

Slutrapport

Energimyndighetens titel på projektet – svenska
Klassificering och hållbarhetskriterier för förnybara drivmedel i EU – vad gäller egentligen?

Energimyndighetens titel på projektet – engelska
Classification and sustainability criteria for renewable fuels in the EU – what actually applies?

Organisation
Research Institutes of Sweden (RISE)
Energisystemanalys
Sven Hultins plats 5, 412 58 Göteborg

Namn på projektledare
Karin Pettersson

Namn på eventuella övriga projektdeltagare
Clara Wickman

Nyckelord
Förnybartdirektivet, RED, policy, LCA, växthusgasberäkning,
klassificering, drivmedel

Förord

Det här projektet, *Klassificering och hållbarhetskriterier för förnybara drivmedel i EU – vad gäller egentligen?*, pågick mellan oktober 2023 och juli 2025 och finansierades av Energimyndigheten via forskningsprogrammet Bio+.

Vi vill rikta ett stort tack till vår referensgrupp för deras engagemang, värdefulla inspel och kommentarer under projektets gång. Referensgruppen bestod av Noak Westerberg från Energimyndigheten, Joakim Jakobsson från Liquid Wind, Åsa Håkansson från Drivkraft Sverige, Marlene Burwick från St1, Anders Lorén från Green-On och Muhammed Rizwan Aboobacker från Preem. Tack även till Ingrid Nyström, Chalmers Industriteknik, för engagemang och feedback i projektet.

Vi vill även rikta ett stort tack till Johan Ahlström och Erik Furusjö som var med och initierade och utvecklade den här projektidén tillsammans med oss.

Göteborg, 9 september 2025

Karin Pettersson och Clara Wickman

Innehållsförteckning

Förkortningar och begrepp	5
Sammanfattning	6
Summary	11
1 Inledning	16
1.1 Syfte	17
1.2 Specifika frågeställningar	17
1.3 Tillvägagångssätt	17
1.4 Avgränsningar	18
1.5 Läsanvisningar	18
1.6 Relaterade studier	19
2 Förnybartdirektivet (RED)	20
2.1 Centrala dokument kopplat till RED	20
2.2 Olika typer av bränslen enligt RED	21
2.3 Kvoter och mål inom transportsektorn	23
3 Andra EU-direktiv och nationella förordningar	24
3.1 ReFuelEU Aviation	24
3.2 FuelEU Maritime	25
3.3 EU ETS / EU ETS2	26
3.4 Reduktionsplikten	26
3.5 Skatteundantaget för biodrivmedel och biogas	26
4 Metodik för kvantifiering av klimatpåverkan	28
4.1 Biodrivmedel enligt RED	28
4.2 Biogas enligt RED	30
4.3 RFNBO och RCF enligt RED	30
4.4 Jämförelse av RED och ISO	32
5 Oklarheter kring hantering av överskottsvärme och el	36
5.1 Överskottsvärme	36
5.2 El från nätet	38

6	Exemplifiering av oklarheter och dess konsekvenser	42
6.1	Integrerade (biodrivmedels-) anläggningar.....	43
6.2	Elektrobränslen	57
6.3	Bioelektrobränslen	62
6.4	Jämförelse av elektro- och bioelektrobränslen.....	65
6.5	Drivmedel producerat av förnybar vätgas och fossil råvara	72
6.6	Återvunna kolbaserade bränslen - RCF	75
6.7	Drivmedel från blandat avfall	79
7	Svar på specifika frågeställningar	88
8	Slutsatser och reflektioner	90
8.1	Ytterligare reflektioner.....	91
9	Rekommendationer	94
9.1	Generella.....	94
9.2	Utsläppsfaktorer för biomassa och el.....	94
9.3	Integrerade anläggningar och överskottsvärme	95
9.4	Elektrobränslen och förnybar vätgas.....	95
9.5	Bioelektrobränslen	96
9.6	RCF	97
9.7	Drivmedel från blandat avfall	98
10	Publikationslista	99
11	Referenser, källor	100
	Bilaga A	105
	Kompensation av kväve från GROT-uttag.....	105

Förkortningar och begrepp

Avancerade biodrivmedel	Biodrivmedel från råvaror som listas i bilaga IX del A i RED. Dessa råvaror består huvudsakligen av avfall och restprodukter från skog, jordbruk och industri.
CCU	Infångning och användning av koldioxid. Från den engelska förkortningen av Carbon Capture and Utilisation.
DA	Syftar i den här rapporten på "delegerad akt" och mer specifikt på de två delegerade akter till RED som rör definitionsregler för RFNBO (DA1) och beräkningsregler för RFNBO och RCF (DA2).
GROT	Grenar och toppar, d.v.s. restprodukter från skogsbruk som kan användas för att producera avancerade biodrivmedel.
ISO	Syftar i den här rapporten på standarderna från the International Organization for Standardization, för beräkning av miljöpåverkan från produkter (ISO 14040 och 14044).
KVV	Kraftvärmeverk.
Markanvändningseffekt	Klimatpåverkan från indirekt markanvändning. I denna rapport används detta för användning av GROT. Värdet representerar den årliga skillnaden mellan att ta ut GROT och släppa ut koldioxid till atmosfären samma år, och att lämna GROTen i skogen för att förmultna under en längre tidsperiod.
RCF	Återvunna kolbaserade bränslen. Från den engelska förkortningen av Recycled Carbon Fuels.
RED	Förnybartdirektivet. Från den engelska förkortningen av Renewable Energy Directive.
RFNBO	Förnybara bränslen från icke-biologiskt ursprung. Från den engelska förkortningen av Renewable Fuels of Non-Biological Origin.
SAF	Hållbart flygbränsle. Från den engelska förkortningen av Sustainable Aviation Fuel.
Sambearbetning	Ett begrepp i DA2. Betyder att RFNBO eller RCF delvis ersätter en konventionell insatsvara i en process, och då gäller vissa specifika regler. En drivmedelsprocess kan alltså generera flera typer av bränslen utan att uppfylla reglerna för sambearbetning, till exempel vid förgasning av avfall som genererar biodrivmedel och RCF. Kallas "co-processing" på engelska.
Samprodukt	Biprodukter från tillverkning av ett drivmedel. Dessa är önskade biprodukter från tillverkningen, till skillnad från restprodukter.

