställning av kända produktionsvägar för förnybar bensin

I detta kapitel presenteras en sammanställning av kända och relevanta produktionsvägar för förnybar bensin. En produktionsväg är en kombination av en specifik råvara och en omvandlingsprocess för att få fram förnybar bensin, exempelvis är förgasning av biomassa för produktion av metanol som sedan omvandlas till förnybar bensin via MTG-process en produktionsväg och att gå från vete/majs till etanol och sedan vidare till bensin en annan produktionsväg. Produktionsvägarna redovisas i en översiktlig beskrivning utgående ifrån till exempel råvarubas, omvandlingsteknik och teknikstatus.

Kapitel 2.1 ger en översikt över produktionsvägarna och kapitlen 2.2 till och med 2.6 ger sedan en fördjupning kring olika tekniker och produktionsvägar.

2.1 Tekniköversikt

I tabell 2 nedan ges en tekniköversikt över de produktionsvägar för förnybar bensin som inkluderats i rapporten och som beskrivs i kapitel 2. Produktionsvägarna täcker i stort tre typer av råvaror:

- Fetter/oljor (tallolja eller avfall/restprodukter)
- Lignocellulosabaserad biomassa av olika typer (inkl. svartlut/lignin)
- Elektricitet

Produktionsteknikerna är termokemiska (pyrolys, förgasning, hydrotermisk förvätskning), biokemiska (fermentering), katalytiska (vätebehandling, katalytisk syntesgasuppgredning), eller elektrokemiska (elektrolys). Ofta innehåller en produktionsväg en kombination av dessa.

Alla produktionsvägar ger en mix av produkter, ofta olika typer av kolvätebaserade drivmedel och för olika transportslag. Ofta kan processen justeras för att ge ett ökat utbyte av en viss typ av produkt men selektiv produktion av en typ av drivmedel är i allmänhet inte möjligt eller medför i vilket fall kraftigt ökade kostnader och/eller sänkt verkningsgrad. Även olika produkttegenskaper, med inverkan på kvalitet, kan variera. Dessa faktorer diskuteras i kapitlen 2.2 till och med 2.6 för de enskilda produktionsvägarna.

Tabell 2. Tekniköversikt över produktionsvägar för förnybar bensin inkluderade i rapporten. Skuggade fält indikerar typ av process: grå - katalytiska processer, blå – termokemiska processer, orange – elektrokemiska, grön – biokemiska. Processer som anges med kursiv stil har likheter med dagens oljeraffinaderier och kan ha fördelar av att integreras med sådana.

Råvara		Process		Intermediär	Process		Produkt	Beskrivs i kapitel		
Bioråvara	Fett/olja	Rening			Vätebehandling		Diesel, jet, nafta	2.4		
	Svartlut	Ligninseparation		Lignin	Förvätskning, derivatisering	Deoxygenering		Bensin/nafta, jet, diesel	2.3	
	Biomassa/lignocellulosa (grot, bark etc.)	Pyrolys		Pyrolysolja	Stabilisering	Deoxygenering (Katalytisk krackning)			2.3	
		Hydropyrolys		Pyrolysolja	Integrerad deoxygenering				2.3	
		Hydrotermisk behandling		HTL-olja	Deoxygenering				2.3	
		Förbehandling /Hydrolys	Fermentering, destillation	Etanol	Etanol till kolväte				2.5	
				Butanol, isobuten, ...	X till kolväte				2.6	
	Biomassa/svartlut/ligno-cellulosa (grot, bark etc.)	Förgasning, gasrening		Syntesgas	Gaskonditionering	Metanolsyntes			Metanol till bensin	Bensin, gasol
	Biogas	Reformering								
EI	Rökgaser/CO2	Koldioxid-infångning	CO2	Syntesgas	Gaskonditionering	Fisher-Tropsch	Upp-gradering	Nafta, jet, diesel	2.2	
	EI (och vatten)	Elektrolys	Vätgas							

2.2 Förgasnings- och elektrobränslebaserade tekniker

I detta underkapitel beskrivs två grupper av produktionstekniker för produktion av förnybar bensin som båda går via så kallad syntesgas¹:

1. Biodrivmedelsproduktion baserat på förgasning av biomassa eller reformering av biogas (övre vänstra delen av Figur 1)
2. Elektrobränsleproduktion (nedre vänstra delen av Figur 1)

Dessa två produktionstekniker representerar två olika sätt att generera syntesgas, antingen baserat på biomassa eller baserat på infångad koldioxid kombinerat med vätgas från elektrolys. Efter en gaskonditionering, som naturligtvis måste anpassas till syntesgasens ursprung, är syntesgasen sen likvärdig och förutsättningarna för valet av teknik för att uppgradera syntesgasen till drivmedel är i stort sett samma.

Det finns två huvudsakliga vägar att konvertera syntesgas till bensinkomponenter:

1. Metanolsyntes följt av metanol-till-bensin (övre högra delen av Figur 1)
2. Fischer Tropsch-syntes följt av katalytisk uppgradering (nedre högra delen av Figur 1)

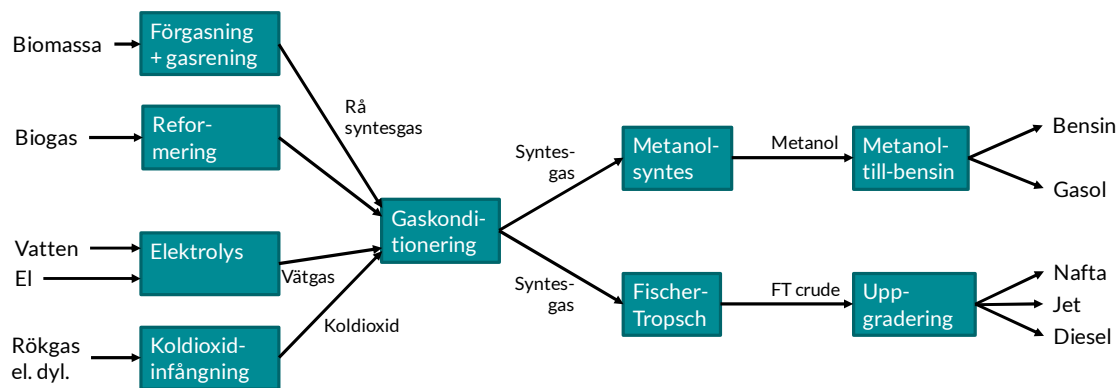
Speciellt den senare av dessa ger i allmänhet utbyten av flera olika drivmedelskomponenter. Dessa båda tekniker i kombination med elektrolys lyfts fram av exempelvis både Neste och St1 som möjliga vägar för produktion av förnybar bensin på sikt (6,7).

Det är även möjligt att kombinera teknikerna för att generera syntesgas, det vill säga att kombinera biodrivmedelsproduktion och elektrobränsleproduktion². En sådan kombination av biodrivmedelproduktion och elektrobränsleproduktion kan ge synergier vilket ger möjlighet till kraftigt ökad koleffektivitet för biodrivmedelsproduktion, alltså att man ur samma mängd biomassa kan framställa större mängder drivmedel (8–10), och detta koncept har också lyfts fram av Haldor Topsoe som kommersiellt relevant på medellång sikt (11).

I kommande underkapitel 2.2.1 till 2.2.4 beskrivs olika delar och tekniker av/för produktionsvägar för förgasnings- och elektrobränslebaserade tekniker (visualiserade i den undre delen av Tabell 2) Tabell 2. Tekniköversikt över produktionsvägar för förnybar bensin inkluderade i rapporten. Skuggade fält indikerar typ av process: grå – katalytiska processer, blå – termokemiska processer, orange – elektrokemiska, grön – biokemiska. Processer som anges med kursiv stil har likheter med dagens oljeraffinaderier och kan ha fördelar av att integreras med sådana.: förgasning av biomassa, reformering av biogas, elektrolysbaserad produktion av vätgas samt värdekedjor via metanol.

¹ Syntesgas är främst en blandning av kolmonoxid (CO) och vätgas (H₂) samt eventuellt även koldioxid (CO₂).

² I princip kan vilken kombination som helst av de kolinnehållande råvarorna fast biomassa, biogas och koldioxid användas. Om enbart koldioxid används krävs tillsats av vätgas men eftersom syntesgasen från fast biomassa och biogas innehåller även väte är det en option för dessa. Tillsats av vätgas ökar dock kolutnyttjandet och produktionspotentialen markant (10). Att kombinera förgasning av biomassa med vattenelektrolys har benämnts bio-elektro-bränslen eller *hydrogen enhanced biofuels* (10,155).



Figur 1. Översiktligt blockschema som illustrerar olika vägar för produktion av förgasningsbaserade och elektrobränslebaserade drivmedel.

2.2.1 Förgasning av biomassa

Det finns en mängd olika tekniska lösningar som kan användas för att förgasa olika biobaserade råvaror och därmed omvandla dem till en syntesgas, som kan uppgraderas till vätskeformiga drivmedel. De tekniker som är mest relevanta för drivmedelsproduktion är indirekt förgasning i fluidbädd, direkt förgasning i fluidbädd och suspensionsförgasning.

Indirekt förgasning i fluidbädd är den teknik som har validerats i industriell skala i Göteborg i det så kallade GoBiGas-projektet (12–14). Tekniken bygger på en konfiguration med två sammankopplade reaktorer där biomassa förgasas med ånga i den ena medan värme tillförs från den andra, där förbränning sker, genom transport att varmt bäddmaterial (sand eller dylikt). Denna teknik har en stor fördel i att syrgas inte behövs men den är svår att trycksätta vilket är en nackdel. Den ger även en rå syntesgas med relativt mycket kolväten³, vilka måste omvandlas eller separeras innan drivmedelsproduktion. En variant av denna teknik för integrering med befintliga förbränningsanläggningar, till exempel kraftvärmeverk, utvecklas och marknadsförs av svenska BioShare.

Vid direkt förgasning i fluidiserad bädd tillförs typiskt både ånga och syrgas till förgasningsreaktorn som därmed blir självförsörjande på värme. Tekniken anses lättare att trycksätta och skala upp till riktigt stor produktionskapacitet men ger fortfarande kolväten i gasen som måste hanteras. Mycket utvecklingsarbete har gjorts av företaget Andritz Carbona (15,16) och en pilotanläggning togs i drift 2003 på amerikanska Gas Technology Institute, vilken bland annat använts för att demonstrera och validera produktion av bensin med så kallad TIGAS-teknik för uppgradering av syntesgasen (se 2.2.4) (17). EON planerade och projekterade en stor anläggning för produktion av biometan baserad på denna förgasningsteknik i början av 2010-talet (18). Tekniken med tillämpning inom biodrivmedel utvecklas och marknadsförs nu bland annat av amerikanska SunGas Renewables.

Suspensionsförgasning, ofta benämnd med engelska *Entrained flow gasification*, demonstreras för närvarande för biomassa av bland andra ThyssenKrupp och Total inom projektet BioTFuel (19,20). Tekniken är en modifiering av förgasningsteknik för fossila råvaror. En annan förgasningsprocess baserad på teknik för fossila råvaror från Lurgi/Air Liquide har demonstrerats med pyrolysolja som

³ Dessa kolväten är bl.a. s.k. tjärämnen, typiskt olika former av aromatiska ämnen. Mängden tjärämnen kan påverkas av processen, t.ex. bäddmaterial, temperatur och tillsats av vissa ämnen (156,157)

råvara vid Karlsruhe Institute of Technology (21,22). För råvaran svartlut⁴ har en process utvecklats och demonstrerats av svenska Chemrec (23–25).

Beräkning av verkningsgrader för förgasningsteknik är beroende bland annat av hur föroreningar (kolväten) i syntesgasen och eventuella biprodukter hanteras. Om en enkel verkningsgrad mellan energi syntesgas som kan nyttjas för drivmedelsproduktion och råvarans energi används är denna typiskt 60-70% för suspensionsförgasning och upp till ca 80% för fluidbäddsförgasning (26–30).

2.2.2 Reformering av biogas

Även reformering av biogas är ett möjligt alternativ för att generera förnybar syntesgas. Tekniskt sett är reformering av biogas och reformering av naturgas mycket lika och samma tekniska lösningar kan användas. Det är även möjligt att göra samreformering av blandningar, för att erhålla en delvis förnybar syntesgas. Haldor Topsoe har annonserat de i Danmark ska bygga en pilotanläggning för generering av förnybar metanol från biogas och elektricitet via denna väg (31).

Att generera syntesgas från biogas och den följande uppgraderingen till drivmedel är konceptuellt likt förgasning av biomassa. Dock bör det noteras att biogas, i en svensk kontext redan är ett högvärdigt drivmedel och betingar ett mycket högre pris än de bioråvaror som förgasas enligt diskussionen ovan (2.2.1). Denna produktionsväg diskuteras inte vidare här men volympotentialen för biogas kommenteras i kapitel 4.1.

2.2.3 Elektrolysbaserad produktion av vätgas

Det sker en snabb utveckling inom elektrolysteknik, drivet av ett stort prognosticerat framtida behov av förnybar vätgas, bland annat för produktion av drivmedel men även för industriell omställning, samt teknikens möjligheter att kemiskt lagra intermittent elproduktion. Vätgas i bränslecell diskuteras också som en möjlig pusselbit i omställningen av transportsektorn. Vid produktion av elektrolysbaserad vätgas använder en elektrolysör elektrisk energi för att dela upp vatten kemiskt i vätgas och syrgas.

De två elektrolystekniker som erbjuds kommersiellt idag är alkaliska elektrolysceller (ALK) och *proton exchange membrane* (PEM). I syfte att ytterligare öka energieffektiviteten i elektrolysprocessen pågår utveckling av tekniker för högttemperaturelektrolys, främst s.k. *solid oxide electrolysis cell* (SOEC) (32). Energiförbrukningen för själva elektrolysprocessen är för ALK och PEM ca 4,2-5,5 kWh/Nm³ H₂⁵ (33) medan SOEC tros kunna nå ända ner till 3,1 kWh/Nm³ H₂⁶ (34). Till denna energiförbrukning tillkommer systemets övriga förbrukning, vilken är beroende av teknikval, konfiguration, integrering mm och är svår att ge en generell bild av. SOEC har även fördelen att kunna elektrolysera koldioxid till kolmonoxid, vilket är en stor potentiell fördel vid biodrivmedelsproduktion.

Akalisk elektrolys är en mogen teknik som funnits länge, även om utvecklingsarbete mot högre effektivitet pågår. PEM är en teknik som finns på marknaden men där en utveckling mot större skalor och högre effektivitet sker relativt snabbt. SOEC- är som noterats ovan en teknik som kan ge stora fördelar men den är ännu inte kommersiellt tillgänglig (32). Neste har annonserat en investering Sunfire som utvecklar SOEC-teknik (35) och anser att denna teknik har stora möjligheter

⁴ Svartlut bildas om biprodukt vid kokning av pappersmassa och innehåller den del av massaveden som inte blir papper.

⁵ Motsvarar ca 55-70% effektivitet mätt som lägre värmevärde, ca 65-80% mätt som högre värmevärde.

⁶ Motsvarar >95% effektivitet mätt som lägre värmevärde, vilket är det relevanta måttet eftersom processen matas med ånga (blir >100% för högre värmevärde). Om denna ånga (delvis) kan genereras från spillvärme i efterföljande syntessteg kan en hög övergripande effektivitet nås för en elektrobränsleprocess baserad på SOEC (34).

för produktion av olika drivmedel och kemikalier (6). En annan utvecklare av SOEC-teknik är danska Haldor Topsoe (31,36). Kostnadsuppskattningar indikerar att kostnader för elektrolysörer kommer att minska avsevärt fram till 2030, ungefär en faktor 2 för ALK och PEM och en faktor 5 för SOEC mellan 2015 och 2030 (33).

2.2.4 Värdekedjor via metanol

Praktiskt taget all världens produktion av metanol, som uppgår till ca 75 Mt/år, sker idag med syntesgasbaserad teknik, där syntesgasen kommer från naturgas eller kol (37). Den teknik som används kan även användas för förnybar metanol, förutsatt att förnybar syntesgas används (se 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3 ovan).

Produktionen av förnybar metanol är idag en mycket liten andel av världsproduktionen. Svenska skogsbolaget Södra producerar idag cirka 5 000 ton/år förnybar metanol som utvinns från strippergaserna från ett av deras massabruk (38). Kanadensiska Enerkem producerar metanol baserat på förgasning av sorterat hushållsavfall och planerar ytterligare anläggningar (39) och svenska Liquid Wind, i samarbete med bland andra Siemens och Haldor Topsoe, projekterar en elektrometanolanläggning i Örnsköldsvik (40).

Teknik för att omvandla metanol till bensen utvecklades på 1970-talet som ett svar på oljekrisen (41). Det finns två tekniker för att konvertera metanol till bensen som erbjuds kommersiellt idag:

1. Exxon Mobiles *methanol-to-gasoline* (MTG) (42)
2. Haldor Topsoes *Topose Improved Gasoline Synthesis* (TIGAS) (43)

MTG och TIGAS bygger på mycket likartad teknik och torde vara relativt likvärdiga med varandra vad gäller utbyten och produktionskostnader. Båda teknikerna bygger på att metanolen först reageras katalytiskt till dimetyleter, som sedan omvandlas till kolväten främst i bensenområdet med hjälp av en zeolitbaserad katalysator (42). Denna produktionsteknik ger typiskt ca 85-90% av totalutbytet som bensen och 10-15% som gasol (11,25). Utbytet från konditionerad syntesgas till produkter är ca 70-75%, uppdelat på syntesgas-till-metanol ca 80% och metanol-till-kolväten ca 90% (11,25). Dock anger Hannula och Kurkela hela 97% effektivitet från metanol till kolväten för MTG (30). Bensenprodukten har högt högtoktantal tack vare stor andel aromater och isoparaffiner (41,42).

MTG har demonstrerats för produktion av biobaserad bensen i Nya Zeeland 1985-1995 och sen i en förbättrad process i Kina sen 2009, i det senare fallet dock baserat på kol som råvara (42,44). En naturgasbaserad TIGAS-anläggning drivs sedan 2019 i Turkmenistan och en anläggning planeras i USA. Det har ingen betydelse tekniskt om metanolen är biobaserad eller fossil, så teknikmognaden för att konvertera metanol till förnybar bensen är relativt hög, TRL 8-9.

2.2.5 Värdekedjor med Fischer Tropsch-syntes

Fischer Tropsch-syntes (FT) är en katalytisk process för att omvandla syntesgas (CO och H_2) till organiska föreningar, i första hand kolväten av olika kedjelängder⁷. FT är den mest utvecklade och kommersiellt mogna tekniken för produktion av flytande bränslen ur syntesgas⁸. Storskaliga processer kan ske i olika typer av reaktorer: fast bädd, fluidiserad bädd eller slurryreaktor. På senare tid utvecklas även s.k. *micro channel*-teknik som kan ge fördelar i mindre skala, vilket ofta är relevant

⁷ De viktigaste produkterna är linjära paraffiner och α -olefiner med små fraktioner av syrenehållande produkter. Vanliga katalysatorer baseras på kobolt, järn och rutenium. Eftersom kedjorna byggs upp stegvis, atom för atom, på katalysatorytan går det inte att få hög selektivitet för en viss kedjelängd utan det blir en fördelning av kedjelängder, vilken ofta karakteriseras med en s.k. Anderson-Schulz-Flory (ASF)-fördelning.