Sammanfattning

Kort sammanfattning

Genom förnybartdirektivet (RED) främjar EU användningen av förnybara bränslen. RED innehåller en standardiserad metod för att klassificera och beräkna växthusgasutsläpp från bränslen. Det finns dock osäkerheter kring tillämpningen i vissa fall, till exempel vid blandade råvaror eller integrerade anläggningar. I detta projekt har RED kartlagts för att identifiera värdekedjor där olika tolkningar är möjliga och vilka konsekvenser detta kan få. Även REDs förmåga att premiera resurseffektiva koncept har utvärderats.

Flera områden har identifierats där vi anser att förtydliganden och ändringar behöver göras för att RED ska kunna fungera som ett styrmedel som driver en hållbar omställning av energisystemet på ett effektivt sätt. De generella slutsatserna från projektet kan sammanfattas på följande sätt:

- RED saknar förtydliganden och konkreta exempel och är därför överlag svårtolkat
- RED är inkonsekvent
- RED premierar inte alltid resurs-, energi- och klimateffektiva koncept

Projektet har därför tagit fram rekommendationer för att RED ska bli tydligare, mer konsekvent och bättre premiera resurseffektivitet.

Bakgrund och syfte

För att säkerställa att bränslen är hållbara inkluderar förnybartdirektivet (RED) en standardiserad metodik för att klassificera och beräkna växthusgasutsläpp från bränslen. Det råder dock oklarheter kring hur metoden ska appliceras i flera fall, till exempel vid blandande råvaror eller för integrerade anläggningar.

Hur man klassificerar ett bränsle påverkar till exempel vilka mål och kvoter ett bränsle kan vara med och uppfylla och därmed också efterfrågan och marknaden för bränslet. Även hur man räknar och kvantifierar klimatpåverkan påverkar efterfrågan och betalningsviljan för olika bränslen vid tillämpning av reduktionsplikter, då en hög växthusgaspresentanda (enligt RED) renderar en högre betalningsvilja.

I det här projektet har RED kartlagts för att identifiera för vilka typer av värdekedjor det finns utrymme för tolkning samt vilka konsekvenser det kan få. Utifrån ett antal exempel på processkoncept har projektet studerat olika tolkningar och dess konsekvenser. Även REDs förmåga att premiera resurseffektiva koncept har utvärderats. Huvudfokus har varit på nya processkoncept, inklusive integrerade anläggningar, för produktion av avancerade biodrivmedel och elektrobränslen.

Slutsatser

Flera områden har identifierats där vi anser att förtydliganden och ändringar behöver göras för att RED ska kunna fungera som ett styrmedel som driver en hållbar omställning av energisystemet på ett effektivt sätt. Slutsatserna från projektet kan sammanfattas på följande sätt:

i. RED saknar förtydliganden och konkreta exempel och är därför överlag svårtolkat

Förutom att det i många fall är svårt att förstå och hitta svaren på vilka regler som gäller, finns det dessutom ett antal oklarheter och öppningar för tolkning, till exempel avseende:

- Hur överskott av värme/ånga från en biodrivmedelsanläggning hanteras vid beräkning av ett drivmedels klimatprestanda.
- Hur man ska räkna på integrerade anläggningar.
- Hur metodiken i REDs huvuddokument ska appliceras tillsammans med metodiken i de delegerade akterna. Vid blandade flöden, som genererar biodrivmedel och RCF, ska bränslet antas ha samma utsläppsintensitet, men det är oklart om det är metodiken för RCF eller biodrivmedel som ska appliceras.
- Vilka utsläppsfaktorer och metodval som ska göras i vissa fall, till exempel gällande el, produktionsförluster för oelastiska varor och allokering av syrgas.

ii. RED är inkonsekvent

- I vissa situationer klassificerar RED olika processer som använder samma typer av råvaror (för att göra samma produkt) på olika sätt, vilket signifikant kan påverka förutsättningarna och incitamenten för olika processkoncept.
- Klimatpåverkan från elanvändning ska beräknas olika beroende på om det är ett biodrivmedel, RFNBO eller RCF.
- Det finns motstridiga regler mellan RED och andra EU-direktiv, till exempel angående regler för allokering av biogena och fossila kolatomer i EU ETS.

iii. RED premierar inte alltid resurs-, energi- och klimateffektiva koncept

- RED fungerar för att säkerställa att förnybar energi och restströmmar används, men fungerar betydligt sämre för att jämföra hållbarhet mellan olika processkoncept.
- Eftersom det i vissa fall är låg eller ingen klimatbelastning för biomassa och el, syns inte effekten av resurseffektiviseringsåtgärder som leder till minskad användning av dem.
- Beräkningar enligt ISO applicerar i högre grad ett livscykelperspektiv, och inkluderar till exempel indirekta utsläpp kopplat till förnybar el och markanvändning. Med ISO erhålls i vissa fall resultat som ger andra slutsatser än beräkningar enligt RED.

Reflektioner

Klassificering och kvantifiering av bränslets klimatpåverkan styr efterfrågan. Därmed har RED möjlighet att verkligen styra mot och premiera resurs-, energi- och klimateffektiva koncept. Detta är dock inte fallet i dagsläget. Klassificeringen är inte konsekvent eller teknikneutral, vilket skapar orättvisa mellan bränslen baserade på samma råvara. Även beräkningen av klimatpåverkan brister: den bör ge incitament till resurseffektivitet och vara tydlig och jämförbar, men RED uppfyller inte dessa krav, vilket försvagar styrmedlets effektivitet.

Vi tycker att reglerna i RED borde ändras så att metodiken i högre utsträckning speglar ett livscykelperspektiv och premierar resurseffektivitet. I dagsläget är dock RED-metodiken främst utformad för att vara ett verktyg för rapportering. Syftet med RED-metodiken (i nuläget) är därmed inte att fungera som en LCA-metod som ska kvantifiera och spegla ett bränsles faktiska miljöpåverkan. Ska man utvärdera ett bränsles klimatpåverkan och hållbarhet, eller jämföra hållbarheten mellan olika koncept, bör man därför inte enbart förlita sig på RED-metodiken. Annan LCA-metodik är sannolikt bättre för detta syfte, till exempel att följa ISO.

Rekommendationer

Utifrån slutsatserna rekommenderas att:

- i. RED förtydligas och kompletteras med konkreta exempel.
- ii. RED görs konsekvent.
- iii. RED ändras för att bättre premiera resurs-, energi- och klimateffektiva koncept.

Vidare har följande mer specifika rekommendationer tagits fram:

Utsläppsfaktorer för biomassa och el

- Klimatpåverkan från elanvändning inom RED bör harmoniseras så att samma regler gäller för biodrivmedel, RFNBO eller RCF.
- Utsläppsfaktorerna för el bör justeras för att inkludera livcykelbaserade utsläpp även från förnybar el.
- Regler som säger att el från nätet räknas som att den har nollutsläpp bör undvikas, då detta varken speglar faktisk klimatpåverkan eller premierar resurseffektiva koncept.
- Det bör beaktas hur biomassa-resurseffektiva koncept som använder biomassa som klassas som restprodukter ska premieras av RED, till exempel genom att inkludera en markanvändningseffekt.

Integrerade anläggningar och överskottsvärme

- Det finns ingenting i RED som behandlar integrerade anläggningar. Här behöver RED kompletteras med hur man generellt ska räkna när en biodrivmedelsanläggning kopplas till en befintlig anläggning och även inkludera konkreta exempel.
- Reglerna och skrivningarna kring överskottsvärme måste ses över och ändras så att det är tydligt när och på vilket sätt överskottsvärme får tillgodoräknas.
- För att premiera resurseffektivitet bör överskottsvärme kunna tillgodoräknas. För värme som används i den egna verksamheten bör substitution kunna användas.

Elektrobränslen och förnybar vätgas

- Reglerna kring möjligheten att allokeras biogena och fossila kolatomer bör harmoniseras mellan EU ETS och RED.
- Det kan argumenteras för att all återanvändning av kol bör tillåtas. Det är i stället inflödet av jungfruligt kol – i form av primära fossila bränslen och insatsvaror – som bör regleras och begränsas. Därför bör

det stoppår som i praktiken föreligger för användandet av fossilbaserad koldioxid efter 2040 slopas.

Bioelektrobränslen

- Enligt RED ska bioelektrobränslen klassificeras som en blandning av biodrivmedel och RFNBO. Det är dock inte helt tydligt om det är energiinnehållet i vätgasen eller mängden förnybar el som krävs för att producera vätgasen som ska användas och detta behöver därför förtydligas.
- För att skapa en konsekvent och teknikneutral klassificering av bränslen bör det införas en distinktion mellan elektrobränsleproduktion kopplat till en *befintlig* respektive *ny* koldioxidkälla (som ett kraftvärmeverk). För elektrobränsleproduktion vid ett nytt kraftvärmeverk ska därmed hela systemet inkluderas och det betraktas och klassificeras som ett bränsle som produceras utifrån råvaran till kraftvärmeverket (som biomassa eller avfall) och el, likt bioelektrobränslen.

Återvunna kolbaserade bränslen, RCF

- För att skapa långsiktiga incitament för att nyttja fossila avfalls- och restflöden till drivmedelsproduktion bör förtydliganden göras om vilka regler som kommer gälla för RCF framöver, samt huruvida RCF kommer inkluderas i fler kvoter för hållbara bränslen.
- Det bör inte införas något stoppår för användning av RCF. Det är istället inflödet av nytt fossilt kol som ska regleras.
- Det finns även flera andra otydligheter i beräkningsmetodik för RCF som bör förtydligas och exemplifieras. Det är särskilt viktigt att förtydliga vilka antaganden som ska göras för produktionsförluster, eftersom dessa antaganden kan få stor påverkan på den slutliga klimatpåverkan från drivmedlet.

Drivmedel från blandat avfall

- Det är oklart vilken metodik som ska tillämpas på drivmedel från blandat avfall. I första hand borde beräkningsreglerna vara konsekventa mellan olika hållbara drivmedel. Hade detta varit fallet, skulle det inte utgöra ett problem att en process genererar en blandning av drivmedel.
- Med nuvarande regelverk, där olika drivmedel ska beräknas på olika sätt, krävs det åtminstone förtydliganden om vilken metod som ska appliceras på drivmedel från blandat avfall som genererar biodrivmedel och RCF.