⁸ Kommersiell produktion baserad på kol sker vid Sasol i Sydafrika, 170 000 fat/d kombinerad kapacitet, och från naturgas vid Pearl GTL i Qatar, 140 000 fat/d.

för biodrivmedel. Även om det går att anpassa FT-processen för att direkt få vissa utbyten av produkter med kokpunkter i drivmedelsområdet körs processen ofta så att den ger tunga produkter, så kallade FT-vaxer, som sedan krackas till lättare produkter i ett efterföljande steg, eftersom detta ger högre totalutbyte av vätskeformiga produkter⁹. Generellt sett producerar FT-baserade produktionsanläggningar alltid en blandning av olika produkter, såsom nafta, jetbränsle, och diesel men uppgraderingen kan anpassas för att ge högre utbyten av vissa prioriterade produkter (6).

Som noterats ovan ger FT-syntes en fördelning av framförallt linjära alifatiska kolväten av olika längd. Alifatiska kolväten lämpar sig väl för diesel, vilket ofta är en produkt i fokus för FT-anläggningar. På senare år har intresset för bioflygbränslen vuxit och FT-syntes med efterföljande uppgradering är en av ASTM certifierad väg för att framställa bioflygbränslen. Den naftafraktion, med kokpunkter i bensinintervallet, som bildas har i allmänhet inte bra egenskaper som bensin, bland annat på grund av dess låga oktantal. Därmed blir FT-bensin framförallt aktuellt som en blandningskomponent i mindre mängder, alternativt krävs en oktanhöjande uppgradering (isomerisering och/eller reformering).

Det utbyte som FT-teknik kan ge från syntesgas till vätskeformiga drivmedelsprodukter beror mycket på vilken processkonfiguration som väljs. Alternativ med recirkulation av oreagerad syntesgas krävs för höga utbyten och används, ofta i kombination med ångreforming av gasformiga FT-produkter för att höja totalutbytet av de önskade vätskeformiga produkterna. Typiskt kan energiverkningsgrader från syntesgas till samtliga vätskeformiga produkter på ca 65-75% erhållas (30) även om det teoretiska utbytet är högre.

Det pågår en mängd projekt och aktiviteter inom området förnybara drivmedel genom FT-syntes. Några få relevanta exempel ges här. BioTFuel-projektet, som beskrivs ovan i 2.2.1, ska demonstrera hela kedjan från biomassa till drivmedelsprodukter, producerade med franska Axens slurrybaserade teknik för FT-syntes och uppgradering (45).

Ett flertal mindre bolag utvecklar *micro channel*-baserad FT-teknik. I det EU-finansierade projektet COMSYN demonstreras hela kedjan från biomassa till drivmedel, via indirekt förgasning (se 2.2.1) och FT-teknik från tyska Ineratec. Företaget planerar även en demonstrationsanläggning för elektrobränslebaserade FT-produkter med en kapacitet av 3 500 t/år med produktionsstart 2022 (46). Brittiska Velocys har tidigare demonstrerat sin FT-teknik baserat med naturgas som råvara i USA och har nyligen levererat kommersiella FT-reaktorer till den biomasseförgasningsbaserade produktionsanläggning som Red Rock Biofuels bygger i Oregon, USA (47,48). Dessutom driver man i samarbete med British Airways och Shell utvecklingen mot en brittisk anläggning som ska använda hushållsavfall som råvara (49).

Teknikmognaden för storskalig Fischer Tropsch är mycket hög (TRL 9), som diskuterats ovan, medan de tekniker som anpassas för att vara mer kostnadseffektiva i lite skala, ofta baserad på s.k. *micro channel*-teknik, har något lägre teknikmognad, TRL 7-8.

2.2.6 Produktionskedjor baserade på förgasningstekniker

Detta underkapitel sammanfattar information för hela produktionskedjor baserade på förgasnings- då den information som presenterats ovan, 2.2.1-2.2.5, gäller enskilda delar av kedjorna.

⁹ Kommersiella processer har två distinkta temperaturintervall: hög (HTFT) 320–350°C och låg temperatur (LTFT) 220–250°C. HTFT använder ofta Fe katalysator och gynnar produktion av olefiner och nafta, medan LTFT använder Fe eller Co och gynnar diesel- och vaxfraktioner. Den senare är absolut vanligast för biodrivmedelsapplikationer (158).

På ett övergripande plan är utbytet från syntesgas (se ovan) för produktionskedjor som använder metanol-till-kolväten för att framställa kolväten ur syntesgas i stort likvärdigt med Fischer Tropsch-syntes om övriga förutsättningar är lika och om man bara betraktar vätskeformiga produkter. Hannula och Kurkela (30) redovisar ca 67% på energibas. Men inkluderas biprodukten förnybar gasol, vilket bör göras, ger de metanolbaserade spåren högre utbyte, ca 75% från syntesgas till bensin och gasol.

En annan skillnad är produktbilden. Som diskuterats ovan ger spåren via metanol (TIGAS och MTG, se 2.2.4) 85-90% bensin av hög kvalitet medan Fischer Tropsch-syntes ofta ger en betydligt lägre andel nafta, som dessutom har egenskaper som gör den mindre värdefull som bensinkomponent (t.ex. lägre oktantal). I gengäld ger Fischer Tropsch-syntes diesel av god kvalitet och har även möjlighet att inriktas på produktion av flygbränsle. Därmed är det valet av prioriterad produkt som i mångt och mycket avgör valet av teknik av syntesgasuppgradering med metanolbaserade spår som ett effektivare alternativ i projekt som fokuserar på förnybar bensin.

De olika teknikerna att generera syntesgas, utifrån biomassa eller elektricitet och CO₂ eller en kombination av dessa, har olika förutsättningar i olika kontexter. Det finns dessutom, som diskuterats ovan, olika förgasningstekniker för biomassa, som passar för olika råvaror och lokaliseringar. Totalt sett ger detta en relativt komplex mängd möjliga kombinationer av tekniker och råvaror. Nedan presenteras och diskuteras några sådana produktionskedjor med data från litteraturen i syfte att ge en viss överblick.

Förgasningsbaserad bensin produktion har studerats tekno-ekonomiskt både med TIGAS-processen (17) och MTG-processen (25,30,50). I TIGAS-studien (17), med fluidbäddsförgasning av avverkningsrester, används en stor produktionsskala i beräkningen¹⁰. Produktionskostnaden skattas till 70-75 €/MWh¹¹ med en produktion av 0,54 MWh bensin+gasol per MWh biomassa (lägre värmevärde). Men, uppdaterade ungefärliga investeringskostnadsdata för en alternativ variant av TIGAS-processen (11), som går via kondenserad metanol indikerar en högre investering i enheterna för omvandling av syntesgas till kolväten än vad som används i studien. En relativt storskalig studie för förgasningsbaserad MTG anger 0,59 MWh bensin+gasol per MWh (lägre värmevärde) och produktionskostnader för bensin på 68-78 €/MWh (30)¹². En studie med mindre produktionsskala med svartlut som primär råvara för MTG (25,50) redovisar produktionskostnader om 80-100 €/MWh¹³.

Eftersom både MTG- och TIGAS-processerna kan använda köpt/infraktad metanol som råvara är det även relevant att bedöma produktionskostnaden ur metanol, inte bara för en integrerad process ur biomassa som ovan. Som konstaterats ovan är utbytet av bensin+gasol på energibas ca 95% från

¹⁰ Studien räknar med 2900 t/d råvara på torr bas eller ca 650 MW högre värmevärde. Detta är som ett medelstort massabruk men kan ändå innebära utmaningar eftersom avverkningsrester har en mer krävande logistik än massaved. Den totala investeringen är ca 700 MUSD eller ca 6000 MSEK, varav processen för syntesgas till bensin utgör ca 13%.

¹¹ Modellen för avkastning på investerat kapital är oklar och inkluderar 50% lånefinansiering, så denna siffra är inte direkt jämförbar med andra produktionskostnader i denna rapport. Vad avser växthusgasprestanda landar studien på 65-74% reduktion jämfört med fossil baslinje men det bygger på amerikansk elmix och användning av fossila gaser (naturgas, gasol) för att generera el och värme för processen.

¹² 10% kapitalavkastning över 20 år.

¹³ Studien visar en produktion av 0,44 MWh bensin+gasol per MWh svartlut (högre värmevärde) men integrationen med massabruket gör denna siffra svårtolkad och studien redovisar en systemverkningsgrad på 70-160% beroende på typ av massabruk.

metanol. Baserat på Hannula och Kurkela (30) kan kostnaden för metanol-till-bensin-processen skattas till ca 10 €/MWh utöver råvarukostnaden¹⁴.

För Fischer Tropsch-baserade spår till kolväten erhålls som konstaterats ovan ofta något högre utbyte. Hannula och Kurkela (30) anger ca 10% lägre utbyte, 0,52 MWh kolväten per MWh biomassa, men trots det en produktionskostnad om 65-75 €/MWh, vilket är något lägre än för MTG¹⁵. Detta kan jämföras med generiska kostnader för förgasning med Fischer Tropsch från IEA (51) som anger potential att nå 56-112 €/MWh i mellanlångt perspektiv¹⁶. IEA har inga siffror för kolväten via metanol (51).

2.2.7 Elektrobränslebaserade produktionskedjor

Detta underkapitel sammanfattar information för hela produktionskedjor baserade på så kallade elektrobränsleteknik, då informationen ovan, 2.2.1-2.2.5, gäller enskilda delar av kedjorna. Ett flertal bränsleproducenter framhåller elektrobränslen som potentiellt viktiga för framtida drivmedelsproduktion (6,7,52) även om Shell menar att det troligen mest kan bli aktuellt där andra alternativ saknas eller är mycket dyra, såsom flygsektorn.

Produktionskostnaden för så kallade elektrobränslen är i ett medellångt perspektiv svår att uppskatta på grund av den snabba utvecklingen för både förnybar elproduktion och elektrolysteknik, något som till exempel beskrivs av IRENA (53). Brynolf et al (54) anger uppskattade produktionskostnader 2030 på 160-210 €/MWh generellt för elektrobränslen med kolvätebaserade drivmedel i den övre delen av intervallet. Man presenterar också ett lågkostnadsscenario som ger ca 110-120 €/MWh för kolväten 2030. Schemme et al (55) anger ca 200€/MWh för FT och MTG med dagens priser på vätgas. Eftersom produktionskostnaden totalt domineras av vätgas kan denna kostnad sjunka med den utveckling av elektrolysteknik som diskuterats ovan. Det är i sammanhanget även viktigt att framhålla vätgasproduktion som en möjlig metod för att använda överskottsel och att stabilisera elnätet. Olika scenarier för vätgaskostnad och deras effekt diskuteras och illustreras i kapitel 3.

Totalt sett är energieffektiviteten för att producera kolväten ur elektricitet med dagens teknik grovt sett ca 50%¹⁷ men detta har potential att öka med utveckling av både låg- (ALK, PEM) och högttemperaturelektrolys (SOEC, se 2.2.3) samt integration mellan elektrolys och syntesgasuppggradering (34)¹⁸.

¹⁴ Antaganden: annuitet 0.1, O&M 3% av investering årligen, 40% påslag på processenheternas investering för kringssystem mm. Den specifika investeringskostnaden stämmer relativt väl med den information Haldor Topsoe lämnat (11) även om det inte är möjligt att särskilja metanolsyntes från bensinproduktion i deras data. Det har inte varit möjligt att ta mer än översiktlig hänsyn till värmeförbrukningen i destillationen i denna kalkyl.

¹⁵ Process designen för Fischer Tropsch-enheten (30) använder ingen reformering av lätta kolväten, vilket ibland görs för att öka utbytet men då till en ökad kostnad. I denna design används dessa gaser istället för att täcka processen elbehov.

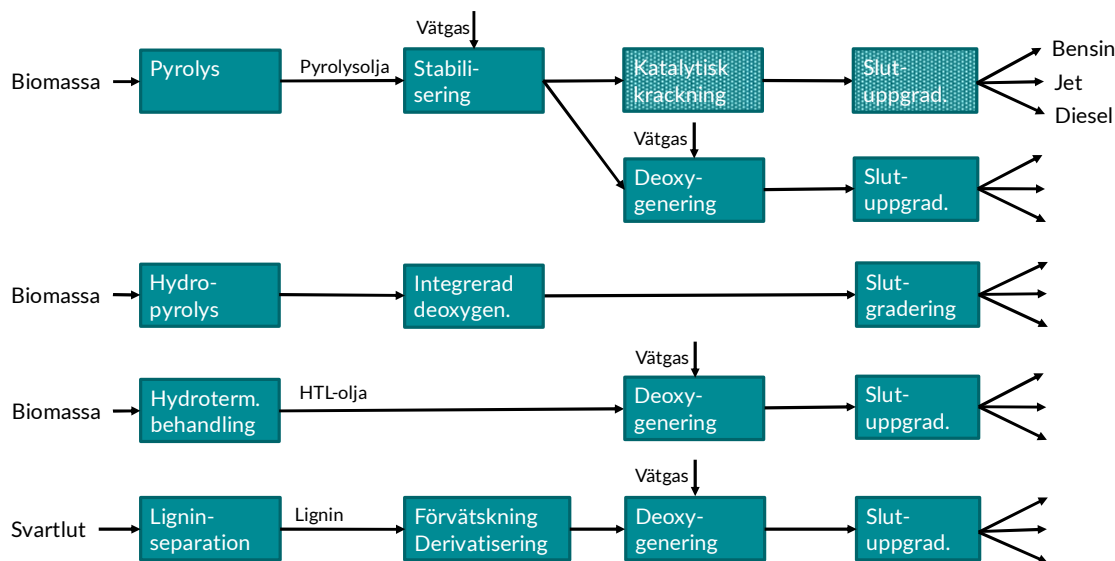
¹⁶ Med antaganden om kapitalkostnader i linje med denna studie, se kapitel 3.1.

¹⁷ Bokinge et al (159) anger effektiviteten för att producera Fischer Tropsch-kolväten ur elektricitet till 47% på energibas med dagens elektrolysteknik. Brynolf et al (54) anger 48% effektivitet som basfall 2030 och 61% som ett *best case* för Fischer Tropsch-kolväten och något lägre siffror för MTG, vilket beror till stor del på att de inte inkluderar biprodukten gasol. Schemme et al (55) anger ca 50% effektivitet för Fischer Tropsch och ca 60% för MTG, den senare i en ovanlig konfiguration med recirkulation av gasol via en *reformer* för ökat bensinutbyte.

¹⁸ Genom att SOEC jobbar i ångfas och att restvärme från Fischer Tropsch eller metanolsyntes kan användas för att generera denna ånga.

2.3 Förvätskning och katalytisk uppgradering

Detta stycke beskriver en grupp tekniker som utför omvandling av biomassa till drivmedel i två steg. I ett inledande steg förvätskas biomassan. Detta kan ske på olika sätt. I denna rapport beaktas termisk förvätskning i inert gas (pyrolys) eller i vatten (hydrotermisk förvätskning). Ett tredje teknikspår baseras på lignin, som till exempel separeras från svartlut och sen behandlas till en form där den kan uppgraderas katalytiskt.



Figur 2. Översikt över produktionsvägar inom teknikkategorin förvätskning och katalytisk uppgradering. Skuggade processteg anses relevant för samprocessning men inte för rena förnybara drivmedel, se text.

2.3.1 Värdekedjor baserade på snabbpyrolys

Termisk snabbpyrolys

Olika varianter av snabbpyrolys av biomassa håller på att bli etablerade och kommersiella tekniker för att framställa pyrolysolja ur biogena råvaror, framförallt sågspån¹⁹. Utbytet av pyrolysolja ur sågspån är typiskt ca 70% på massbas, motsvarande ca 65% på energibas (56). Teknik för pyrolys av mer lågvärdiga restprodukter, såsom bark, GROT eller halm, är ännu inte kommersiell men visst utvecklingsarbete pågår. Det högre askinnehållet i dessa råvaror leder generellt till ett lägre utbyte av pyrolysolja jämfört med utbytet för sågspån.

Den pyrolysolja som idag produceras kommersiellt används som bränsle i pannor, dvs eldas upp. Uppgradering av pyrolysolja till drivmedel och kemikalier görs inte kommersiellt idag men mycket forsknings- och utvecklingsarbete pågår för att ta fram teknik för drivmedelsproduktion baserat på pyrolysolja.

Uppgradering i FCC

Det kan inledningsvis konstateras att det pågår mycket forskning kring samprocessning av pyrolysolja med fossila råvaror i katalytisk krackning (Fluid Catalytic Cracking, FCC). Bland annat är det denna teknik som Preem kommer att använda för att uppgradera den pyrolysolja som ska

¹⁹ Sedan 2015 produceras ca 100 t/d pyrolysolja vid anläggningen Empyro, som sedan 2019 ägs av Twence. I Joensuu, Finland driver Fortum sen 2014 pyrolysoljeproduktion. Pyrocell AB (samägt av Setra och Preem) har fått stöd ur Klimatklivet för att bygga en pyrolysanläggning vid Kastets sågverk utanför Gävle. Alla dessa använder sågspån eller liknande råvaror. I Kanada har Ensyn drivit pyrolysanläggningar i olika skolor.

produceras av Pyrocell i Kastet²⁰. Eschenbacher et al har nyligen visat relativt goda resultat för 20% inblandning i småskaliga försök (57) men det är ändå en etablerad förståelse att det är svårt att gå över 5-10% inblandning av obehandlad pyrolysolja med god prestanda i FCC-processen medan en förbehandling/stabilisering kan möjliggöra inblandning upp till 20-30% (58–62). Detta spår betraktas dock inte som en aktuell väg för att producera 100% förnybara drivmedel, varför det inte diskuteras vidare i denna rapport.

Uppgradering genom hydrodeoxygenering

Uppgradering av pyrolysoljor genom katalytisk vätebehandling innebär många tekniska svårigheter jämfört med de konventionella processer som finns för fossila råvaror. Eftersom detta arbete inriktas på teknik för 100% förnybar bensin läggs fokus här inte på samprocessning med fossila råvaror utan på tekniker som kan ge en helt förnybar produkt.

Det har på senare år växt fram en konsensus om att uppgradering av pyrolysolja genom hydrodeoxygenering bör göras i två steg, där det första steget är en så kallad stabilisering, vilken sker vid mildare förhållanden. Denna gör pyrolysoljan mindre reaktiv och minskar problem med bildning av koks i det andra steget som avlägsnar oljans syreinnehåll mer eller mindre komplett (så kallad deoxygenering) (63). Forskning och utveckling på detta teknikområde har historiskt bedrivits i hög grad vid amerikanska PNNL (*Pacific Northwest national Laboratories*) men bedrivs idag i minst lika stor utsträckning i Europa.

Jones et al. (64,65)²¹ beskriver ett sådant teknikspår bestående av snabbpyrolys följt av en tvåstegs katalytisk vätebehandling av pyrolysoljan: först en stabilisering och sedan full deoxygenering^{22,23}. Man antar att restgas från pyrolyprocessen kan användas för att generera väte till denna uppgradering, dvs att processerna pyrolys och uppgradering är samlokaliserade. Naturgas antas av författarna användas för att generera den delen av vätgasbehovet som inte kan täckas med pyrolysgaser. Dutta et al (66) beskriver en liknande teknik men med uppgradering direkt kopplat till pyrolyprocessen.

Teknikmognaden är relativt låg och experimentella data för uppgraderingsprocessen är framtagna i liten skala och utan långa driftstider som kan ge information om katalysatorinhibering mm. Jones et al. (64,65) konstaterar att katalysatorns livslängd är en nyckelfråga där mycket forskning behövs, speciellt för förbehandlingssteget. Uppgraderingen producerar en kolväteblandning som inte är en färdig drivmedelsprodukt. Det krävs till exempel krackning av den relativt stora andel produkter som är tyngre än diesel. Man konstaterar vidare att det inte bedrivits någon forskning alls på denna process²⁴.

²⁰ Preem kommer att inleda tester med samprocessning av pyrolysolja i FCC första halvåret 2021 (84)

²¹ Jones et al sammanfattar amerikansk forskning finansierad av US Department of Energy. Baserat på den nya strategin inom området från US Department of Energy (160) verkar dock den amerikanska offentligfinansierade forskningen om pyrolysoljebaserade drivmedel ha bytt fokus från detta spår till s.k. katalytisk pyrolys.

²² Stabilisering med Ru-baserad katalysator vid 140 C/80 bar. Deoxygenering med Mo-baserad katalysator vid 420 C/125 bar.

²³ Det är även denna process som den s.k. "Well-to-wheels"-rapporten från JRC, i samarbete med EUCAR och CONCAWE (70,71) innehåller växthusgasdata för.

²⁴ Detta är ett stort behov och innebär tekniska osäkerheter vad avser utbyten, produktkvaliteter mm. Trots detta anger JRC, EUCAR, CONCAWE (70,71) egenskaper i linje med bensinstandardEN 228 för detta spår (densitet 745 kg/m³, RON 95, LHV 43 MJ/kg). Detta torde vara mycket osäkert.

Tekniken (64–66) förutses ha möjligheten att producera ca 270–320 kg kolväten per ton torr bioråvara, vilket motsvarar ett energiutbyte om ca 60–70%²⁵. Detta fördelas cirka 50/50 på bensen och diesel. Dock åtgår även cirka 7,5 MJ naturgas per kg produkt för vätebehandlingen, vilket gör energieffektiviteten till ca 55–60% om även denna inkluderas.

Den uppskattade produktionskostnaden på sikt, under antagande om vidareutveckling av tekniken till n-te anläggningen samt storskalig produktion, anges till 2,50 \$/gal för bensinkomponenten (64) vilket motsvarar cirka 65 €/MWh eller cirka 6 SEK/L. Med tanke på den låga teknikmognaden och jämförelser med andra källor är detta optimistiskt och mycket osäkert, Jones et al (65) anger 3,39 \$/gal (90 €/MWh) och Dutta et al (66) 3,5 \$/gal (95 €/MWh). Högre kostnader kan även uppstå om förnybar vätgas används som alternativ till naturgasbaserad (se kapitel 3).

En i många aspekter liknande tvåstegsprocess för uppgradering av pyrolysolja till drivmedel utvecklas av holländska BTG Biomass Technology Group (BTG) (60)²⁶. BTG håller för närvarande på att etablera ett nytt dotterbolag BTG-neXt som kommer att arbeta med uppgradering av pyrolysolja, utan samprocessning, till biodrivmedel. Tidplanen för den utvecklingen är planerad pilotanläggning i drift 2023 och en storskalig process tidigast 2025. Bensen är inte en produkt som BTG normalt tittar på (60). Initialt är marina bränslen fokuset, följt av diesel. En eventuell bensinfraktion som produceras förmodligen att ha lågt oktantal (60). Data från uppgraderingsförsök enligt detta teknikspår hos Sasol (67) indikerar ett massutbyte på ca 37% från pyrolysolja till kolväten, vilket om pyrolyprocessen inkluderas ger cirka 26% massutbyte från biomassa till drivmedelsprodukter. Cirka 30% av detta utbyte finns i bensins kokpunktsområde (ungefär C5–C10, 100–200 °C)²⁷ men BTG själva anger att det i deras försök bildas endast små mängder bensen (60). På energibas är utbytet av drivmedel ca 100% från pyrolysolja men sjunker till 69% med hänsyn till den vätgas som också förbrukas (5% m/m av pyrolysolja). Denna beräkning från BTG beaktar inte generering av vätgas från process- och pyrolysgaser.

Produktionskostnaden som skattas av BTG är 700–1300 €/t (60–110 €/MWh, 5,50–10 SEK/L) för olika priser på pyrolysolja (100–300 €/t, 22–66 €/MWh) (60), vilket är ungefär samma som spannet för de tre amerikanske studierna ovan. Detta förutsätter dock att naturgasbaserad vätgas används, vilket ger försämrade hållbarhetsprestanda, eftersom vätgasåtgången är relativt hög.

Även kanadensiska Ensyn i samarbete med Honeywell UOP (68) har arbetat med utveckling av teknik för pyrolys (Ensyn) och uppgradering till drivmedel (UOP). Denna typ av teknik, med uppgradering av pyrolysolja baserad på vätebehandling, är dock ingenting som UOP arbetar med kommersiellt idag, eftersom produktionskostnaderna bedömdes bli för höga och det saknades en tydlig efterfrågan på marknaden. UOP fokuserar i dagsläget helt på samprocessning i FCC, som diskuterats ovan (69).

Teknikspåret pyrolys följt av uppgradering genom hydrodeoxygenering befinner sig enligt vår bedömning på TRL 5–6, vilket är i hygglig överensstämmelse med JRC:s skattning TRL 6 (70,71). Detta innebär att ett nästa i utvecklingen mot kommersialisering är en industriellt relevant pilotanläggning med långa drifttider.

²⁵ Detta är inte en energiverkningsgrad ur systemperspektiv utan bara förhållandet mellan energi i kolväten och bioråvara.

²⁶ Denna process använder i förbehandlingen bimetalliska NiCu- och NiPd-baserade katalysatorer som går under namnet Picula (161).

²⁷ Dock är detta mest cyklo-paraffiner, vilka generellt har lågt oktantal. Som ett exempel har propyl-cyklohexan som troligen är den mest förekommande oktantalet 18.

2.3.2 Värdekedjor baserade på hydropyrolys

Pyrolys i närvaro av en katalysator och i vätgasmiljö kallas hydropyrolys. Detta är ett aktuellt område med mycket forskning och utveckling. Shell (bl.a. genom CRI Catalysts) utvecklar och marknadsför en process med namnet IH² (*Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion*) (72) baserad på utvecklingssamarbete med amerikanska Gas Technology Institute (GTI) (73,74). En pilotanläggning med kapaciteten 5 t/d har byggts i Bangalore, Indien, och har driftats framgångsrikt men med lägre kapacitet än den designats för (75) och den är under ombyggnad (76).

IH²-processen omvandlar biomassan i två steg, hydropyrolys i fluidiserad bädd under cirka 20 bar vätgasstryck följt av en gasfasuppggradering över en annan katalysator. Processen kan ge diesel, jetbränsle och bensin i olika proportioner (77) med ett totalt vätskeutbyte upp till 65% på energibas från råvaran (78–80) och en något lägre systemeffektivitet (79,80). Meerman et al (78) anger att bensinfraktionen kan utgöra 2/3 av total produktionen av vätskeformiga bränslen med 1/3 diesel. En bensinfraktion som uppfyller standarden EN228 med 10% etanol kan produceras medan dieselfraktionen kräver cetane-boosters (76). Reformering av gasformiga produkter används för att generera den vätgas som behövs, varför processen inte har något externt vätgasbehov. Under vissa förutsättningar kan biokol tas ut som en biprodukt (78).

Ett initiativ baserat på denna teknik med hög relevans för den svenska marknaden är planerna på att bygga en IH²-anläggning med en kapacitet av 120 kt/år i Åmli, Norge, genom bolaget Biozin, som är delägt av Preem. En "pre-engineering"-studie annonserades 2018 (81–83) med stöd av bland andra teknikleverantören Shell. Preem nämner denna teknik som en av flera baserad på pyrolys som man arbetar med på längre sikt (84).

En tekno-ekonomisk studie från 2013 indikerar produktionskostnader så låga som 40 €/MWh (85) men en senare studie indikerar ca 70 €/MWh med potential att nå ca 55 €/MWh med läreffekter, dock för mycket stor skala (78). I mindre skala blir produktionen troligen något dyrare men kan fortfarande vara konkurrenskraftig (79,80). Biozin-projektet i Norge har inte kommunicerat någon förväntad produktionskostnad men den kommunicerade specifika investeringskostnaden²⁸ för (83) är dock mer än dubbelt så hög som den som används för en första kommersiell anläggning i de akademiska studierna (78–80), vilket medför högre produktionskostnader. En studie med bredare scope vad avser hydropyrolys anger ett generellt intervall om ca 60-80 €/MWh (86).

2.3.3 Hydrotermisk förvätskning

Hydrotermisk förvätskning (HTL, *hydrothermal liquefaction*) av biomassa är ett tekniskt område som har potential att kunna bidra till biodrivmedelsproduktion (87,88). Tekniken bygger på att råvaran behandlas i vatten vid högt tryck och temperatur, typiskt 300-500 °C och 100-400 bar, varpå biomassan omvandlas till en så kallad HTL-olja, bland annat genom att syre elimineras. Denna olja anses vara en möjlig intermediär som kan uppggraderas till kolvätebaserade drivmedel i raffinaderibaserade processer. Likheter med lignin- och pyrolysbaserade drivmedel (2.3.1, 2.3.4) är relativt stora men HTL-olja kan ha en lägre syrehalt och skulle därmed potentiellt kunna vara lättare att uppggradera (89). Ett av de bolag som kommit längst i utveckling och kommersialisering är danska Steeper Energy, som är teknikleverantör till den demonstrationsanläggning som Södra Skogsägarna i samarbete med Statkraft uppför i Tofte, Norge (90). En annan teknikutvecklare är australiensiska Licella som till exempel har ett samarbete med kanadensiska Canfor om biodrivmedel (91). En demonstrationsanläggning med en kapacitet på runt 1000 t/år är under uppförande.

²⁸ Den specifika investeringskostnaden är investeringen i förhållande till produktionskapacitet. Biozin-anläggningen är avsevärt mindre i kapacitet än den som studerats akademiskt, vilket är en bidragande orsak.

Uppgradering av HTL-olja baserat på vätebehandling med konventionella katalysatorer har studerats i laboratorieskala (92,93). Resultaten indikerar att en produkt med potential för samprocessning i raffinaderier kan erhållas men teknikmognaden måste anses vara relativt låg, TRL 4-5. På grund av den relativt låga teknikmognaden är osäkerheten stor runt processens utbyten och kostnader men tekno-ekonomisk analys (94) indikerar produktionskostnader för drop in-bränslen om 70-120 €/MWh beroende på antaganden om råvara och teknikmognad.

2.3.4 Ligninbaserade tekniker

Lignin är en huvudsaklig komponent i svartlut, som bildas som biprodukt vid kokning av massaved. Teknik för separation av lignin från svartlut är kommersiellt tillgänglig och används vid massabruk i Finland och USA²⁹. Lignin från massabruk har på senare tid flitigt diskuterats som råvara för förnybara drivmedel i en svensk kontext men uppgradering av lignin till drivmedel har tekniska utmaningar. I en internationell kontext är det större fokus på att omvandla lignin till olika typer av biobaserade material och kemikalier (95,96)

Det finns åtminstone två utvecklingsbolag som är aktiva inom området teknik för att effektivt omvandla lignin från massabruk till en form som kan uppgraderas till drivmedel i raffinaderibaserade processer.

1. Renfuel utvecklar en teknik där lignin kombineras med oljor/fetter, dvs samma typ av råvaror som används för HVO-tillverkning (se 2.4). Dessa uppgraderas sedan tillsammans genom vätebehandling i ett raffinaderi (97).
2. SunCarbon utvecklar en teknik för att göra en stabil blandning av lignin med fossila råvaror eller raffinaderiintermediärer (t.ex. vakuumgasolja, VGO), som sedan kan uppgraderas (25).

I diskussionen av Renfuel-tekniken i denna rapport har vi valt att bara redovisa utbyten, kostnader mm för lignin-delen av råvaran, dvs inte den del av råvaran som är oljor/fetter. Det innebär, i princip, att vi betraktar denna process som en ”påbyggnad” av lignin på en HVO-process och att vi grovt antar att fetter/oljor uppför sig som de hade gjort om de processades utan lignin.

Renfuel (98) redovisar ett totalt massutbyte av drivmedel på 55% från så kallat LignoBoost-lignin, vilket motsvarar ca 95% på energibas, utan hänsyn till vätgasinsats. Fördelningen mellan olika typer av drivmedelsprodukter är inte känd i detalj men tekniken kan ge en betydande andel bensinkomponenter. Jafri et al (25,50) har för en liknande process baserat på data från SunCarbon och Löfstedt et al (97) kommit fram till 82% energiutbyte från lignin och 45% från lignin och vätgas, dock utan hänsyn till intern vätgasgenerering från processgaser. Studien visar produktion av i princip enbart diesel med enbart marginell produktion av bensinkomponenter.

Renfuel anger kostnaden för drivmedelsproduktion av denna typ till 60–65 €/MWh. Denna siffra tar ingen hänsyn till utrustningskostnader i raffinaderiet utan förutsätter att ledig kapacitet används, till exempel på grund av minskad fossil produktion. Vidare kan vissa ytterligare kostnader för massabruksspecifik energiintegrering tillkomma. Produktionskostnaden bygger på användning av naturgasbaserad vätgas för den mindre del av behovet som inte kan tillgodoses med intern generering (men utsläppen från detta blir inte större än att produkten klarar att möta hållbarhetskriterierna i Förnybarhetsdirektivet) och kan bli högre om förnybar, elektrolysbaserad vätgas används för att höja klimatprestandan. Jafri et al (25,50) anger en högre produktionskostnad

²⁹ Den mest utvecklade processen är den s.k. LignoBoost-processen som marknadsförs av Valmet. I denna process separeras lignin från svartlut genom utfällning och filtrering. Produkten benämns ofta som LignoBoost-lignin eller kraftlignin (efter benämningen på massakokningsprocessen: *Kraft pulping*).

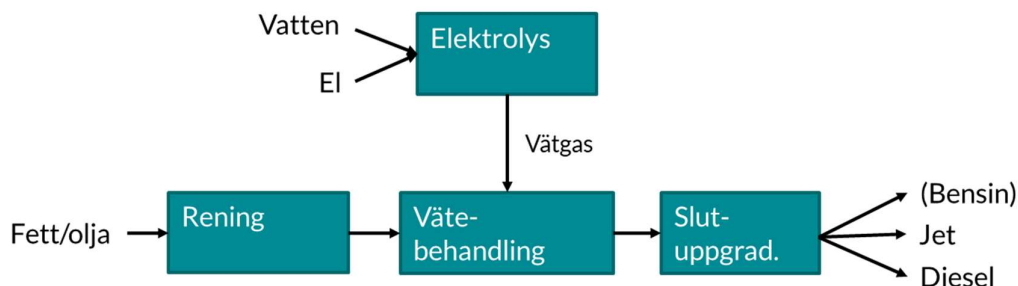
ca 80-100 €/MWh för produktion med naturgasbaserad vätgas och en avsevärt högre, ca 130-150 €/MWh, med förnybar vätgas.

Utöver den ovan beskrivna teknikutvecklingen bedriver skogsbolaget SCA egen teknikutveckling i syfte att ta fram en teknik som omvandlar lignin till drivmedel (99). Det finns mycket lite öppet tillgänglig information om prestanda eller kostnader.

2.4 Hydrogenerade oljor och fetter

Det pågår en omfattande utbyggnad av kapacitet för produktion av förnybar diesel genom en process som kallas *hydrogenated vegetable oils* (HVO) (100–104). Denna teknik kan, namnet till trots, använda både animaliska och vegetabiliska oljor och fetter som råvaror. De råvaror som i nuläget dominerar på den svenska marknaden är slakteriavfall, PFAD³⁰ och tallolja (2). Preems nyligen annonserade planer för Lysekilsraffinaderiet, det så kallade SynSat-projektet (105), faller också inom denna kategori av produktion men är bara inriktat på samprocessning med ett slutmål på 40% förnybart år 2024.

HVO-processen använder vätgas och en katalysator för att genom att ta bort syre omvandla fetter och oljor till kolvätebaserade drivmedel. Det finns ett antal etablerade teknikleverantörer, till exempel UOP, Haldor Topsoe och Neste. HVO-teknik framställer huvudsakligen diesel, antingen för inblandning eller ren som så kallad HVO100, men kan även anpassas för produktion av flygbränsle, vilket benämns HEFA. Vid sådan produktion uppstår en mindre mängd lättare komponenter, typiskt 3-5%, så kallad HVO-nafta (69,84). Utbytet av HVO-nafta kan, på bekostnad av något lägre totalutbyte av drivmedel, ökas till 10-20% om det är önskvärt (69) men denna möjlighet bedöms inte kommersiellt relevant, åtminstone inte i dagsläget (7,69).



Figur 3. Översikt över produktionsvägar inom teknikkategorin hydrogenerade oljor och fetter

HVO-nafta kan användas som en förnybar inblandningskomponent i bensin och de små mängder förnybara kolvätebaserade bensinkomponenter som idag finns på svenska marknaden kommer från denna typ av process (2), som en andra produkt vid den produktion av HVO-diesel som sker. Men HVO-nafta har ett lågt oktantal, vilket medför att inblandning i högre koncentrationer inte kan ske utan 1) att andra oktanhöjande komponenter används i högre utsträckning eller 2) att HVO-naftan processas (isomerisering, reformering) för att få ändrade egenskaper. Denna andra möjlighet är inte kommersiellt använd idag och är inget som HVO-producenter framhåller som kommersiellt attraktivt (6,7). Det framhålls ibland att denna nafta, på grund av dess egenskaper kanske inte är bäst lämpad för drivmedel utan snarare till exempel som råvara för kemikalier (11,100,106).