Summary

Short summary

Through the Renewable Energy Directive (RED), the EU promotes the use of renewable fuels. RED includes a standardized method for classifying and calculating greenhouse gas emissions from fuels. However, uncertainties remain regarding its application in certain cases, for example regarding blended feedstocks and for integrated fuel production facilities. In this project, RED was mapped to identify value chains where different interpretations are possible and to assess their consequences. RED's ability to reward resource-efficient concepts was also evaluated.

Several areas have been identified where we consider that clarifications and amendments are needed for RED to function as a policy instrument that drives a sustainable transition of the energy system in an efficient way. The general conclusions of the project can be summarized as follows:

- RED lacks clarifications and concrete examples and is therefore generally difficult to interpret.
- RED is inconsistent.
- RED does not always reward resource-, energy-, and climate-efficient concepts.

The project has therefore developed recommendations to make RED clearer, more consistent, and better at rewarding resource efficiency.

Background and Aim

To ensure that fuels are sustainable, the Renewable Energy Directive (RED) includes a standardized methodology for classifying and calculating greenhouse gas emissions from fuels. However, uncertainties remain in how the method should be applied in several cases, for example regarding blended feedstocks and for integrated fuel production facilities.

How a fuel is classified affects, for example, which targets and quotas the fuel can help fulfil — and thus also the demand for and the market for the fuel. The way climate impact is calculated and quantified also influences demand and willingness to pay for different fuels when reduction

obligations are applied, since a high greenhouse-gas performance (according to RED) commands a higher willingness to pay.

In this project, RED was mapped to identify for which types of value chains there is room for interpretation in RED and what the consequences of that might be. Using several examples of process concepts, the project examined different interpretations and their implications. RED's ability to reward resource-efficient concepts was also evaluated. The main focus was on new process concepts, including integrated facilities, for producing advanced biofuels and electrofuels.

Conclusions

Several areas have been identified where we consider that clarifications and amendments are needed for RED to function as a policy instrument that drives a sustainable transition of the energy system in an efficient way. The conclusions can be summarized as follows:

i. RED lacks clarifications and concrete examples and is therefore generally difficult to interpret

It is often difficult to understand and to find answers about which rules that apply in RED. Furthermore, there are also a number of ambiguities and openings for interpretation, for example regarding:

- Handling of surplus heat/steam from a biofuel plant when calculating a fuel's climate impact.
- The methodology for calculating fuels from integrated facilities.
- How the RED methodology should be applied alongside the delegated acts, for example when mixed streams generate both biofuels and recycled carbon fuels (RCF).
- Methodological choices in certain cases, such as emission factor for electricity, emission factors for production losses for inelastic goods, and oxygen allocation.

ii. RED is inconsistent

- In some cases, similar processes using the same feedstocks (to produce the same product) are classified differently. This can significantly affect the incentives for different concepts.
- Climate impact from electricity use is calculated differently for biofuels, RFNBOs, and RCFs.
- There are conflicting rules between RED and other EU directives, for example regarding the allocation of biogenic and fossil carbon atoms in the EU ETS.

iii. RED does not always reward resource-, energy-, and climate-efficient concepts

- The RED methodology efficiently promotes the use of renewable energy and residual streams but is a less suitable method for comparing the sustainability across different process concepts.
- Resource efficiency measures are not incentivized for use of resources that are attributed with low or zero climate burden, like electricity for RFNBO (in certain regions) or biomass waste streams.
- The ISO methodology apply a broader life-cycle perspective, including indirect emissions from renewable electricity and land use, and can therefore yield different conclusions than RED in certain cases.

Reflections

The classification and quantification of a fuel's climate impact affect its demand. RED therefore has the potential to steer and reward resource-, energy-, and climate-efficient concepts. In practice, however, it falls short. The classification rules are neither consistent nor technology-neutral, creating unfair comparisons between fuels based on the same feedstock. The climate-impact methodology should incentivize resource efficiency and be clear and comparable, but RED does not meet these criteria, weakening its effectiveness as a policy instrument.

A general recommendation is that the RED methodology should not be used alone to evaluate a fuel's actual climate impact or compare the sustainability across concepts. That is not the purpose of the RED methodology (currently). A life cycle assessment (LCA) aims to quantify a product's actual environmental impact. RED's purpose is different: to provide a method suitable for reporting, while also promoting renewable energy and sustainable feedstocks. To make a more comprehensive assessment of the climate impact and sustainability, or compare the sustainability of different process concepts, other LCA methodologies (such as ISO) are likely better suited.

Recommendations

Based on the conclusions, we recommend that:

- i. The descriptions in RED are clarified and complemented with concrete examples.
- ii. RED is made consistent.
- iii. RED is changed to better reward resource-, energy-, and climate-efficient concepts.

More specific recommendations are described below.

Emission factors for biomass and electricity

- Harmonize the climate impact rules for electricity use so that the same rules apply for biofuels, RFNBO, and RCF.
- Adjust the electricity emission factors to include life-cycle emissions from renewable power.
- Avoid rules treating grid electricity as zero-emission, since this does not reflect the true climate impact nor rewards resource efficiency.
- Ensure that resource-efficient biomass concepts using residual feedstocks are rewarded, for example by including a land-use effect.