³⁰ *Palm fatty acid distillate* (PFAD) uppstår vid produktion av palmolja och har i Sverige under 2019 klassats om från restprodukt till samprodukt, vilket ställer högre krav på spårbarhet mm

Råvarukostnaden utgör normalt en stor del av produktionskostnaden för HVO (107) men investeringskostnaden har också inverkan. Denna kan reduceras avsevärt i vissa fall om befintliga raffinaderier bygs om istället för att ny utrustning installeras (108). Produktionskostnader för HVO från avfallsolja och tallolja är typiskt 80-100 €/MWh (107,109) med de råvarupriser som är aktuella idag men det är svårt att förutsäga prisutvecklingen för denna typ av råvaror när efterfrågan ökar i och med att fler länder och regioner ställer om transportsektorn och produktionskapaciteten och därmed råvarukonkurrensen ökar.

Preem (84) framhåller att HVO-nafta kommer, även långsiktigt, att vara en viktig komponent i förnybar bensin men i kombination med förnybara kolväten som produceras på andra sätt och som har andra egenskaper. Detta är på samma sätt som fossil bensin idag är en blandning av olika komponenter i raffinaderiet. World Energy, en amerikansk HVO-producent, levererar redan idag HVO-nafta som kolvätekompont i E85 (110).

2.5 Etanol till bensin

Amerikanska Vertimass (111) utvecklar teknik³¹ för att omvandla etanol till förnybara kolvätebaserade bensinkomponenter, kemikalier och flygbränsle. Företaget argumenterar att detta är en (indirekt) metodik att föra in mer förnybar etanol i bensin än som annars är möjligt. Innehåll av bensen och aromater begränsar i dagsläget produktens användning som ren bensin enligt EN228 men det går att producera en blandningskomponent med egenskaper som gör att den kan användas som en stor del av en förnybar bensin (112).

Andra stora aktörer inom området men med mer uttalat fokus på flygbränslen är Byogy, LanzaTech och Swedish Biofuels. Även svenska startuppen Eco-Oil utvecklar en likande teknik och siktar på att realisera småskalig distribuerad produktion av bensin (113,114) och menar att man effektivt kan producera en bensinprodukt som uppfyller standarden EN228 för ett pris under 110 €/MWh. Gasol är en biprodukt i processen.



Figur 4. Översikt över produktionsvägar inom teknikkategorin etanol till bensin

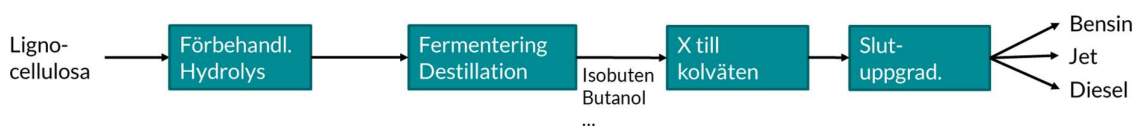
Det finns mycket lite öppen data om produktionskostnader och utbyten för denna typ av process för bensinproduktion. Eftersom tekniken även har potential att producera flygbränsle, och ofta i samproduktion, så har vi använt kostnadsskattningar som fokuserar på denna produkt även om det är en förenkling. Tao et al (115) har teoretiskt studerat en anläggning som gör cirka 110 kt/år flygbränsle och 25 kt/år bensin från etanol. Deras data visar att produktionskostnaden för kolväten är 40-50% högre än för etanol med motsvarande energimängd. Från deras data, som täcker hela kedjan från etanolråvara till produkt, inklusive etanolproduktion kan kostnaden för den del som bara gäller etanol-till-kolväten approximeras till ca 900 MSEK investering (för ca 150 kt/år kolväteprodukt) och cirka 1 SEK/L produkt i driftskostnader, vilket innebär en total omvandlingskostnad om cirka 1,5 SEK/L (18 €/MWh) utöver kostnaden för produktion av etanolen som används som råvara. Utbyten från etanol till kolväten är mer eller mindre kvantitativt (113,115), vilket innebär cirka 95% på energibas från etanol (115).

³¹ Katalytisk omvandling över en zeolitkatalysator vid typiskt 300-400 °C. Utvecklat baserat på ett samarbete med Oak Ridge National Laboratory (112,162).

2.6 Bensin via isobuten och isobutanol

Audi lanserade för några år sen ett samarbete med franska Global Bioenergies SA runt ”e-benzin” (116,117), som trots namnet är ett biomassabaserat drivmedel. Processen har en hel del likheter med etanol-till-bensin, som diskuteras ovan. Global Bioenergies utvecklar bioteknik för att fermentera socker till kolvätet isobuten, vilket sedan kan uppgraderas katalytiskt till isooktan, som är en högvärdig bensinkomponent. Global Bioenergies planerar även använda liknande teknik för att framställa bioflygbränslen. Denna utveckling sker bland annat inom Horizon 2020-projektet Rewofuel (118). Fermenteringsprocessen finns i demonstrationsskala för grödebaserade socker medan utveckling sker i pilotskala för lignocellulosabaserade socker, bland annat i samarbete med svenska SEKAB och tyska Clariant (119). Den katalytiska processen där isobuten dimeriseras till isooktan finns kommersiellt (120).

Ett angränsande teknikspår är fermentering av socker till iso-butanol, vilken sedan kan omvandlas till isobuten genom dehydrering, varpå den kommersiella tekniken för uppgradering till isooktan kan användas. Amerikanska Gevo utvecklar teknik för fermentering till isobutanol. Kommersiell produktion i mindre skala sker idag från majs, det vill säga grödebaserade råvaror (121). Det finns i dagsläget ingen anläggning som kan använda lignocellulosa som råvara men Gevo har annonserat ett partnerskap med amerikanska Renmatix, som utvecklar teknik för utvinning av socker från lignocellulosa, till exempel skogrestprodukter (122). Gevo uppger att man redan idag lokalt i USA erbjuder en bensinprodukt med 50% förnybart innehåll, baserad bland annat på isooktan framställd från grödebaserat (majs) socker. Utvecklingsarbete mot en 100% förnybar bensin pågår (123).



Figur 5. Översikt över produktionsvägar inom teknik kategorin bensin via isobuten och isobutanol

För båda de ovanstående teknikspåren gäller liknande förutsättningar som för etanolproduktion. Teknikmognaden är idag högre för grödebaserade råvaror, så som majs och vete, än för lignocellulosabaserade råvaror, så som halm och skogsbaserade. Lignocellulosabaserade råvaror troligen är mer relevanta i ett långsiktigt perspektiv eftersom de har en hållbar råvaruförsörjning med större potential (3–5). Men, eftersom en stor del av lignocellulosabaserade råvaror inte blir fermenteringsbara socker så är lönsam användning av lignin troligen ett krav för att nå bra total produktionsekonomi. Eventuellt gäller detta även hemicellulosa, eftersom det är oklart om de fermenteringstekniker som diskuteras ovan kan jäsa så kallade pentoser som kommer från hemicellulosa.

3 Kostnadsuppskattningar

I detta kapitel redovisas kostnadsuppskattningar för produktion av förnybar bensin med tidsperspektivet 2030–2040. En diskussion av dessa kostnader finns i efterföljande kapitel.

3.1 Metodik

De kostnader vi uppskattar i detta kapitel, så kallade produktionskostnader, är summan av de rörliga och fasta kostnader som krävs för att driva och underhålla produktionsanläggningen, samt återbetalning med avkastning på investeringskostnaden. Vi använder konsekvent enheten €/MWh

för att underlätta jämförelser mellan olika bränslen och med andra studier. Omräkningsfaktorn till SEK/l bensin är ca 0,091³².

De kostnadsuppskattningar som gjorts gäller för mogen teknik. Därmed förutsätter de att utvecklings- och uppskalningsinsatser görs i de fall teknikerna inte är mogna idag. De tekniker som diskuteras har olika mognadsgrad men för ett flertal gäller att sådana insatser måste inledas relativt fort för att teknikerna ska vara kommersiellt relevanta under 2030-talet. Sådan utveckling, inklusive de första kommersiella anläggningarna kan mycket troligt komma att behöva offentligt stöd för att realiseras.

3.1.1 Investering och kapitalkostnader

Investeringskostnader beror av teknikmognad. För tekniker under utveckling kan detta ha betydelse och sänka kostnaderna på sikt. Samtidigt är det ett välkänt fenomen att investeringskostnader för ny produktionsteknik regelmässigt underskattas innan den första kommersiella anläggningen är byggd (124). De flesta tekno-ekonomiska studier avser kostnader för mogen teknik, dvs för en så kallad "n-te anläggning". Vi har använt dessa investeringskostnader. I fall där flera alternativ finns använder vi alternativet för mogen teknik. IEA (51) presenterar även scenarier för en tänkbar kostnadsreduktion med tiden. Här har vi använt deras *medium term cost reductions* (15 år) men inte tagit hänsyn till deras *long term*-scenario eftersom det avser ännu längre tidshorisonter.

I vissa fall har erhållna data för investeringskostnader justerats i syfte att få fram investeringskostnaden för en färdig och komplett anläggning. Detta är aktuellt i de (få) fall då kostnaden från teknikleverantörer eller litteratur inte innehåller allt som krävs för en färdig och komplett anläggning, till exempel stödsystem, integrationskostnader mm.

Många av teknikerna som studeras är har höga investeringskostnader, vilket medför att kostnaden för kapital blir en viktig komponent i produktionskostnaderna och att antaganden om krav på kapitalavkastning får stor effekt. Därför är det viktigt att dessa antaganden harmoniseras så långt det går när data från olika källor används. Sådan harmonisering är möjlig för källor där kapitalkostnaden eller den totala investeringskostnaden anges explicit och vi har i sådana fall justerat i de produktionskostnader som diskuteras i detta kapitel³³. Vi har använt ett antagande om 8% ränta över 20 år³⁴, vilket bedöms rimligt för mogen teknik. De första anläggningarna som byggs, med högre risk, kommer naturligtvis att kräva högre avkastning, till exempel genom offentligt investeringsstöd eller andra styrmedel. De övergripande studierna om produktionskostnader från EU:s Sustainable Transport Forum (125) och dess uppföljning från IEA (51) använder båda ett huvudentagande om 10% ränta över 15 år. Detta ger en annuitet om 13%, dvs 30% högre kapitalkostnader än i våra beräkningar. IEA-studiens alternativ med låga finansieringskostnader har antaganden som motsvarar våra.

3.1.2 Råvarukostnader

Råvarukostnader är en annan viktig komponent i produktionskostnaden för många produktionskedjor. Råvarukostnaderna beror naturligtvis på vilken råvara som används men även på andra faktorer, som lokalisering och kvalitetskrav.

³² 9,1 kWh/L*0,001 MWh/kWh*10 SEK/€

³³ Observera att detta inte nödvändigtvis gäller kostnader i kapitel 2, som direkt citerar kostnader ur de källor som refereras om inget annat anges.

³⁴ Detta innebär en annuitet om 0,1 i en förenklad beräkning av kapitalkostnader, dvs att kostnaden för finansiering och återbetalning varje år är 10% av den totala investeringen.

Det är mycket svårt att förutsäga hur kostnaden för olika biogena råvaror kommer att utvecklas i det tidsperspektiv som är relevant i denna studie, 10–20 år. Vi har därför generellt inte gjort någon harmonisering med avseende på råvarukostnader men i de fall källorna innehåller flera olika alternativ för råvarukostnader har vi valt det mest relevanta alternativet i kontexten av denna studie. IEA (51) använder intervallet 5–20 €/MWh för biomassa. För råvaror som har störst volympotential i en svensk kontext, rest- och biprodukter från skogsbruk och skogsindustri, är det tydligt från svenska statistik att det är den övre änden av intervallet, 15–20 €/MWh, som är relevant i dagsläget (126). Det finns inte mycket som tyder på att dessa kostnader kommer att sjunka i en framtid då efterfrågan på biogena råvaror ökar. Energigrödor, såsom Salix, har i nuläget en liknande eller något högre produktionskostnad (127).

Även de framtida produktionskostnaderna för etanol, som utgör råvara för etanol-till-bensin-spåret (kapitel 2.5), och metanol, som utgör tänkbar råvara för metanol-till-bensin-spåret (kapitel 2.2.4), är osäkra och svåra att uppskatta på längre sikt. Vår kostnadsuppskattning baseras på IEA (51) och det som där benämns som Lignocellulosabaserad ("*advanced*") etanol samt biomassabaserad metanol (via förgasning). Med en potentiell kostnadsreduktion på medellång sikt ger detta en antagen produktionskostnad för etanol på medellång sikt på 70–110 €/MWh etanol³⁵ (notera att detta är avsevärt lägre än dagens produktionskostnad i samma studie 105–160 €/MWh). På motsvarande sätt för biomassabaserad metanol (via förgasning) ger detta en antagen produktionskostnad för metanol på medellång sikt på 40–95 €/MWh (också avsevärt lägre än dagens produktionskostnad i samma studie 60–110 €/MWh). För metanol-till-bensin-spåret inkluderas även hela processen direkt från biomassa via förgasning. Detta spår analyseras alltså i två alternativa konfigurationer: en integrerad process från biomassa till bensin via förgasning, metanolsyntes och bensinsyntes samt en konfiguration där metanol köps (med priser angivna av IEA) och sedan omvandlas till bensin.

Vätgas är en viktig komponent i många av de värdekedjor som beskrivas i kapitel 2³⁶. Därmed blir kostnaden för produktion av vätgas en mycket viktig faktor för kostnaden för produktion av förnybara bränslen med dessa tekniker. För raffinaderiintegrerade biooljebaserade spår ses i många fall naturgasbaserad vätgasproduktion som ett realistiskt alternativ på kort och medellång sikt av teknikutvecklare. Det har dock visats att detta i många fall kan leda till drivmedel med sämre klimatprestanda (26,27). Eftersom kontexten för denna studie är en fossilfri transportsektor i ett EU som ställer om och produktionsvägarna som inkluderats skall kunna producera 100% förnybar bensin har vi inte betraktat naturgas som ett realistiskt alternativ som råvara utan fokuserar på alternativ med förnybar vätgasproduktion, vilken åtminstone på kort och medellång sikt är betydligt dyrare än fossilbaserad vätgas. Detta innebär att produktionskostnader från teknikleverantörer eller andra studier har justerats där så är nödvändigt för att ta hänsyn till detta. Det finns stora osäkerheter i en sådan justering både pga. osäkra kostnader för förnybar vätgas och pga. hur processens integration med ett raffinaderi ändras.

IRENA (53) har studerat kostnaderna för förnybar vätgasproduktion. För vindkraftsbaserad elproduktion och elektrolys anger de ca 110 €/MWh (4,2 \$/kg) som en genomsnittlig kostnad i dagsläget med möjlighet att nå ca 70 €/MWh i vissa gynnsamma fall. För 2050 prognosticerar IRENA ca 40 €/MWh. Det finns inga logistikkostnader inräknade i dessa siffror.

³⁵ Vi har inte gjort några egna beräkningar för produktionskostnaden för etanol.

³⁶ För de biooljebaserade värdekedjorna (kapitel 2.3) utgör vätgas en viktig råvara vid katalytisk uppgradering. För de syntesgasbaserade (förgasning och elektrobränsle, kapitel 2.2) är elektrolysbaserad vätgas själva huvudråvaran (elektrobränsle) eller ett potentiellt viktigt tillskott (förgasning).

Perspektivet för denna studie är 2030–2040 och för att hantera den stora osäkerheten och påverkan av kostnader för förnybar vätgasproduktion har vi studerat två alternativa scenarier för vätgaskostnader för de värdekedjor där vätgas används (och inte interngenereras):

- **BAS:** ett huvudalternativ med en vätgaskostnad på 75 €/MWh (2,8 \$/kg) motsvarande IRENAs prognos för vindbaserad elektricitets medelkostnad för år 2030 (53).
- **VÄTGAS+:** ett optimistiskt fall med en vätgaskostnad på ca 40 €/MWh (1,5 \$/kg) vätgas, ungefär motsvarande dagens naturgasbaserade vätgas i Sverige (26,27) och även IRENAs prognos för förnybar vätgas för år 2050 (53).

3.2 Resultat

De uppskattade produktionskostnaderna för ett medellångt tidsperspektiv anges i Tabell 3. De relativt stora intervallen reflekterar osäkerhet i kostnader (både fasta och rörliga) men även de olika processvarianter och -konfigurationer som finns inom varje teknikspår. Observera att data från källorna anpassats som beskrivs i texten ovan och vägts samman.

Syftet med sammanställningen i Tabell 3 är inte att ge ett kvantitativt underlag för teknikval, därtill är kostnaderna för osäkra och fallspecifika faktorer för viktiga. Kostnadsdata ska ses som en uppskattning av allmänna produktionskostnader och en indikation om vilka tekniker som kan bidra till en produktionspotential. De olika teknikernas relativa konkurrenskraft kommer att stå klar först när teknikutvecklingen kommit längre och det byggts demonstrations- eller kommersiella produktionsanläggningar.

Tabell 3. Uppskattade produktionskostnader 2030-2040 för relevanta produktionsvägar för förnybar bensin eller bensinkomponenter. Baseras på litteratur, information från teknikleverantörer och anpassningar av dessa. Antaganden beskrivs i kapitel 2 samt kapitel 3.1.

Produktionsväg/teknikspår	Teknikmognad (TRL) ^E	BAS €/MWh	VÄTGAS+ ^B €/MWh	Källor ^D
Förgasning-MTG	7-8	60-100		(11,17,25,30,42)
Förgasning-FT	7-8	60-100		(30,51)
Elektrobränsle-MTG	5-6 ^A	110-120	80-90	(11,53–55)
Elektrobränsle-FT	5-6 ^A	110-140	80-100	(53–55)
Pyrolys-uppgradering	5-6	70-120	60-110	(27,60,64–66)
Hydropyrolys	6-8	60-90		(26,27,78)
Lignin-uppgradering	6-7 ^C	75-110	65-100	(25,50,98)
HVO-bensin	9	80-100		(107,109)
Etanol-till-bensin	7-8	95-135		(51,115)

^A Teknikmognaden avser elektrolysörer i den skala och effektivitet som behövs för att nå de angivna kostnaderna.

^B Scenarierna avser kostnader för vätgas, se 3.1.2. Scenario VÄTGAS+ har samma antaganden som BAS men med en lägre nivå på kostnaden för förnybar vätgas.

^C Det finns olika teknikalternativ med något olika mognadsgrad.

^D Observera att data från dessa källor anpassats som beskrivs i texten och vägts samman. Se respektive teknikbeskrivning i kapitel 2 för mer information.

^E Teknikmognaden anges som så kallad *Technology Readiness Level* (TRL). Produktionsvägarna består i allmänhet av olika processteg med olika teknikmognad. I dessa fall läggs tonvikten i bedömningen på delsteg med lägre teknikmognad, förutsatt att de är kritiska för processen och dess prestanda.