Integrated facilities and surplus heat

- RED lacks descriptions of how you should calculate the climate impact of a fuel produced in an integrated process facility. Rules for this need to be introduced, and complemented with concrete examples.
- Revise the description of the rules for surplus heat so it is clear when and how it may be accounted for.
- To promote resource efficiency, surplus heat should be eligible for credit. For heat used within the plant's own operations, substitution should be allowed.

Electrofuels and renewable hydrogen

- The rules on the allocation of biogenic and fossil carbon atoms should be harmonised between the EU ETS and RED.
- Allow all carbon reuse and remove the ban on fossil CO₂ use after 2040. Instead, the inflow of virgin carbon – in the form of primary fossil fuels and feedstocks – should be regulated and limited.

Bio-electrofuels

- According to RED, bio-electrofuels should be classified as a blend of biofuels and RFNBO. Clarifications should be made for the RFNBO if this share is determined based on the energy content of the hydrogen or the amount of renewable electricity required to produce it.
- To establish a consistent and technology-neutral classification of fuels, a distinction should be introduced between electrofuel production linked to an existing versus a new CO₂ source (such as a CHP plant). The latter should be treated as a fuel produced from the feedstock of the CHP plant (e.g. biomass) and electricity, like bio-electrofuels.

Recycled carbon fuels (RCF)

- To create long-term incentives for using fossil waste streams, the rules and future status of RCF should be clarified, including its inclusion in quotas for sustainable fuels.
- No cutoff date for RCF use should be imposed. Only the inflow of new fossil carbon should be regulated.
- Several aspects of the GHG methodology for RCF needs to be specified, especially regarding assumptions for production losses, as they significantly affect the final climate impact.

Fuels from mixed waste

- For fuels from mixed waste, generating more than one type of fuel, it is unclear which rules that should be applied. Ideally, rules should be made consistent across all fuels.
- Under the current framework, where different fuels follow different methodology, there needs to be clearer guidance on which methodology applies when a process yields both biofuels and RCF.

1 Inledning

I syfte att bidra till en ökad användning av förnybar energi, inklusive hållbara bränslen, har EU infört förnybartdirektivet (RED). För att säkerställa att bränslen är hållbara inkluderar RED en standardiserad metodik för att klassificera och beräkna växthusgasutsläpp från bränslen. Denna beräkningsmetodik är en central aspekt av RED eftersom den utgör reglerna för hur bränslets utsläpp rapporteras till myndigheter och beräknas i reduktionsplikten. Det är därför av stor vikt att beräkningsmetodiken är tydlig och appliceras konsekvent, det vill säga att det inte finns några utrymmen för tolkning. Trots det finns det oklarheter i hur reglerna ska appliceras i flera fall, till exempel vid blandande råvaror eller för integrerade anläggningar. Det finns därmed en risk för att olika producenter applicerar olika metoder, eller antaganden, för att uppskatta klimatpåverkan för samma typ av process, vilket försvårar jämförelse mellan resultat. Sådana risker kan skapa problem både för politiska beslutsfattare och individuella aktörer på bränslemarknaden som riskerar att göra felinvesteringar.

Oklarheter är framför allt förekommande kopplat till nya och mer avancerade typer av bränsleprocesser, där reglerna i RED inte är tydligt specificerade. För fristående anläggningar som utgår ifrån en råvara för produktion av ett specifikt bränsle är RED oftast relativt lättolkat. I en framtid där kol- och energieffektivitet måste premieras och resursanvändning minimeras är dock processerna sällan så enkla. Att nyttja en blandning av olika råvaror i en process, eller att värme- och massintegrera drivmedelsproduktionen med existerande anläggningar, är ofta en realitet för att uppnå en energi-, kostnads- såväl som miljöeffektiv process. Dessa typer av processer innebär dock ofta att beräkningarna blir mer komplicerade, och fler antaganden och metodval behöver göras.

Hur man klassificerar och kvantifierar klimatpåverkan för bränslen, kan påverka incitamenten för olika processkoncept och därmed påverka vilka anläggningar som faktiskt i slutändan investeras i och byggs. Klassificering av ett bränsle påverkar till exempel vilka mål och kvoter ett bränsle kan vara med och uppfylla och därmed också efterfrågan och marknaden för bränslet. Även hur man räknar och kvantifierar klimatpåverkan kan påverka efterfrågan och betalningsviljan för olika bränslen vid tillämpning av reduktionsmål, då en hög växthusgasprestanda (enligt RED) renderar en högre betalningsvilja.

Det är med andra ord viktigt hur reglerna i RED är formulerade och att metodiken premierar de koncept som är de mest hållbara och resurseffektiva.

1.1 Syfte

Syftet med det här projektet har varit att kartlägga RED för att identifiera för vilka typer av värdekedjor det finns utrymme för tolkning samt vilka konsekvenser det kan få. Målet har varit att underlätta för svenska aktörer att bedöma sina värdekedjor enligt RED, men även belysa för beslutsfattare på vilket sätt styrmedlen är otydliga och skulle kunna förbättras för att ge tydligare incitament för hållbara koncept.

Utifrån ett antal exempel på processkoncept har följande aspekter av RED studerats:

- Olika tolkningar och dess konsekvenser.
- REDs förmåga att premiera resurseffektiva koncept.
- Hur klassificering och metodik för att kvantifiera klimatpåverkan påverkar incitamenten för olika processkoncept.