Några av de produktionsvägar som beskrivs i kapitel 2 är inte med i Tabell 3, eftersom kostnadsdata inte var tillgängligt i samma utsträckning och kvantitativa uppskattningar därför inte kunde göras på ett likvärdigt sätt:

- Bio- och elektrobränslehybrider, som kombinerar el och biomassa som råvara, se 2.2.
- Hydrotermisk förvätskning (HTL) och uppgradering.
- Bensinproduktion via isobuten/isobutanol.

Bio- och elektrobränslehybrider, är en intressant processlösning³⁷ som kan ses som ett sätt att 1) öka utbytet av biodrivmedel ur en given mängd biomassa, 2) använda biomassa som kolkälla istället för infångad koldioxid och 3) få förbättras skalekonomi genom större anläggningar.

Produktionskostnaden torde hamna nära den för förgasningsbaserade MTG- eller Fischer Tropsch-spår, speciellt om man kan uppnå en låg vätgaskostnad.

Hydrotermisk förvätskning (HTL) med uppgradering är en teknik som konceptuellt liknar pyrolys med uppgradering. Själva förvätskningssteget är sannolikt dyrare att utföra för HTL och ger i allmänhet lägre utbyte men i gengäld erhålls en olja som bör vara lättare att uppgradera, så det att kostnader kvalitativt totalt sett kan hamna i samma härad som för pyrolys-uppgradering. Detta är dock en kvalitativ jämförelse.

Bensinproduktion via isobuten/isobutanol, där dessa framställs genom fermentering av lignocellulosa. Detta är konceptuellt likt etanol-till-bensin-spåret även om både fermenteringstekniken och uppgraderingstekniken är tekniskt olika. Kvalitativt torde etanol-till-bensin ändå vara den bästa jämförelsen vad avser kostnader.

3.3 Växthusgasprestanda

Vi har inte explicit studerat växthusgasprestandan hos de studerade värdekedjorna men samtliga har potential att erhålla låga eller mycket låga växthusgasutsläpp i processen. Klimatprestanda för biodrivmedel påverkas i allmänhet av påverkan från produktion³⁸ och insamling av råvara samt utsläpp kopplade till produktionsprocessen, där de senare ofta utgör en betydligt lägre andel än de förra för de råvaror som studeras här.

De processer som studeras har i allmänhet potential att vara självförsörjande på energi eller i vissa fall till och med exportera energi, eftersom en del av råvarans energi används i processen om detta behövs. Det stora undantaget är vätgas, som behöver tillföras externt i spår med vätebehandling (pyrolys, lignin). De konfigurationer för processer som behöver vätgas använder förnybar sådan (vilket implicit förutsätter el som producerats utan signifikanta växthusgasutsläpp). Om processerna dessutom förses med hållbara bioråvaror, vilket är vad som antagits (se kapitel 4), finns därmed goda förutsättningar för en hållbar produktion av drivmedel, inklusive hög växthusgasreduktion, för samtliga processer som behandlas i denna rapport.

4 Råvarupotential

I denna rapport har vi inkluderat produktionsvägar som kan produceras med råvaror som har potential att kunna erbjuda en hållbar råvaruförsörjning, bioråvara och elektricitet. Förutom användning till produktion av förnybar bensin (denna rapportens fokus) så kan dessa råvaror användas för produktion av andra biodrivmedel och elektrobränslen. Diskussionen i kapitlet gäller således

³⁷ Se t.ex. om de pågående forskningsprojekten "Bio-elektro-bränslen" och "Framtidssäkrade biodrivmedel genom ökad nytta från biogent kol – Kol-, klimat- och kostnadseffektivitet (K3)" på www.f3centre.se.

³⁸ Detta inkluderar förändringar i markkol, eventuell näringstillförsel, gallring mm.

råvarorna generellt för produktion av förnybara drivmedel och inte specifikt för produktion av just förnybar bensin.

4.1 Bioråvara

Gällande biomassa argumenterar vi här för att det på lång sikt är mest relevant att utgå från lignocellulosabaserade råvaror (bi- och/eller restströmmar från skogs- och jordbruk samt energigrödor) samt biogas. Detta då dessa kan ge en hållbar råvaruförsörjning med större volympotential (3–5) jämfört med exempelvis grödor som kan användas som livsmedel och foder, vars volympotential i det längre tidsperspektivet kan antas kraftigt begränsas av styrmedel och andra regleringar. Lignocellulosabaserade råvaror utgörs bland annat av GROT (grenar och toppar), bark, sågspån, svartlut/lignin (från massa- och pappersindustrin), energigrödor eller halm.

Detta speglas också av att de största potentialerna för ökad tillförsel finns genom ett utvecklat och ökat tillvaratagande av rest- och biströmmar från skogsbruk och skogsindustri (från avverkningar så väl som vid förädling) samt från ökad odling av energigrödor på (träda/marginalmark) åkermark och tillvaratagande av restprodukter i jordbruket. Det bör noteras att i en global kontext så är Sverige rikt på naturresurser som lämpar sig för exempelvis biodrivmedelsproduktion. Det som framförallt sticker ut är att Sveriges landyta består till ungefär 70 % av skog, medan motsvarande andel på global nivå är ungefär 30 %.³⁹ I tillägg till detta har Sverige ett aktivt skogs- och jordbruk inom vilket det finns bi- och restströmmar som skulle kunna nyttjas för produktion av förnybara drivmedel. Länder som i detta avseende har liknande förutsättningar som Sverige är primärt Finland och Kanada men generellt kan man säga att samtliga länder som har en aktiv skogsindustri och/eller en större jordbrukssektor kommer att ha betydande flöden av bi- och restprodukter som är möjliga att uppgradera i ett bioraffinaderi till exempel till biobaserad bensin. I andra länder (så som stora delar av Europa) är den relativa biomassapotentialet från odling av energigrödor betydligt större än i Sverige.

4.1.1 Volympotentialer generellt

Som noterats har volympotentialen för flera av de större biomassa sortimenten ett starkt samband med skogsindustri och jordbruk. Utvecklingen i dessa sektorer blir således också viktig för vilken volympotential av restströmmar som kan antas framåt. Wetterlund et al (128) har gjort en sammanställning av potentialer skoglig biomassa för år 2030. Potentialerna är i huvudsak baserade på de så kallade skogliga konsekvensanalyser⁴⁰ (SKA) som Skogsstyrelsen genomför i samarbete med SLU (129). Sammanställningen visar att det finns god potential att öka uttaget av biomassa från skogen, för att använda exempelvis till produktion av förnybar bensin. Den största volympotentialen finns för skogsrester i form av GROT (men även stubbar⁴¹) som grovt sett skulle kunna tredubblas (till ca 30 TWh/år) jämfört med vad som tas ut och används idag. Även vad gäller industriella biprodukter visar sammanställningen att det finns goda möjligheter att öka utnyttjandet, exempelvis vad gäller bark och sågspån från sågverks- och pappersmassaindustrin, som idag inte utnyttjas fullt ut, speciellt inte under sommarhalvåret (potential på 23 TWh jämfört med dagens användning på cirka 14 TWh). Dessutom finns en icke försumbar potential i nyttjande av träavfall (cirka 5 TWh). Vidare skulle nedlagd åkermark kunna utnyttjas för biomassaproduktion, till exempel genom odling av

³⁹ World Bank Open Data, Forest area (% of land area) (163).

⁴⁰ I de skogliga konsekvensanalyserna beräknas ett antal scenarier som ger storleksordningen på den potentiella avverkningen och ett framtida skogstillstånd givet ett antal förutsättningar och man kan på så sätt jämföra potentialer under antaganden om "dagens skogsbruk" alternativt "dubbla naturvårdsarealer".

⁴¹ Vad beträffar stubbar har tidigare potentialbedömningar indikerat liknande nivåer som för GROT, men de senaste åren har betydligt mer restriktiva bedömningar gjorts av vad som är ett hållbart uttag av stubbar, uppskattningsvis runt 4,5 TWh/år (idag används mindre än 1 TWh årligen).

snabbväxande lövträd för energiändamål. Potential för detta har uppskattats till ca 2,3 TWh/år. Sammantaget uppgår potentialen för ökat uttag och användning av skoglig biomassa enligt Wetterlund et al till ca 35-45 TWh/år.

Potentialen för jordbruksbaserad biomassa har tidigare sammanställts av bland annat Börjesson och Ahlgren et al, med lite olika randvillkor, dessa studier sammanfattas mycket kort nedan. Börjesson (3) konstaterar bland annat att arealen för åkermark har minskat med cirka 10 % sedan 1990 (vilket motsvarar cirka 250 000 hektar). Detta indikerar att Sverige idag har ganska mycket åkermark som vi inte använder för matproduktion. De biomassasortiment som inkluderats i Börjessons potentialuppskattning är halm, restprodukter och avfall samt odling av energigrödor på trädesmark och odling av vall på överskottsmark (samt på längre sikt, odling av snabbväxande lövträd på nedlagd odlingsmark). Om man summerar potentialen så ger Börjesson för dagens förutsättningar en skattning av en potential för uthålligt ökad tillförsel⁴² av jordbruksbaserad biomassa på cirka 18–20 TWh per år (osäkerhetsintervall 16–22 TWh per år). Biogas från avfall och restprodukter utgör i dessa skattningar cirka 4,5 TWh. Potentialen för uthålligt ökad tillförsel av jordbruksbaserad biomassa bedöms kunna öka ytterligare – upp till en potential på 35–40 TWh – på längre sikt (år 2050) men då är antagandena förknippade med ytterligare osäkerheter. Ahlgren et al (130) har studerat den svenska potentialen för biodrivmedelsproduktion från åkermarksbaserad biomassa och konkluderar en biomassapotentia från ”iLUC-fri”⁴³ jordbruksråvara på sammantaget nästan 20 TWh, det vill säga mycket likt uppskattningen av Börjesson för dagens förutsättningar.

Om man blickar utanför Sverige så har IEA Bioenergy (51,131) gjort en sammanställning och analys av ett brett utbud av studier på global nivå kring bioråvarupotentialer som en del av arbetet för IEA Bioenergy Roadmap där man estimerar den potentiella långsiktiga tillgängligheten av olika biomassor till år 2060. De sortiment som studerats är hushållsavfall; jordbruksavfall, rester och bearbetning av rester från trä och jordbruksindustrin; skogsrester och skogliga bi- och restströmmar samt jordbruk i form av nyttjande av vad som skulle kunna kallas iLUC-fri jordbruksmark. Skattningarna visar att de största råvarupotentialerna finns för jordbruk i form av nyttjande av vad som skulle kunna kallas iLUC-fri jordbruksmark (16 700-27 800 TWh) samt för jordbruksavfall, rester och bearbetning av rester från trä och jordbruksindustrin (12 800-26 400 TWh). Volympotentialerna för skogsrester och skogliga bi- och restströmmar (4 200-8 300 TWh) samt hushållsavfall (2 800-4200 TWh) är betydligt lägre. IEA Bioenergy framhåller att hushållsavfall är en råvara med en globalt relativt begränsad volympotential som därför sannolikt inte täcker en betydande del av ett framtida biodrivmedelsbehov, inte minst då alternativ användning i kraftvärmeverk kan förväntas skapa konkurrens om råvaran. Man konstaterar fortsatt (likt vi argumenterat ovan) att det sannolikt kommer vara bi- och restströmmar från skogsbruk och jordbruk kommer kunna utgöra huvuddelen av de råvaror som behövs för produktion av biodrivmedel. Man menar också att det finns stort utrymme för en ökad råvaruförsörjning från jordbruket med tonvikt på grödor som kan samproduceras med livsmedelsgrödor eller som kan odlas på förorenad eller övergiven mark (för att undvika frågor relaterade till direkta och indirekta utsläpp av förändringar av markanvändning). Dock bör det noteras att syntesrapporter lyfter fram att ur ett globalt perspektiv beror volympotentialen för biomassa till stor del på hur man ser på marktillgänglighet och markanvändning (5). Idag är

⁴² Jämfört med dagens uttag och användning.

⁴³ I och med nuvarande och kommande incitament och regleringar gällande att biomassa som kan användas för produktion av mat eller foder inte kommer att stödjas som råvara för energi och drivmedelsproduktion har Ahlgren et al avgränsat potentialerna till att endast innefatta biomassa som inte orsakar förändrad markanvändning och som alltså inte konkurrerar om mark för livsmedels- och foderproduktion. Detta kallas iLUC-fri råvara. Exempel på denna typ av biomassa är restprodukter från jordbruket, vall odlad på nerlagd åkermark, grödor från existerande odling så som mellangrödor samt vall från intensifiering av pågående odling.

mängden mark som ägnas åt odling av energigrödor endast 0,025 miljarder hektar eller 0,2% av världens totala landyta på 13,2 miljarder hektar motsvarande cirka 0,5-1,7% av den globala jordbruksmarken.

4.1.2 Volympotentialer specifika råvarusegment

För de ligninbaserade teknikspåren är råvaran s.k. kraftlignin som separeras från massakokning. Tillgången blir därmed direkt beroende på den producerade mängden pappersmassa i kombination med tekniska begränsningar för andelen lignin som kan separeras. Välimäki et al (132) konstaterar att ca 50% av ligninet i en svartlut kan separeras utan att det krävs betydande ombyggnader i massabrukets återvinning. Med en svensk massaproduktion på ca 9 Mt/år (133), ger det möjlighet att separera upp till 2 Mt/år lignin⁴⁴ eller ca 15 TWh/år. Denna siffra är högre än den som anges av Pöyry och Skogsindustrierna (134), ca 7 TWh/år. Globalt produceras ca 800 TWh/år svartlut med de största delarna i Nordamerika, Sydamerika och Asien. Genom en väldigt förenklad parallell till svensk produktion skulle det ge en potential på 250 TWh/år lignin globalt.

Det är viktigt att påpeka att denna potential inte är oberoende av övrig biomassa, eftersom uttag av så mycket lignin kräver ersättningsenergi i form av annan biomassa för att klara massabrukets energibehov, om inte betydande energieffektiviseringar kan göras. Det finns ett fåtal moderna bruk med energiöverskott. För dessa finns alternativet att minska elproduktionen istället för att ta in ersättningsbränsle, se t.ex. Jafri et al (25). Drivkraften bakom att använda lignin som råvara för biodrivmedel kommer ofta av att det kan underlätta kapacitetshöjningar i massaproduktionen snarare än från att ett energiöverskott finns.

För de syntesgasbaserade teknikspåren är biogas producerad via rötning ett alternativ för råvaruförsörjningen. För biogasproduktion idag används främst "kostnadseffektiva" substrat så som framförallt avloppsslam och den organiska fraktionen av utsorterat hushållsavfall. Att röta dessa substrat görs inte enbart med syfte att producera biogas utan det är också ett sätt att ta omhand avfallsströmmarna. Volympotentialen för dessa substrat är dock kraftigt begränsade även om det både i Sverige och framförallt internationellt finns potential kvar att hämta. Vill man åt en större volympotential blir substraten dyrare och/eller svårare att röta. Då handlar framförallt om avfall, vall/energigrödor, bi- eller restprodukter från jordbruk och/eller olika industrier, inkl. gödsel. Tidigare studier har uppskattat den svenska biogaspotentialen från rötning till cirka 6-8 TWh per år till år 2025 (3,109). Huvuddelen av potentialen utgörs av gödsel och odlingsrester och endast en mindre del utgörs av matavfall samt avfall och restprodukter från livsmedelsindustrin. Potentialen från avloppsslam anses redan idag relativt fullt utnyttjad. Vall/energigrödor är ett alternativ som råvara för biogasproduktion genom rötning. Här beror potentialen delvis på hur mycket mark som kan anses vara tillgänglig för denna typ av odling. Hinder för en kraftigt ökad produktion är bland annat bristande acceptans hos lantbrukare (135) och att politiken i mindre utsträckning nu än tidigare stödjer denna typ av odling (136). I Europa växer biogasproduktionen i en kraftigare takt än i Sverige och mellan år 2018 och 2020 ökade antalet biogasanläggningar med cirka 50% (137). En rapport från EU-kommissionen skattar att den europeiska biogasproduktionen från rötning har en potential att öka med mellan 90-160% jämfört med produktionen 2014. Detta motsvarar en faktisk total produktionspotential på 330-465 TWh (att jämföra med dagens cirka 170 TWh) (138). Länder med störst biogaspotential från rötning är enligt rapporten Danmark (överlägset störst), Frankrike, Italien och Storbritannien. Sveriges biogaspotential från rötning är i detta europeiska sammanhang ganska modest.

⁴⁴ Baseras på antagandet att svenska massaproduktion är en mix av löv och barr som ger ca 450 kg lignin/ton massa (340 kg lignin/t lövmassa, 510 kg lignin/t barrmassa).

Man kan också notera att avfallsoljor, till exempel från livsmedelsindustrin, andra vegetabiliska oljor samt fetter används storskaligt idag för produktion av förnybar diesel och som beskrivs i kapitel 2 ovan kan dessa råvaror också processas till förnybar bensin. Vi antar dock att den volympotential som är in-tecknad i existerande och planerad (kommunicerade investeringar) HVO-produktion ligger relativt nära vad som kan anses vara en hållbar volympotential och antar därmed att denna råvarupool inte har potential till någon större tillväxt för tillkommande produktion av förnybar bensin. Särskilt inte med hänsyn taget till att endast en mycket liten fraktion av produktionen ger nafta (se kapitel 2.4).

4.1.3 Sammanfattning volympotentialer bioråvara

Sammantaget kan man konstatera att det finns betydande volympotential för flera olika sortiment av hållbar biomassa att tillgå och att dessa volymer hänger starkt samman med andra aktiviteter i en bioekonomi, det vill säga att om vi skall förädla mer biomassa både inom jordbruk och inom skogsindustrin för livsmedelsproduktion så väl som för substitution av fossila produkter (material mm.) så kommer dessa bi- och restströmmar att öka. Det finns också potential för dedikerad odling av energigrödor. Det bör noteras att volympotentialerna dock till viss del kan komma att bero av institutionella förutsättningar och policy, så som exempelvis vilka råvarusegment som anses hållbara samt vilka som anses berättigade till olika former av stöd. Det finns alltså, under rimliga förutsättningar, god potential att nyttja biobaserade restströmmar i betydligt större utsträckning än vad som görs idag. Med detta sagt, även fast volympotentialen är betydande så är den fortfarande lägre än transportsektorns energibehov idag och sannolikt betydligt lägre än den volym av kolatomer som kommer att efterfrågas i olika delar av transportsektorn och inte minst i processindustrin för omställning mot fossilfrihet. Råvarueffektivitet i de processer som uppgraderar restströmmarna till nyttigheter kommer således att vara viktigt (liksom att genom olika beteendeförändringar och effektivisering reducera energibehovet i transportsektorn (så väl som i processindustrin)).

4.2 Elektricitet

I föreliggande rapport har vi antagit att den elektricitet som används (framförallt för framställning av vätgas) är förnybar och kan anses hållbar. Precis som för biomassa som förnybar råvara finns det en diskussion kring vad som är hållbar el. I den kontexten diskuteras både kärnkraft, som är fossilfri men inte förnybar, men även vissa av de förnybara kraftslagen har ifrågasatts vad gäller miljöpåverkan (139).