1.2 Specifika frågeställningar

Fokus i projektet är på nya processkoncept för produktion av avancerade biodrivmedel eller elektrobränslen och/eller integrerade anläggningar. Utifrån detta har projektet adresserat följande specifika frågeställningar:

- Hur hanteras överskott av värme/ånga från en biodrivmedelsanläggning vid beräkning av växthusgasutsläpp från ett biodrivmedel?
- Hur klassificeras bioelektrobränslen?
- Vilken metodik ska appliceras på drivmedelsproduktion från blandat hushållsavfall?

1.3 Tillvägagångssätt

För att kartlägga RED-metodiken har en generell genomgång av RED samt de delegerade akterna och relaterade dokument gjorts.

Kartläggningen har koncentrerats på att identifiera områden där det är svårt att tyda reglerna och där det kan finnas utrymme för tolkningar.

Utöver den generella genomgången har en mer ingående kartläggning gjorts utifrån ett antal exempel som representerar olika råvaror, processer och typer av bränslen. För dessa exempel har regelverket kartlagts för att identifiera hur bränslena klassificeras och klimatpåverkan ska kvantifieras, men även hur bränslena kan bidra till måluppfyllelse inom RED och relaterade direktiv. Exempelfallen har sedan beräknats enligt de tolkningar som kan göras av metoden och effekten avseende klimatpåverkan och resurseffektivitet utvärderats och jämförts. Analysen av metoden, och hur den premierar klimat- och resurseffektivitet, har även inkluderat jämförande beräkningar enligt ISO-metodiken.

1.4 Avgränsningar

RED, och de relaterade regelverken, är omfattande och skrivningarna ofta komplexa. Av den anledningen har vår kartläggning utgått ifrån specifika frågor och koncept. Att kartlägga alla regler i RED, och de relaterade regelverken, är ett mycket omfattande arbete. Vi har därför utgått från de dokument som vi ansåg vara av betydelse. Med det sagt finns det eventuellt relevanta aspekter och dokument som vi missat i vår granskning, och som hade kunnat bringa ytterligare klarhet i de otydligheter vi identifierat. Det är också möjligt att dokument har tillkommit och regler ändrats efter projektets slut (juni 2025).

I projektet beskriver vi övergripande hur beräkningsmetoden ser ut för olika bränslen och vilka oklarheter kring dem som vi identifierat. Beskrivningen av metoden i den här rapporten är dock inte fullständig, utan fokuserar på att belysa de aspekter av metoden där det finns oklarheter. Beskrivning och analys av vissa aspekter har dessutom utelämnats helt i det här arbetet, bland annat regler för olika grödor till biodrivmedel (som inte klassas som restprodukter) och hur reglerna kring markanvändning ser ut för dessa råvaror.

1.5 Läsanvisningar

Rapporten är strukturerad på följande sätt:

- Avsnitt 2 – 4: övergripande beskrivning av RED, relaterade regelverk och växthusgasberäkningsmetodiken enligt RED och ISO.
- Avsnitt 5: beskrivning av oklarheter kopplat till beräkning av överskottsvärme och el från nätet (som är relevanta för flera typer av processer och bränslen).

- Avsnitt 6: exemplifiering och diskussion av beräknings- och klassificeringsregler för olika bränslen och processkoncept.
- Avsnitt 7 – 9: sammanfattning av svar och slutsatser, samt rekommendationer framåt.

Resultat och diskussion ingår därför framför allt i avsnitt 5 och 6. I avsnitt 6 inleds dessutom varje delavsnitt med en sammanfattning av de viktigaste slutsatserna i en grön ruta.

Vidare är det värt att notera att när det står ”RED” syftar vi på den gällande versionen av förnybartdirektivet 2025 (d.v.s. RED III) om inget annat anges. Blå rutor i rapporten inkluderar utdrag från RED och relaterade dokument. När vi skriver ”beräkningar” syftar vi på beräkningar av ett bränsles växthusgasintensitet.

1.6 Relaterade studier

Flera tidigare studier har belyst konsekvensen av olika metodval för beräkning av växthusgasutsläpp från biodrivmedel, ofta RED jämfört med ISO, till exempel i [29, 34-35], men även med andra internationella bränslestandarder som i [1]. I [34] jämfördes växthusgasutsläpp beräknade enligt RED med bland annat EU:s ramverk för produktmiljöavtryck (PEF) för olika typer av biodrivmedel och identifierade väsentliga skillnader i metodik, till exempel när det kommer till allokering. Dock fokuserar inte [34], eller de andra refererade studierna, på flöden och system av blandat ursprung (såsom avfall eller biomassa och vätgas), industriella restströmmar, koldioxid av biogent och fossilt ursprung, eller integrerade anläggningar. Tidigare studier har inte heller fokuserat på att studera oklarheter i RED, även om oklarheter i tolkningen av RED har uppmärksammats gällande aspekter som modellering av elanvändning [34] och hantering av täckgrödor som råvara [29].

I studien av [1] analyseras fem olika metoder och standarder för växthusgasberäkning av förnybara bränslen, varav RED är en. Förutom att lyfta inkonsekvenser mellan de olika standarderna, diskuteras även motsägelsefulla regler inom standarder som RED. Exempel på inkonsekvenser som tas upp inkluderar modellering av el, systemgränser och allokeringsmetoder. Reglerna för hur indirekta ändringar i markanvändning ska tillämpas diskuteras även. Här skiljer sig RED från de flesta andra metoder genom att inte inkludera denna aspekt i beräkningen av bränslets utsläppsintensitet.

2 Förnybartdirektivet (RED)

I syfte att bidra till en ökad användning av förnybara och hållbara bränslen i EU infördes 2009 förnybartdirektivet, herefter refererat till som RED (Renewable Energy Directive). RED är ett övergripande policydokument som reglerar produktion och inblandning av hållbara bränslen, samt beskriver den metod för kvantifiering av växthusgasreduktion som ska användas med hänsyn till olika råvaror. 2018 gjordes den första revideringen av direktivet, RED II, och 2023 ytterligare en revidering till den nu gällande versionen, RED III. Det finns även flera delegerade akter (DA) till RED som beskriver specifika regler mer detaljerat. Till dessa hör den delegerade akten som definierar när el till RFNBO kan anses vara helt förnybar (DA1) och den som specificerar regler för beräkning av växthusgasreduktion för RFNBO och RCF samt minimitröskelvärdet för RCF (DA2).

Vidare i det här avsnittet listas och beskrivs kortfattat viktiga aspekter och definitioner i RED: de centrala dokument direkt kopplade till RED som utgjort underlag för det här arbetet, definitioner av bränslen, samt fastställda mål och kvoter för transportsektorn i RED.

2.1 Centrala dokument kopplat till RED

Nedan följer en lista på de centrala dokument kopplade direkt till förnybartdirektivet som vi har använt i det här arbetet.

- RED II [2] (2018) och RED III (2023) [3]
 - RED III beskriver vilka ändringar som gäller i förhållande till direktiv (EU) 2018/2001 (d.v.s. RED II). Många delar av RED har inte ändrats i den tredje revisionen, vilket betyder att man fortfarande behöver läsa både texten i RED III och RED II för att ta del av de aktuella bestämmelserna.
- Implementering av RED i svensk lag
 - RED är implementerat i svensk lag genom flera dokument. Vi har främst utgått från RED i vårt arbete och inte läst i detalj i dessa dokument. Under 2025 har Energimyndigheten publicerat de nya föreskrifterna baserat på ändringarna i RED III. De tidigare och nya dokumenten listas nedan:
 - Lag (2010:598) om hållbarhetskriterier för vissa bränslen [4].
 - Förordning (2011:1088) om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och biobränslen [5]. Den uppdaterade förordningen kom 2025: Förordning (2025:588) om hållbarhetskriterier för vissa bränslen [6].

- Statens energimyndighets föreskrifter om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och biobränslen (STEMFS 2021:7) [7]. Dessa ersätts 2025 av STEMFS 2025:2 [8].
 - Energimyndigheten gav också 2021 gett ut en rapport med information, förklaringar och vägledning gällande reglerna i de olika dokumenten [9]. Denna kompletterades med ett uppdaterat PM 2024 [10].
- Delegerad akt (DA1) (2023) om definitionsregler för RFNBO [11]
 - Definierar regler för när el som används för produktion av RFNBO kan anses vara helt förnybar.
- Delegerad akt (DA2) om beräkningsregler för RFNBO och RCF (2023) [12]
 - Definierar beräkningsmetoden för RFNBO och RCF samt minimireduktionsnivå för RCF.
- Q&A implementation of hydrogen delegated acts (“Q&A-dokumentet”) (2024) [13]
 - Europeiska kommissionen svarar på frågor (från bränsleproducenter och certifieringsorgan) om tolkning av de delegerade akterna. Detta är en utökning av frågor från det tidigare dokumentet som kom 2023.
- Delegerad akt till RED (2023/1640) om sambearbetning av biogena och fossila bränslen [14].
 - Definierar metod för att fastställa och verifiera andelen biodrivmedel och biogas när de bearbetas med fossila bränslen i en gemensam process.
- Genomförandeförordning (2022/996) om regler för att verifiera hållbarhet och kriterier för minskade växthusgasutsläpp och kriterier för indirekt ändring av markanvändning [15].
 - Definierar regler för hur man ska verifiera olika aspekter av RED, till exempel uppfyllandet av hållbarhetskriterier. Detta dokument har vi inte tittat djupare på i detta arbete eftersom verifieringsfrågor inte varit detta projekts syfte.

2.2 Olika typer av bränslen enligt RED

Till förnybara bränslen inom RED räknas biodrivmedel och andra biomassabränslen (som biogas), såväl som förnybara drivmedel av icke

biologiskt ursprung (RFNBO). Återvunna kolbaserade bränslen (RCF) klassificeras inte som förnybara eftersom de är baserade på fossila källor, men tillhör de bränslen som EU genom RED försöker premiera och får i vissa fall räknas in i kvoter för förnybara bränslen. Vidare definitioner av dessa bränslen beskrivs nedan.

2.2.1 Biodrivmedel

Biodrivmedel är ”vätskeformiga bränslen som framställs av biomassa och som används för transportändamål” (artikel 2, punkt 33, RED). Enligt RED finns det också avancerade biodrivmedel, vilka är producerade från råvaror listade i del A i bilaga IX. Dessa råvaror är sådana man vill främja användning av och inkluderar bland annat avfall och restprodukter från skog, jordbruk och industri.

Hållbarhetskriterierna säger att biodrivmedel ska uppnå minst 65% växthusgasreduktion (för anläggningar med inledd drift efter 2021) (artikel 29, punkt 10, RED).

2.2.2 Biogas

Biogas är ”gasformiga bränslen som framställs av biomassa”. Biogas ska uppnå samma växthusgasreduktion som biodrivmedel.

2.2.3 RFNBO

Förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung är flytande och gasformiga bränslen vilkas energiinnehåll hämtas från andra förnybara energikällor än biomassa (artikel 1, punkt 36, RED). På engelska kallas dessa för *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* och förkortas därför till RFNBO.