Det bör noteras att den svenska elproduktionen har mycket låg klimatpåverkan jämfört med elproduktionen i de flesta andra delar av världen. Likaså är det svenska elnätet förhållandevis väl utbyggt. Dock kan det konstateras att framtidens elnät står inför stora utmaningar och eftersom el i stor utsträckning är en lösning i för flera delar av samhället i omställningen till ett förnyelsebart energisystem behöver elen användas effektivt. Idag pågår också en omställning från centraliserade system med få, geografiskt koncentrerade producenter av el, till ett distribuerat system med många producenter. När elproduktionen i högre grad kommer från förnybara, intermittenta källor som sol och vind förändras också möjligheterna att styra produktionen. Det blir därmed nödvändigt att i högre grad att styra konsumtionen samt att utveckla möjligheterna för lagring. Parallellt med denna utveckling pågår andra omställningsprocesser i samhället som medför att elkonsumtionen ökar och förväntas fortsätta öka (ofta koncentrerat med relativt höga effektuttag) de kommande åren. Här handlar det bland annat om industrins omställning – där exempelvis järn och stålindustrins kommande omställning från koldriven stålproduktion till teknik med ljusbågsugnar som drivs av el är ett exempel, men även transportsektorns omställning har en påverkan.

Redan idag råder det kapacitetsbrist i nätet i vissa regionala och lokala elnät. Där kan man inte tillgodose önskemål om ökat effektuttag vilket hindrar etableringar av elintensiv verksamhet på vissa håll. Detta är utmaningar som kräver investeringar i elnät så väl som smarta tekniska eller marknadsmässiga lösningar för att elnätet fortsatt ska kunna försörja samhällets behov av effekt. Detta är inte en primär svensk problematik utan liknande utmaningar råder vid en ökad elektrifiering även i andra länder.

Vad gäller tillgången på elektricitet i allmänhet kan man för svenskt vidkommande konstatera att Sverige idag är en nettoexportör av el och de senaste tio åren har exporten av el varierat mellan 13 och 35 TWh (netto mellan 0 och 26 TWh) (140). De flesta prognoser och scenariostudier⁴⁵ antar också att Sverige även i perspektivet år 2030 och därefter mest sannolikt kommer att ha ett överskott på el och att tillkommande produktion i första hand kommer att komma från vindkraft. Dock bör man notera att energisystemet, och inte minst elsystemet, står inför stora förändringar och man lyfter ofta att utmaningen kanske inte står främst i produktionen och att realisera de tekniska produktionspotentialerna (även om detta kommer att kräva mycket stora investeringar) utan i distribution och användning (effektutmaningar, variationshantering etc.) (141). Så sammanfattningsvis kan man konstatera att ur ett svenskt perspektiv gäller, precis som för mängden tillgänglig biomassa, att det i det korta till medellånga tidsperspektivet 2030 sannolikt inte *tillgången* på förnybar el som är begränsande för omställningen till ökade mängder el, vare sig inom industrin eller i transportsystemet både vad gäller volymer för eldrift så väl som volymer för produktion av elektrobränslen. Däremot så är det inte självklart att det kommer att vara oproblematiskt att kraftigt öka användningen av förnybar el, varken i det korta eller i det lite längre tidsperspektivet. För föreliggande rapport är dock ett av omvärldsantagandena att detta succesivt hanteras och löses som en del av ett Sverige i ett Europa i en värld som ställer om. Det bör också noteras att elektrobränslen i och med att de kan användas som energilager kan vara en balanserande faktor och därmed en bidragande positiv kraft för omställningen av energisystemet.

Globalt kan man konstatera att andelen förnybar el i energisystemet är betydligt lägre än andelen förnybar el i det svenska energisystemet (142). För en kraftig elektrifiering av både industri och transportsektor blir det således kritiskt att även elsystemet ställs om till förnybart. IEA (143,144) sammanställer global produktion och potentialer för förnybar elproduktion och konstaterar att för 2018 ökade mängden förnybar elektricitet med 450 TWh, motsvarande en ökning på cirka 7%. Gällande prognosen för förnybar elproduktion till 2040 så uppskattar man att potentialen är mellan 18 000 och 26 000 TWh (att jämföras med dagens förnybara elproduktion på cirka 7 000 TWh och den totala elproduktionen på cirka 27 000 TWh). Den största tillkommande potentialen av förnybar el förväntas komma från vind och sol och produktionen förväntas öka mest i Asien och Stilla-havsområdet. IEA uppskattar att även för aggressiva scenarier (kallade Sustainable development) så är den tillkommande elproduktionen mellan 2019 och 2040 inte helt förnybar utan det förnybara står för cirka 80% av tillkommande elproduktion. Detta betyder att man inte förväntar sig ett helt förnybart elsystem till år 2040. Dessa uppskattningar är i linje med de uppskattningar som gjorts kring elsystemets utveckling av IRENA (145) som uppskattar den tillkommande potentialen av förnybar el 2040 till mellan 19 000 och 29 000 TWh beroende på scenario ("planerat scenario" jämfört med "transformativt scenario"). Inte heller IRENA ser ett helt förnybart elsystem och skattar att 2050 står det "non-renewable" i elproduktionsmixen fortfarande för mellan 45% och 14%. Detta gäller även för EU-28.

⁴⁵ Se exempelvis (141,164)

5 Diskussion

Generellt sett visar resultaten i denna rapport att storskalig produktion av förnybara bensinkomponenter är teknisk möjligt från olika hållbara råvaror, både biomassa och förnybar elektricitet. Detta stämmer även överens med den input som kommit från teknikleverantörer och raffinaderier under de diskussioner som förts (6,7,52,84). I detta kapitel diskuteras under separata underrubriker ett antal faktorer som kan påverka konkurrenskraft och möjligheter att realisera denna potential.

5.1 Standarder och kvalitet

Den europeiska standard som reglerar egenskaper och kvalitet hos bensen som säljs idag är EN228. Standarden reglerar en mängd parametrar, både vad avser bränslets egenskaper i motorn (till exempel oktantal) och dess hantering (till exempel korrosivitet). Standarden tillåter inblandning av 10% etanol (E10) men i Sverige praktiseras idag endast 5% (E5), bland annat eftersom bränsledistributörerna inte anpassat sitt system mm för den högre nivån.

Vid produktion av fossil bensen enligt EN228 blandas komponenter från olika strömmar i raffinaderiet för att nå samtliga egenskaper som krävs. Det är mycket troligt att ett liknande tillvägagångssätt skulle användas vid produktion av 100% förnybar bensen (6,7,84). Därmed behöver enskilda produktionstekniker inte ge en produkt som möter standarden för att kunna bidra till en helt förnyelsebar bensenprodukt. Det innebär också att det kan finnas ett behov av flera tekniker, som producerar produkter med olika egenskaper, som tillämpas parallellt. Detta kommer att vara särskilt viktigt för de tekniker som producerar en produkt som har svårt att uppnå standarden, till exempel avseende oktantal eller aromhalt, men som ändå kan utgöra en funktionell delmängd i en 100% förnybar bensenprodukt (se exempelvis 2.4).

Det pågår ett arbete att utveckla EUs bränslekvalitetsdirektiv (FQD, *Fuel Quality Directive*) och EN228 för högre etanolinblandning än E10 men detta kommer troligen att kräva s.k. *protection grades* för bakåtkompatibilitet med existerande fordon (7). En högre inblandningsnivå, t.ex. E20 eller E25 erbjuder större möjligheter att nå en helt förnybar bensen (6,84), både genom bidraget från etanolen i sig som en förnybar komponent och genom etanolens oktanhöjande egenskaper (då många av de möjliga produktionsvägarna ger produkter med ett relativt lågt oktantal, se kapitel 2). Preem (84) framhåller även att andra oxygenater⁴⁶ troligen kommer att finnas med.

Många raffinaderiaktörer (7,52,84) framhåller att etanol, i form av E85 redan idag är en realistisk möjlighet till ett 100% förnybart bränsle för bensenmotorer, som kräver betydligt mindre mängd kolvätebaserade komponenter. E85 har en egen standard (EN 15293) och kraven på kolvätekomponenterna är annorlunda.

En relaterad fråga som eventuellt kan vara relevant och som lyfts av drivmedelsproducenter är den skärpning av nuvarande emissionskrav på fordon (Euro 6) som är under diskussion (146). Denna kan komma att innebära ökade krav för både tunga och lätta fordon, vilket kan leda till begränsningar för biodrivmedel, eftersom dessa i vissa fall kan medföra ökade emissioner. Men mer viktigt är troligen att det kommer att leda till ökade krav på likformighet hos bränslen inom hela EU, eftersom detta krävs för att motorerna ska kunna optimeras för att nå de nya kraven (7). Denna likriktning kan även ge nya krav som inte finns i dagens FQD och standard och kan göra det svårare för nationer/länder

⁴⁶ Oxygenater är kemiska föreningar som innehåller syre, t.ex. etanol. Preem menar att även metanol och längre alkoholer samt ETBE (etyl-tert-butyleter) och MTBE (metyl-tert-butyleter) kan komma att ingå för att effektivt producera en förnybar bensen med bra egenskaper.

att gå före med att införa högre krav exempelvis på nivåerna av inblandning av förnybara komponenter.

5.2 Inblandning och allokering

Det har framhållits av flera aktörer som bidragit med information till denna studie att krav på 100% förnybar bensin medför högre produktionskostnader för de förnybara komponenterna än alternativet med inblandning av förnybart i ett fossilt bränsle (alltså i princip motsvarande förfarandet att uppnå nivåerna i reduktionsplikten). Detta beror både på högre krav på de förnybara komponenterna som då ensamma måste möta standarden (se 5.1 ovan) och på att samstillverkning med fossila drivmedel kan vara mer kostnadseffektivt, speciellt för bensin (69,84).

Preem (84) och Neste (6) framhåller även det faktum att samprocessning av fossilt och förnybart är ett sätt att gradvis öka volymerna av förnybart och att bensin i ett perspektiv fram till 2030 kommer att vara en blandning av fossila och förnybara komponenter med ökande andel förnybart på grund av reduktionsplikten. Preem menar att allokering av förnybar råvara till bensin i en process som producerar flera produkter ur blandad förnybar och fossil råvara, trots att bioråvarans beståndsdelar inte fysiskt ingår i bensinen, kan vara ett sätt att nå höga förnybara andelar i bensin. Detta skulle motiveras av de tekniska svårigheterna att producera 100% förnybar bensin. Det pågår för närvarande ett arbete inom EU-kommissionen att ta fram en s.k. *delegated act* om just allokering vid samprocessning (1). Denna ska vara klar senast 31 december 2021.

Vi har, som noterats ovan, inte tagit med samprocessning bland de tekniker som utvärderas. Dock bör det noteras att flera av de produktionsvägar och tekniker som ingår i kartläggningen i kapitel 2, framförallt pyrolys-uppgradering och lignin-uppgradering, troligen kan införas på ett sådant sätt att de först implementeras med samprocessning och sedan modifieras för att ge en helt förnybar produktion.

5.3 Aktörer och synergier med existerande industri

En stor del av dagens biodrivmedelsproduktion görs av raffinaderier, vilka trots detta i huvudsak fortfarande framförallt producerar fossila drivmedel. Det kan för många av de tekniker som presenteras i kapitel 2 finnas stora synergier med mellan existerande fossil produktion och tillkommande förnybar produktion. Detta gäller främst vid samprocessning men även vid produktion av helt förnybara drivmedel då teknik som är lik den för fossil produktion används, vilket är fallet för uppgradering av olika typer av förvätskad biomassa, se kapitel 2.3.

För vissa andra tekniker är dock synergier med befintliga raffinaderier troligen betydligt mindre. Detta kan till exempel gälla förgasningsbaserade tekniker, se kapitel 2.2, men även de första delarna av värdekedjorna med förvätskad biomassa, det vill säga själva förvätskningssteget (pyrolys, hydrotermisk behandling, ligninbehandling), se kapitel 2.3. Dessa kan istället ofta gynnas av att integreras med befintlig skogsindustri eller annan råvaruleverantör, bland annat på grund av möjligheten att effektivt använda värme som bildas men även för att man då kan nyttja existerande system för råvarulogistik med mera. Vid övergången till lignocellulosabaserade råvaror erbjuder integrering och samlokalisering med befintlig skogsindustri möjligheter att effektivt använda rest- och biprodukter, såsom bark, sågspån och lignin.

Eftersom tillgång till kostnadseffektiv och hållbar råvara är en nyckelfråga vid framtida storskalig drivmedelsproduktion kan skogsindustrin troligen komma att spela en stor roll i de värdekedjor som uppstår. Ett exempel på detta är SCAs planer på ett stort bioraffinaderi vid Östrands massabruk som nyligen beviljades miljötillstånd men där investeringsbeslut inte är taget. SCAs plan är att producera 300 kt/år drivmedel varav cirka hälften kan vara bensinkomponenter (99). Även Södra Skogsägarna

är aktiva inom området hållbara drivmedel med en nyligen invigd metanolanläggning (38) och utvecklingsaktiviteter inom hydrotermisk förvätskning (90).

5.4 Marknadspotential

I Sverige har försäljning av bensen minskat signifikant under de senaste 10 åren (2) men detta gäller inte i resten av världen och bensen är fortfarande den drivmedelsprodukt som har störst försäljningsvolym globalt (147). I Sverige såldes 2019 cirka 25 TWh bensen och globalt cirka 12 000 TWh. Sveriges andel av den globala bensenanvändningen är alltså 0,2 procent. Energimyndighetens scenarier från 2018 pekar på 10-15 TWh bensen, fossil och förnybar, 2030 (148).

Som noterats ovan finns idag ingen kommersiell produktion av förnybar bensen utöver den nafta som bildas vid produktion av HVO-diesel. I stort sett alla aktörer vi pratat med ser ett behov av att gå över till tekniker som använder lignocellulosabaserade råvaror och arbetar med detta, dock med något olika tidsperspektiv. Att dessa tekniker inte utvecklats och används kommersiellt idag beror i alla fall delvis på bristande efterfrågan på marknaden (6), som inte räckt för att motivera den högre risk och de högre kostnader som är associerade med implementering av ny teknik. Här kan det uppdrag att undersöka behovet av ytterligare styrmedel för att främja produktion av biodrivmedel med ny teknik som Energimyndigheten nyligen fått (149) komma att få stor betydelse. Men även utan dedikerade styrmedel kommer biodrivmedel från lignocellulosa att få en ökad betydelse, eftersom den allmänna ökade efterfrågan på biodrivmedel gör att HVO-råvaror (oljor/fetter) med en begränsad råvarupotential blir mer efterfrågade och ökar i kostnad.

Produktionsanläggningar av denna typ tar typiskt 3-5 år att projektera och bygga och måste sen drivas i 15-20 år för att ge ekonomisk avkastning. Preem (84) och Neste (6) framhåller osäkerheten om elektrifieringens genomslag i personbilssektorn utgör en hämmande faktor för investeringar i förnybar bensen och att sådana investeringar troligen måste drivas först av ökad inblandning av förnybara komponenter i bensinpoolen. Här framhåller man hur viktig reduktionsplikten är i detta sammanhang. Neste (6) menar att styrmedel på marknadssidan (reduktionsplikten) måste var produktspecifika för att styra mot förnybar bensen. På produktionssidan kommer specifika styrmedel för nya råvaror/tekniker att krävas men dessa bör inte nödvändigtvis ska styra mot en viss produkt eftersom många produktionstekniker är effektivare om de tillåts ge en mix av produkter (bensen, diesel, jet). Osäkerheten i den långsiktiga efterfrågan på bensinkomponenter kan öka relevansen för tekniker som har produktflexibilitet, dvs utan större kostnader kan ställa om produktionen från bensinkomponenter till andra transportbränslen (diesel, flygbränsle) och/eller råvara till kemiindustrin (se vidare diskussion nedan).

De uppskattade produktionskostnaderna (kapitel 3) indikerar att det inom en medellång framtid kommer att gå att framställa förnybar bensen ur biomassa till en kostnad av 60-100 €/MWh (5,5-9 SEK/L) med ett flertal olika tekniker, som delvis passar för olika råvaror. Förnybar bensen baserad på el (elektrobränsle) kan med gynnsam utveckling av teknik för produktion av vätgas nå till kostnader inom detta intervall men kommer med en mer realistisk skattning av vara något dyrare. Vi vill betona att de kostnadsdata som presenteras här på inget sätt kan användas för att kora en eller flera "vinnande tekniker" utan ska ses som en uppskattning av det allmänna kostnadsläget och en indikation om vilka tekniker som kan bidra till en produktionspotential. De olika teknikernas relativa konkurrenskraft kommer att stå klar först när teknikutvecklingen kommit längre och det byggts demonstrations- eller kommersiella produktionsanläggningar. Den relativa konkurrenskraften påverkas dessutom av lokala förutsättningar, till exempel råvaruförsörjning och integrationsmöjligheter, och är ingen generisk egenskap.

Produktionskostnaden för fossil bensin med det oljepris som är aktuellt när denna rapport skrivs, cirka 45 USD/fat, motsvarar grovt sett ca 30-40 €/MWh eller ca 3-4 SEK/L (utan distributionskostnader). Det är mycket svårt att sätta om kostnadsutvecklingen för fossila bränslen men IEA World Energy Outlook 2020 förutspår att oljepriset kommer att stiga till 75 USD/fat 2030⁴⁷, vilket väldigt grovt kan ge en bensinkostnad på 60-65 €/MWh (utan distributionskostnader). IEA (51) använder i sin studie av produktionskostnader en fossil benchmark om 30-50 €/MWh. Produktionskostnaderna för bensin som säljs i Sverige, med 5% etanol och inklusive distribution och bruttomarginal, under de senaste fem åren varit ca 5 SEK/L eller ca 55 €/MWh (150). Dessa siffror kan utgöra någon form av referens för de produktionskostnader för förnybara bränslen som diskuteras här.

En annan relevant jämförelsepunkt vad avser kostnader är produktionskostnader för etanol, eftersom konvertering av fordon för E85-drift är en alternativ möjlighet till att producera större mängder förnybara kolvätekomponenter. Vi jämför här med kostnaden för etanol producerad ur lignocellulosa, till exempel halm eller trä. Den grödebaserade etanol som produceras främst från sockerrör, majs och vete och som finns på marknaden idag anses inte utgöra marginalkostnad för tillkommande etanolproduktion post 2030, bland annat på grund av EUs tak på grödebaserade drivmedel (1). IEA (51) skattar dagens produktionskostnad för lignocellulosabaserad etanol till 103-158 €/MWh men anger en möjlig kostnadsminskning till 70-110 €/MWh med teknikutveckling på medellång sikt och med de kapitalavkastningskrav som används i denna studie.

En tredje möjlig jämförelsekostnad utgörs av förnybar biobaserad metanol. Denna är enligt IEA (51) 60-110 €/MWh och bedöms kunna nå 40-95 €/MWh med teknikutveckling på medellång sikt och med de kapitalavkastningskrav som används i denna studie. Metanol är ett bränsle som kan ge mycket höga verkningsgrader i Otto-motorer men som kräver mer modifikationer i fordonet än etanol. Det kan även användas så kallade GEM-bränslen (*gasoline-ethanol-methanol*) (151).

De produktionskostnader som diskuteras ovan visar att produktion av förnybara kolvätebaserade bensinkomponenter troligen inte kommer att vara ekonomiskt konkurrenskraftiga med fossil bensin (men att detta inte är uteslutet om oljepriset ökar kraftigt eller i speciella, gynnsamma, fall). De tyder dock på att de kolvätebaserade förnybara komponenterna inte behöver vara dyrare att producera än lignocellulosabaserad etanol, som har en liknande uppskattad produktionskostnad. Som diskuterats i kapitel 5.1 finns även fördelar att använda etanol tillsammans med kolvätekomponenter. Eftersom kostnaden för dessa alternativ är högre än kostnaden för fossila drivmedel är det styrmedel eller annan policy som sätter storleken på en framtida marknad.

Storskalig produktion av förnybar bensin kommer att kräva stora investeringar i nya produktionsanläggningar, vare sig det är tekniker som delvis kan integreras i befintlig raffinaderiinfrastruktur⁴⁸ eller tekniker som troligen kommer att byggas utan integrering med denna⁴⁹. De olika tekniker som diskuterats har olika investeringsintensitet men ett medelvärde på investeringsintensitet för några relevanta tekniker⁵⁰ enligt IEA (51) är 2800 MSEK/(TWh/år). Ett hypotetiskt räkneexempel med den svenska transportsektorns 27 TWh bensin 2019 (2) visar att en investering om 75 miljarder SEK teoretiskt skulle krävas för att ersätta denna med förnybar bensin. Potentialen för produktion av

⁴⁷ Detta pris förutspås i ett *Stated Policies Scenario (STEPS)* där efterfrågan på olja är något högre 2030 än idag. I andra scenarier prognosticeras andra oljepriser.

⁴⁸ Detta gäller främst teknikspåren Pyrolys-uppgradering, Hydropyrolys, Lignin-uppgradering och HVO-bensin

⁴⁹ Detta gäller främst teknikspåren Förgasning-MTG, Förgasning-FT, Elektrobränsle-MTG och Elektrobränsle-FT

⁵⁰ Vi har använt ett medelvärde av HVO, lignocellulosabaserad etanol, pyrolys-uppgradering, förgasning-FT

förnybara bensinkomponenter kommer därmed att vara avhängig av tillgång till kapital för dessa investeringar.

Det är, utöver alternativ i transportsektorn, även relevant att jämföra med potentiell användning av produkterna i andra sektorer. Det troligen mest aktuella alternativet är för kemiindustrin, där fossil nafta idag används i stora mängder för att göra olefiner som vidareförädlas till exempelvis plast. Haldor Topsoe (11) lyfter detta som ett troligen mer konkurrenskraftigt alternativ för den nafta som inte har goda kvalitetsegenskaper som bensin. Bara BASF-anläggningen i Ludwigshafen producerar på detta sätt ca 1 Mt/år olefiner från ca 2 Mt/år (fossil) nafta (152), vilket är ungefär lika med hela den svenska bensinanvändningen (2). Borealis i Stenungsund använder liknande teknik och förbrukade 2018 300 kt nafta (153). Neste (154) är mycket aktiva inom området förnybara råvaror för polymerproduktion.

6 Referenser

1. European Commission. Directive on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). Brussels; 2018. (Directive 2018/2001/EC). Available from: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>
2. Energimyndigheten. Drivmedel 2019. Eskilstuna; 2020.
3. Börjesson P. Potential för ökad tillförsel och avsättning av inhemsk biomassa i en växande svensk bioekonomi. Lund; 2016.
4. U.S. Department of Energy. US BILLION-TON UPDATE - Biomass Supply for a Bioenergy and Bioproducts Industry. Oak Ridge, TN; 2011. (ORNL/TM-2011/224).
5. Ladanai S, Vinterbäck J. Global Potential of Sustainable Biomass for Energy. SLU, Institutionen för energi och Teknisk Swedish Univ Agric Sci, Dep Energy Technol. 2009;32. Available from: http://pub.epsilon.slu.se/4523/1/ladanai_et_al_100211.pdf
6. Neste. Personal communication: Jan-Erik Nordström, Magdalena Streiffert, Steven Gust, Jukka Räsänen. 2020.
7. St1. Personal communication: Nina Heen, Timo Huhtisaari, Oskar Bengtsson, Christian Janssen, Per-Arne Karlsson. 2020.
8. f3 centre. Bio-elektro-bränslen - teknik med potential för ökad resurseffektivitet. 2020. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://f3centre.se/sv/forskningsprojekt/bio-elektro-branslen-teknik-med-potential-for-okad-resurseffektivitet/>
9. Onarheim K, Hannula I. Hydrogen enhanced biofuels for transport via fast pyrolysis of biomass: A conceptual assessment. Energy. 2020;199:117337.
10. Koponen K, Hannula I. GHG emission balances and prospects of hydrogen enhanced synthetic biofuels from solid biomass in the European context. Appl Energy. 2017;200:106–18. Available from: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261917305068>
11. Haldor Topsoe. Personal communication: Mikala Grubb, Rickard Vannby. 2020.
12. Thunman H. GoBiGas demonstration – a vital step for a large-scale transition from fossil fuels to advanced biofuels and electrofuels. Gothenburg; 2019. Available from: https://www.chalmers.se/SiteCollectionDocuments/SEE/News/Popularreport_GoBiGas_results_highres.pdf
13. Thunman H, Gustavsson C, Larsson A, Gunnarsson I, Tengberg F. Economic assessment of advanced biofuel production via gasification using cost data from the GoBiGas plant. Energy Sci Eng. 2019;7(1):217–29.
14. Larsson A, Gunnarsson I, Tengberg F. The GoBiGas Project - Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification. 2018;52.
15. Andritz. ANDRITZ Carbona Bubbling Fluidized Bed (BFB) gasifier. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.andritz.com/products-en/group/pulp-and-paper/power-generation/gasification/bfb-gasifiers>
16. Andritz. First-of-its-kind at Skive Fjernvarme. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.andritz.com/resource/blob/32140/5d1bed6c21f7a417a92d9fd9db5563b1/04-sp-2009-pp-spectrum20-en-skive-data.pdf>
17. Udengaard N, Knight R, Wendt J, Patel J, Walston K, Jokela P, et al. Green Gasoline from

Wood using Carbona Gasification and Topsoe TIGAS Process. 2015. (DOE-TOPSOE--EE0002874-F).

18. Fredriksson Möller B, Ståhl K, Molin A. Bio2g - A Full-scale Reference Plant for Production of Bio-Sng (Biomethane) Based on Thermal Gasification of Biomass in Sweden. Eur Biomass Conf Exhib Proc. 2013 [cited 2020 Nov 16];1597–600. Available from: <http://www.etaflorence.it/proceedings/?detail=9099>
19. Thyssen Krupp. BioTfuel: The biofuel of the future comes from waste. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://engineered.thyssenkrupp.com/en/biotfuel-the-biofuel-of-the-future-comes-from-waste/>
20. Total. BioTfuel: developing Second-Generation Biofuels | Total.com. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.total.com/energy-expertise/projects/bioenergies/biotfuel-converting-plant-wastes-into-fuel#>
21. Eberhard M, Santo U, Michelfelder B, Günther A, Weigand P, Matthes J, et al. The bioliq® Entrained-Flow Gasifier – A Model for the German Energiewende. ChemBioEng Rev. 2020 Aug 17 [cited 2020 Nov 16];7(4):106–18. Available from: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/cben.202000006>
22. Dahmen N, Abeln J, Eberhard M, Kolb T, Leibold H, Sauer J, et al. The bioliq process for producing synthetic transportation fuels. Wiley Interdiscip Rev Energy Environ. 2017 May 1 [cited 2018 Feb 9];6(3). Available from: <http://doi.wiley.com/10.1002/wene.236>
23. Landälv I, Gebart R, Marke B, Granberg F, Furusjö E, Löwnertz P, et al. Two years experience of the BioDME Project - A Complete Wood to Wheel Concept. In: 3rd International conference on thermochemical (TC) biomass conversion science, Chicago, USA, 3-6 Sep 2013. Chicago: Gas Technology Institute; 2013.
24. Jafri Y, Furusjö E, Kirtania K, Gebart R. Performance of an entrained-flow black liquor gasifier. Energy & Fuels. 2016;30(4):3175–3185.
25. Jafri Y, Wetterlund E, Mesfun S, Rådborg H, Mossberg J, Hultberg C, et al. Combining Expansion in Pulp Capacity with Production of Sustainable Biofuels – Techno-economic and GHG Emissions Assessment of Drop- in Fuels from Black Liquor Part-Streams. Appl Energy. 2020;279:115879.
26. Jafri Y, Wetterlund E, Anheden M, Kulander I, Håkansson Å, Furusjö E. Multi-aspect evaluation of integrated forest-based biofuel production pathways: Part 2. economics, GHG emissions, technology maturity and production potentials. Energy. 2019 [cited 2019 Feb 20];172:1312–28. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219302257>
27. Jafri Y, Wetterlund E, Anheden M, Kulander I, Håkansson Å, Furusjö E. Multi-aspect evaluation of integrated forest-based biofuel production pathways: Part 1. Product yields & energetic performance. Energy. 2019;166:401–13. Available from: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218319893>
28. Alamia A, Larsson A, Breitholtz C, Thunman H. Performance of large-scale biomass gasifiers in a biorefinery, a state-of-the-art reference. Int J Energy Res. 2017;41:2001–19.
29. Carvalho L, Lundgren J, Wetterlund E, Wolf J, Furusjö E. Methanol production via black liquor co-gasification with expanded raw material base – Techno-economic assessment. Appl Energy. 2018;225:570–84.
30. Hannula I, Kurkela E. Liquid transportation fuels via large-scale fluidised-bed gasification of

- lignocellulosic biomass. Espoo; 2013. (VTT TECHNOLOGY 91). Available from: <https://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2013/T91.pdf>
31. Haldor Topsoe. Topsoe to build demonstration plant to produce cost-competitive CO₂-neutral methanol from biogas and green electricity. 2019 [cited 2020 Jan 25]. Available from: <https://blog.topsoe.com/topsoe-to-build-demonstration-plant-to-produce-cost-competitive-co2-neutral-methanol-from-biogas-and-green-electricity>
 32. IRENA. Hydrogen From Renewable Power: Technology outlook for the energy transition. Abu Dhabi; 2018. Available from: www.irena.org
 33. Schmidt O, Gambhir A, Staffell I, Hawkes A, Nelson J, Few S. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *Int J Hydrogen Energy*. 2017;42(52):30470–92. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
 34. Hauch A, Küngas R, Blennow P, Hansen AB, Hansen JB, Mathiesen B V., et al. Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. *Science* (80-). 2020;370(6513).
 35. Neste. Neste invests in Sunfire, leading technology developer of high-temperature electrolysis and Power-to-X solutions | Neste. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.neste.com/releases-and-news/climate-change/neste-invests-sunfire-leading-technology-developer-high-temperature-electrolysis-and-power-x>
 36. Haldor Topsoe. Article in Science: Solid oxide electrolysis cell technology to unlock the full potential of renewable power. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://blog.topsoe.com/article-in-science-solid-oxide-electrolysis-cell-technology-to-unlock-the-full-potential-of-renewable-power>
 37. Methanol Institute. The Methanol Industry | Methanol Institute | www.methanol.org. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.methanol.org/the-methanol-industry/>
 38. Södra. Biometanol. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.sodra.com/sv/se/bioprodukter/biometanol/>
 39. Enkern. Facilities & Projects | Clean Technology Around the World | Enkern. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://enkern.com/company/facilities-projects/>
 40. Liquid Wind. CO₂ secured for first eFuel facility — Liquid Wind - eMPowering our Future. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.liquidwind.se/news/ovikenergi>
 41. Gogate MR. Methanol-to-olefins process technology: current status and future prospects. *Pet Sci Technol*. 2019;37(5):559–65. Available from: <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1555589>
 42. Exxon Mobil. MTG fact sheet. 2020. Available from: <https://www.exxonmobilchemical.com/en/catalysts-and-technology-licensing/synthetic-fuels>
 43. Haldor Topsoe. Gasoline synthesis | TIGAS™ | Haldor Topsoe. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.topsoe.com/processes/gasoline-synthesis/tigas>
 44. Kianfar E, Hajimirzaee S, mousavian S, Mehr AS. Zeolite-based catalysts for methanol to gasoline process: A review. *Microchem J*. 2020;156(September 2019):104822. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.microc.2020.104822>
 45. Axens. Gasel - Technology for premium quality, drop-in alternative fuels from biomass, waste, and gas. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.axens.net/product/technology-licensing/10101/gasel.html>

46. Ineratec. Ineratec e-fuels for sustainable mobility. 2020. p. 10. Available from: https://ineratec.de/wp-content/uploads/2020/11/ineratec_ptlpioneers_info_en.pdf
47. Red Rock Biofuels. Lakeview Site – Red Rock Biofuels. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.redrockbio.com/lakeview-site/>
48. Velocys. Velocys completes Red Rock Biofuels reactor order | Velocys. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.velocys.com/2020/08/03/velocys-completes-red-rock-biofuels-reactor-order/>
49. Velocys. Altalto . [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.velocys.com/projects/altalto/>
50. Wetterlund E, Jafri Y, Furusjö E, Mesfun S, Mossberg J, Hulteberg C, et al. Drop-in fuels from black liquor part streams – bridging the gap between short- and long-term technology tracks. Göteborg; 2020.
51. Brown A, Waldheim L, Landälv I, Saddler JN, Ebadian M, MacMillan JD, et al. Advanced Biofuels – Potential for Cost Reduction. 2020. (IEA Bioenergy: Task 41: 2020:01).
52. Shell. Personal communication: Sean McBean and Jean Cadu. 2020.
53. IRENA. Hydrogen : a Renewable Energy Perspective. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; 2019. Available from: www.irena.org/publications
54. Brynolf S, Taljegard M, Grahn M, Hansson J. Electrofuels for the transport sector: A review of production costs. Vol. 81, Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier Ltd; 2018. p. 1887–905.
55. Schemme S, Breuer JL, Köller M, Meschede S, Walman F, Samsun RC, et al. H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production. Int J Hydrogen Energy. 2020;45(8):5395–414.
56. Benjaminsson G, Benjaminsson J, Bengtsson N. Decentraliserad produktion av pyrolysolja för transport till storskaliga kraftvärmeverk och förgasningsanläggningar. 2013.
57. Eschenbacher A, Myrstad T, Bech N, Duus JØ, Li C, Jensen PA, et al. Co-processing of wood and wheat straw derived pyrolysis oils with FCC feed—Product distribution and effect of deoxygenation. Fuel. 2020;260(October 2019):116312. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116312>
58. Pinho A de R, de Almeida MBB, Mendes FL, Casavechia LC, Talmadge MS, Kinchin CM, et al. Fast pyrolysis oil from pinewood chips co-processing with vacuum gas oil in an FCC unit for second generation fuel production. Fuel. 2017;188:462–73. Available from: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0016236116309802>
59. Pinho ADR, De Almeida MBB, Mendes FL, Ximenes VL, Casavechia LC. Co-processing raw bio-oil and gasoil in an FCC Unit. Fuel Process Technol. 2015;131:159–66. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuproc.2014.11.008>
60. BTG Biomass Technology Group. Personal communication: Gerhard Muggen, Tijs Lammens, Bert van de Belt. 2020.
61. Bezergianni S, Dimitriadis A, Kikhtyanin O, Kubička D. Refinery co-processing of renewable feeds. Prog Energy Combust Sci. 2018;68:29–64.
62. Lindfors C, Paasikallio V, Kuoppala E, Reinikainen M, Oasmaa A, Solantausta Y. Co-processing of dry bio-oil, catalytic pyrolysis oil, and hydrotreated bio-oil in a micro activity test unit.

Energy and Fuels. 2015;29(6):3707–14.

63. Han Y, Gholizadeh M, Tran CC, Kaliaguine S, Li CZ, Olarte M, et al. Hydrotreatment of pyrolysis bio-oil: A review. *Fuel Process Technol.* 2019;195(June):106140.
64. Jones S, Snowden-Swan L, Meyer P, Zacher A, Olarte M, Wang H, et al. Fast Pyrolysis and Hydrotreating: 2015 State of Technology R&D and Projections to 2017. Richland, Washington 99352; 2016.
65. Jones S, Meyer P, Snowden-Swan L, Padmaperuma A, Tan E, Dutta A, et al. Process Design and Economics for the Conversion of Lignocellulosic Biomass to Hydrocarbon Fuels - Fast Pyrolysis and Hydrotreating Bio-oil Pathway. Vol. PNNL-23053. Richland, Washington; 2013.
66. Dutta A, Sahir A, Tan E, Humbird D, Snowden-swan LJ, Meyer P, et al. Process Design and Economics for the Conversion of Lignocellulosic Biomass to Hydrocarbon Fuels Fast Pyrolysis Vapors Process Design and Economics for the Conversion of Lignocellulosic Biomass to Hydrocarbon Fuels Thermochemical Research Pathways with In. Golden, CO; 2015. (NREL/TP-5100-62455). Available from: <http://www.osti.gov/servlets/purl/1215007/>
67. Ajam M, Woolard C, Viljoen CL. BIOMASS PYROLYSIS OIL AS A RENEWABLE FEEDSTOCK FOR BIO-JET FUEL. In: IASH 2013, the 13TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON STABILITY, HANDLING AND USE OF LIQUID FUELS. 2013.
68. Ensyn. Ensyn Receives Key Regulatory Approval for its Renewable Gasoline. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <http://www.ensyn.com/uploads/6/9/7/8/69787119/part-79-gasoline-press-release-as-issued-rev.pdf>
69. Honeywell UOP. Personal communication: Dan Szeezil. 2020.
70. Prussi M, Yugo M, De Prada L, Padella M, Edwards M. JEC Well-To-Wheels report v5. Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2020. 129 p. Available from: <http://dx.doi.org/10.2760/100379>
71. Prussi M, Yugo M, De Prada L, Padella M, Edwards M, Lonza L. JEC Well-to-Tank report v5. Luxembourg: Publications Office of the European Union; 2020. 248 p.
72. Shell. IH² TECHNOLOGY. 2020. Available from: <https://www.shell.com/business-customers/catalysts-technologies/licensed-technologies/benefits-of-biofuels/ih2-technology.html>
73. Marker TL, Felix LG, Linck MB, Roberts MJ. Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion (IH 2) for the Direct Production of Gasoline and Diesel Fuels or Blending Components from Biomass , Part 1 : Proof of Principle Testing. *Environ Prog Sustain Energy.* 2012;31(2):191–9.
74. Marker TL, Felix LG, Linck MB, Roberts MJ, Ortiz-toral P, Wangerow J. Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion (IH 2) for the Direct Production of Gasoline and Diesel Fuels or Blending Components from Biomass , Part 2 : Continuous Testing. *Environ Prog Sustain Energy.* 2014;33(3):762–8.
75. Del Paggio A. IH² Technology. In: Advanced Biofuels Conference, Gothenburg 18-20 September. Stockholm: Svebio; p. 1–22.
76. Shell. IH² Technology fact sheet. 2019. Available from: <https://www.shell.com/ih2>
77. Urade V, Rao M, Balam H, Narasimhan L, Del Paggio A. Quality of Transportation Fuels from the IH2[®] Process. In: 4th International conference on thermochemical (TC) biomass conversion science, Chicago, USA, 2-5 November. Chicago: Gas Technology Institute; 2015.

78. Meerman JC, Larson ED. Negative-carbon drop-in transport fuels produced via catalytic hydropyrolysis of woody biomass with CO₂ capture and storage. *Sustain Energy Fuels*. 2017;1:866–81. Available from: <http://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2017/se/c7se00013h>
79. Furusjö E, Jafri Y, Wetterlund E, Anheden M, Kulander I, Wallinder J, et al. Tekno-ekonomisk utvärdering av kortsiktiga och långsiktiga teknikspår för integrerad biodrivmedelsproduktion - Sammanfattningsrapport. Göteborg; 2018. (f3 2018:08).
80. Furusjö E, Jafri Y, Wetterlund E, Anheden M, Kulander I, Wallinder J, et al. Techno-economics of long and short term technology pathways for renewable transportation fuel production - detailed report. Göteborg; 2018. (f3 2018:09).
81. Biomass Magazine. Pöyry awarded contract for Biozin plant in Norway. *Biomass Magazine*. 2018 [cited 2018 Oct 15]. Available from: <http://biomassmagazine.com/articles/15580/poyry-awarded-contract-for-biozin-plant-in-norway>
82. European Commission. Building up the future, technology status and reliability of the value chains. Maniatis K, Landälv I, Waldheim L, van den Heuvel E, Kalligeros S, editors. Brussels: European Commission; 2017. Available from: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f1c977d1-67a4-11e8-ab9c-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-71250251>
83. Biozin Holding AS. Industrial partners creating the way from forest to advanced biofuel Clean energy from Norwegian forest. In: Zerokonferansen 2019, 6-7 November, Oslo. Oslo: Zero; 2019.
84. Preem. Personal communication: Åsa Håkansson. 2020.
85. Tan ECD, Marker TL, Roberts MJ. Direct Production of Gasoline and Diesel Fuels from Biomass via Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion Process — A Techno-economic Analysis. 2014;33(2):609–17.
86. Nguyen T Van, Clausen LR. Techno-economic analysis of polygeneration systems based on catalytic hydropyrolysis for the production of bio-oil and fuels. *Energy Convers Manag*. 2019 Mar 15;184:539–58.
87. Toor SS, Rosendahl L, Rudolf A. Hydrothermal liquefaction of biomass: A review of subcritical water technologies. *Energy*. 2011;36(5):2328–42.
88. Gollakota ARKK, Kishore N, Gu S. A review on hydrothermal liquefaction of biomass. *Renew Sustain Energy Rev*. 2018;81(May 2017):1378–92. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.178>
89. Hoffmann J, Uhrenholt C, Rosendahl LA. Co-processing potential of HTL bio-crude at petroleum refineries – Part 1 : Fractional distillation and characterization. *Fuel*. 2016;165:526–35. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.094>
90. Silva Green Fuel. Silvagreenfuel. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.silvagreenfuel.no/>
91. Licella. Licella Enter into New Joint Venture with Canfor to Form Arbios Biotech – Licella. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.licella.com.au/news/licella-enter-into-new-joint-venture-with-canfor-to-form-arbios-biotech/>
92. Haghighat P, Montanez A, Aguilera GR, Rodriguez Guerrero JK, Karatzos S, Clarke MA, et al. Hydrotreating of Hydrofaction™ biocrude in the presence of presulfided commercial

- catalysts. *Sustain Energy Fuels*. 2019 Feb 27 [cited 2020 Nov 18];3(3):744–59. Available from: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2019/se/c8se00439k>
93. Jensen CU, Hoffmann J, Rosendahl LA. Co-processing potential of HTL bio-crude at petroleum refineries. Part 2: A parametric hydrotreating study. *Fuel*. 2015;165:536–43. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2015.08.047>
 94. Pedersen TH, Hansen NH, Pérez OM, Cabezas DEV, Rosendahl LA. Renewable hydrocarbon fuels from hydrothermal liquefaction: A techno-economic analysis. *Biofuels, Bioprod Biorefining*. 2017;12:213–23.
 95. Rinaldi R, Jastrzebski R, Clough MT, Ralph J, Kennema M, Bruijnincx PCA, et al. Paving the Way for Lignin Valorisation: Recent Advances in Bioengineering, Biorefining and Catalysis. *Angew Chemie - Int Ed*. 2016;55(29):8164–215.
 96. Schutyser W, Renders T, Van Den Bosch S, Koelewijn SF, Beckham GT, Sels BF. Chemicals from lignin: An interplay of lignocellulose fractionation, depolymerisation, and upgrading. *Chem Soc Rev*. 2018;47(3):852–908. Available from: <http://dx.doi.org/10.1039/C7CS00566K>
 97. Löfstedt J, Dahlstrand C, Orebom A, Meuzelaar G, Sawadjoon S, Galkin M V., et al. Green Diesel from Kraft Lignin in Three Steps. *ChemSusChem*. 2016;9(12):1392–6.
 98. Renfuel. Personal communication: Joseph Samec. 2020.
 99. SCA. Personal communication: Josefine Nilsson, Therese Nylander. 2020.
 100. Bioenergy International. Total to invest EUR 500m in Grandpuits zero-crude biorefining platform. Bioenergy International. 2020. Available from: <https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/total-to-invest-eur-500m-in-grandpuits-conversion-into-a-zero-crude-biorefining-platform>
 101. St1. St1 bygger bioraffinaderi för förnybar diesel och flygbränsle - St1. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.st1.se/St1-bygger-bioraffinaderi-fornybar-diesel-och-flygbransle>
 102. Tidningen Bioenergi. Preem planerar för Sveriges största anläggning för förnybar diesel och flygbränsle | Bioenergitudningen. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://bioenergitudningen.se/biodrivmedel-transport/preem-planerar-for-sveriges-storsta-anlaggning-for-fornybar-diesel-och-flygbransle>
 103. Neste. Neste Singapore Expansion Project. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.neste.com/neste-in-singapore-and-asia-pacific/journeytozerostories/singapore-expansion-project>
 104. Bioenergy International. Repsol selects Axens Vegan tech for Cartagena biorefinery project | Bioenergy International. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://bioenergyinternational.com/technology-suppliers/repsol-selects-axens-vegan-tech-for-cartagena-biorefinery-project>
 105. Preem. Synsat-projektet - Preem.se. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.preem.se/om-preem/hallbarhet/synsat-projektet/>
 106. Neste. Neste Oil adds NExBTL renewable naphtha suitable for producing bioplastics to its corporate customer product range. 2012. Available from: <https://www.neste.com/neste-oil-adds-nexbtl-renewable-naphtha-suitable-producing-bioplastics-its-corporate-customer>
 107. Furusjö E, Lundgren J. Utvärdering av produktionskostnader för biodrivmedel med hänsyn till reduktionsplikten. Göteborg; 2017. (f3 2017:17).

108. Honeywell UOP. Honeywell UOP Renewable Fuels Leads Refinery Renaissance. 2020 [cited 2020 Nov 20]. Available from: <https://uop.honeywell.com/en/industry-solutions/renewable-fuels/honeywell-uop-renewable-fuels-leads-refinery-renaissance>
109. Mossberg J, Pettersson K, Furusjö E, Baky A, Klintbom P. Perspektiv på svenska förnybara drivmedel -. Uppsala; 2019.
110. Oil & Gas 360. Pearson Fuels Partners with World Energy to Deliver An Advanced E85 Flex Fuel. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.oilandgas360.com/pearson-fuels-partners-with-world-energy-to-deliver-an-advanced-e85-flex-fuel/>
111. Vertimass. Vertimass Technologies. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.vertimass.com/vertimass-technologies/>
112. Li Z, Lepore A, Davison BH, Narula CK. Catalytic Conversion of Biomass-Derived Ethanol to Liquid Hydrocarbon Blendstock: Effect of Light Gas Recirculation. Energy and Fuels. 2016;30(12):10611–7.
113. Eco-Oil. Personal communication: Jyri-Pekka Mikkola, Kent van Klint. 2020.
114. Mikkola J-P, Samikannu A, Siljebo W, van Klint K. WO2017111691A1 - Conversion of alcohols to hydrocarbons using a dual catalyst system comprising basic oxide on mixed oxide or mesoporous carrier and etched metal loaded zeolite catalyst - Google Patents. Google patents. 2017 [cited 2020 Nov 20]. Available from: <https://patents.google.com/patent/WO2017111691A1/en>
115. Tao L, Markham JN, Haq Z, Biddy MJ. Techno-economic analysis for upgrading the biomass-derived ethanol-to-jet blendstocks. Green Chem. 2017;19(4):1082–101.
116. Audi. Audi advances e-fuels technology: new “e-benzin” fuel being tested | Audi MediaCenter. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.audi-mediacycenter.com/en/press-releases/audi-advances-e-fuels-technology-new-e-benzin-fuel-being-tested-9912>
117. Audi. Audi steps up research into synthetic fuels. [cited 2018 Aug 30]. Available from: <https://www.audi-mediacycenter.com/en/press-releases/audi-steps-up-research-into-synthetic-fuels-9546>
118. REWOFUEL. REWOFUEL - RESidual soft WOOD conversion to high characteristics drop-in bioFUELS . [cited 2020 Dec 18]. Available from: <http://www.rewofuel.eu/>
119. Global Bioenergies. Isobutene process. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.global-bioenergies.com/group/isobutene-process/?lang=en>
120. Neste. NEX PROCESS TECHNOLOGIES Isobutylene to Premium Octane Value Component Process of Choice for Clean Fuel Component with Excellent Product Value. Available from: <https://www.neste.com/sites/neste.com/files/attachments/nexoctane.pdf>
121. Gevo. Isobutanol Production Facility in Luverne, Minnesota. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://gevo.com/about-gevo/our-plants/luverne/>
122. Biofuels Digest. Renmatix, Gevo ink deal to develop cellulosic hydrocarbons for jet fuel, gasoline markets : Biofuels Digest. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.biofuelsdigest.com/bdigest/2018/12/06/renmatix-gevo-ink-deal-to-develop-cellulosic-hydrocarbons-for-jet-fuel-gasoline-markets/>
123. Gevo. Learn About Bio-Based Gasoline for High-Performance Engines. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://gevo.com/products/renewable-gasoline/>

124. Merrow EW, Phillips KE, Myers CW. Understanding Cost Growth and Performance Shortfalls in Pioneer Process Plants. Santa Monica, CA, USA; 1981.
125. European Commission. Building up the future, Cost of Biofuel. Maniatis K, Landälv I, Waldheim L, van den Heuvel E, Kalligeros S, editors. Brussels: European Commission; 2017. 1–71 p. Available from: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/13e27082-67a2-11e8-ab9c-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-71250236>
126. Energimyndigheten. Energiläget 2020. Eskilstuna; 2020.
127. Jordbruksverket. Kalkyler för energigrödor 2019. Jönköping; 2017.
128. Wetterlund E, Falde M, Pettersson K, Olofsson J, Börjesson P, Lundgren J. Bewhere - Stakeholder analysis of biofuel production in Sweden. Göteborg; 2017. Available from: www.f3centre.se
129. Claesson S, Duvemo K, Lundström A, Wikberg P-E. Skogliga konsekvensanalyser 2015 – SKA 15. Jönköping, Sweden: Swedish Forest Agency; 2015.
130. Ahlgren S, Björnsson L, Prade T, Lantz M. Biofuels From Agricultural Biomass-Land Use Change in a Swedish Perspective. Göteborg; 2017. Available from: www.f3centre.se
131. IEA. Technology Roadmap - Delivering Sustainable Bioenergy. Abu Dhabi; 2017. Available from: www.iea.org
132. Välimäki E, Niemi P, Haaga K. A case study on the effects of lignin recovery on recovery boiler operation. In: International Chemical Recovery Conference; Williamsburg, VA, 29 March-1 April 2010. 2010.
133. Skogsindustrierna. Statistik - Produktion och handel med massa. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.skogsindustrierna.se/om-skogsindustrin/branschstatistik/massa-produktion-och-handel>
134. Thuresson T, Johansson A. Bioenergi från skog och skogsindustri. Pöyry på uppdrag av Skogsindustrierna; 2016.
135. Warren CR, Burton R, Buchanan O, Birnie R V. Limited adoption of short rotation coppice: The role of farmers' socio-cultural identity in influencing practice. J Rural Stud. 2016;45:175–83.
136. Geerolf L. The Biogas Sector Development: Current and Future Trends in Western and Northern Europe. KTH Royal institute of Technology; 2018. Available from: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1198846/FULLTEXT01.pdf>
137. European Biogas Association. The 'European Biomethane Map 2020' shows a 51% increase of biomethane plants in Europe in two year. [cited 2020 Dec 23]. Available from: <https://www.europeanbiogas.eu/the-european-biomethane-map-2020-shows-a-51-increase-of-biomethane-plants-in-europe-in-two-years/>
138. Kampman B, Leguijt C, Scholten T, Tallat-Kelpsaite J, Brückmann R, Maroulis G, et al. Optimal use of biogas from waste streams An assessment of the potential of biogas from digestion in the EU beyond 2020 digestion in the EU beyond 2020. Brussels; 2016.
139. European Commission. EU taxonomy for sustainable activities. 2020 [cited 2020 Dec 18]. Available from: https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/banking-and-finance/sustainable-finance/eu-taxonomy-sustainable-activities_en#201120
140. SCB. Tillförsel och användning av el 2001–2019 (GWh). [cited 2020 Dec 18]. Available from:

- <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-gwh>
141. Regnell A, Ågren R-M, Wolf A, Dotzauer E, Mårtensson E, Johnsson F, et al. Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen. Stockholm; 2019. Available from: <https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vagval-klimat/201910-iva-vagval-for-klimatet-delrapport5-g.pdf>
 142. DNV GL. Renewables, Power and Energy Use. Forecast 2050. 2017. Available from: <https://eto.dnvgl.com/2017/renewables-power>
 143. IEA. Electricity Information: Overview 2019. Statistics IEA. Paris; 2019. Available from: <https://webstore.iea.org/electricity-information-2019>
 144. IEA. World Energy Outlook 2019 – Renewables – Analysis. [cited 2020 Dec 23]. Available from: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/renewables>
 145. IRENA. Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050. International Renewable Energy Agency. 2020. 292 p. Available from: <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
 146. Rodríguez F, Bernard Y, Dornoff J, Mock P. Recommendations for Post-Euro 6 Standards for Light-Duty Vehicles. 2019;(October):1–54.
 147. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2016. Chapter 8 Transportation sector energy consumption.
 148. Energimyndigheten. Scenarier över Sveriges energisystem 2018. Eskilstuna; 2019. Available from: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=133529>
 149. Regeringen. Produktion av biodrivmedel ska främjas. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2020/10/produktion-av-biodrivmedel-ska-framjas/>
 150. Drivkraft Sverige. Bensin – Priser och skatter. [cited 2020 Dec 20]. Available from: <https://drivkraftsverige.se/statistik/priser/bensin/>
 151. Landälv I. Methanol as a Renewable Energy Fuel - A knowledge synthesis. Gothenburg; 2017. Available from: http://www.methanol.org/getdoc/300af053-04bd-4b2a-8dce-f6a3e4c4d4ce/MI-Renewable-Methanol-Pathways-White-Paper_final.aspx
 152. BASF. Steamcracker. 2020 [cited 2020 Dec 3]. Available from: <https://www.basf.com/global/en/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/production/the-production-verbund/Steamcracker.html>
 153. Borealis Stenungsund. Miljörapport 2018. Stenungsund; 2019.
 154. Neste. Neste RE. 2020 [cited 2020 Dec 3]. Available from: <https://www.neste.com/products/all-products/plastics/neste-re>
 155. Hannula I. Hydrogen enhancement potential of synthetic biofuels manufacture in the European context: A techno-economic assessment. Energy. 2016;104:199–212. Available from: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.119>
 156. Thunman H, Seemann M, Vilches TB, Maric J, Ström H, Berndes G, et al. Advanced biofuel production via gasification – lessons years of research activity with Chalmers’ research gasifier and the GoBiGas demonstration plant. Energy Sci Eng. 2018;6(1):6–34.

157. Larsson A, Kuba M, Berdugo Vilches T, Seemann M, Hofbauer H, Thunman H. Dual fluidized bed gasification – typical gas quality and operational strategies derived from industrial-scale plants. *Fuel Process Technol.* 2021;212:106609. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106609>
158. Hu J, Yu F, Lu Y. Application of Fischer–Tropsch Synthesis in Biomass to Liquid Conversion. *Catalysts.* 2012 Jun 15 [cited 2020 Nov 16];2(2):303–26. Available from: <http://www.mdpi.com/2073-4344/2/2/303>
159. Bokinge P, Heyne S, Nyström I, Hentschel J, Magnus E, Skaret-Thoresen L, et al. Nordic P2X for Sustainable Road Transport. วารสารสังคมศาสตร์วิชาการ. Oslo; 2020.
160. US DOE. Integrated Strategies to Enable Lower-Cost Biofuels. 2020.
161. Ardiyanti AR, Bykova M V., Khromova SA, Yin W, Venderbosch RH, Yakovlev VA, et al. Ni-Based Catalysts for the Hydrotreatment of Fast Pyrolysis Oil. *Energy and Fuels.* 2016 Mar 17 [cited 2020 Nov 4];30(3):1544–54. Available from: <https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.energyfuels.5b02223>
162. Narula CK, Li Z, Casbeer EM, Geiger RA, Moses-Debusk M, Keller M, et al. Heterobimetallic Zeolite, InV-ZSM-5, Enables Efficient Conversion of Biomass Derived Ethanol to Renewable Hydrocarbons. *Sci Rep.* 2015 Nov 3;5.
163. The World Bank. Forest area (% of land area) - Sweden, World | Data. [cited 2020 Dec 18]. Available from: <https://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.FRST.ZS?locations=SE-1W>
164. Byman K. Fem vägval för Sverige, IVA. 2016. Available from: <http://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-el/201606-iva-vagvalel-slutrapport-j.pdf>