RFNBO kan produceras genom 1) omvandling av förnybar el genom elektrolys av vatten för att producera vätgas 2) blandning av vätgas med koldioxid för att producera kolväten (elektrobränslen).

I relaterade direktiv som ReFuelEU Aviation och Fuel EU Maritime används termen ”syntetiska bränslen” för att beskriva RFNBO.

2.2.4 RCF

Återvunna kolbaserade bränslen (RCF) är flytande och gasformiga bränslen som produceras från:

- Flöden av flytande eller fast avfall av icke-förnybart ursprung som inte lämpar sig för materialåtervinning (i enlighet med artikel 4 i direktiv 2008/98/EG).
- Gaser från avfallshantering.

- Avgaser av icke-förnybart ursprung som framställs som en oundviklig och oavsiktlig följd av produktionsprocessen i industrianläggningar (artikel 1, punkt 35, RED).

RCF kan till exempel vara bränslen från förgasat plastavfall. På engelska kallas dessa bränslen för Recycled Carbon Fuels och förkortas RCF.

2.3 Kvoter och mål inom transportsektorn

RED har specifika mål om växthusgasreduktion och andelar förnybar energi i transportsektorn. I RED III är de fastställda målen att transportsektorns växthusgasintensiteten till 2030 ska minska med 14,5%, alternativt att en andel om minst 29% förnybart uppnås. Det finns även ett kombinerat delmål om minst 5,5% avancerade biodrivmedel och RFNBO, varav RFNBO ska utgöra minst 1% av andelen förnybar energi till transportsektorn (artikel 25, punkt 1, RED).

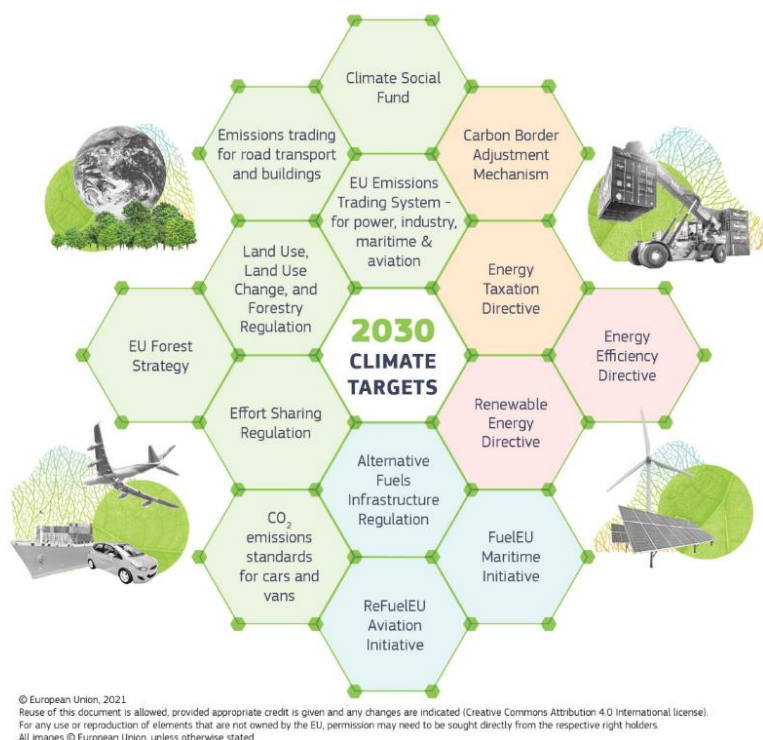
RED säger även att förnybar energi i vissa fall kan dubbelräknas för att uppfylla minimiandelarna (artikel 27, punkt 2, RED):

- Avancerade biodrivmedel, biogas och RFNBO ska anses vara två gånger sitt energiinnehåll.
- Förnybar el ska anses vara fyra gånger sitt energiinnehåll (till vägtransport).
- Avancerade biodrivmedel och biogas till luft- och sjöfart ska anses vara 1,2 gånger sitt energiinnehåll, och RFNBO 1,5 gånger sitt energiinnehåll.

3 Andra EU-direktiv och nationella förordningar

RED utgör en del i EU:s bredare miljöstrategi och styrmedelspaket (Fit for 55 och Gröna given), se Figur 1. Det finns mycket överlapp mellan flera av de regelverk som ingår här. Definitioner och klassificeringar enligt RED gäller till exempel även för regelverk som ReFuelEU Aviation.

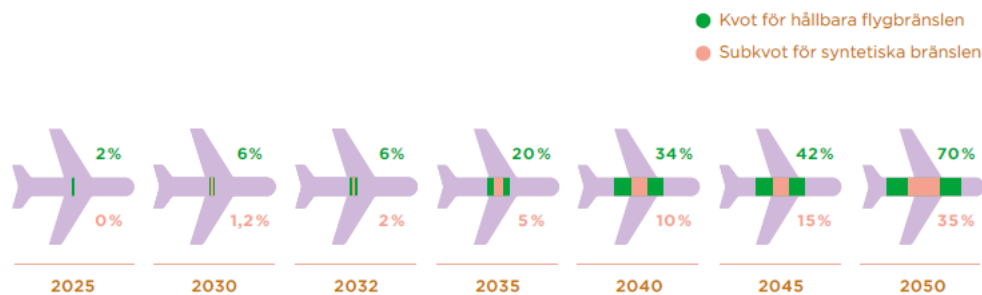
I det här avsnittet beskrivs några av dessa andra relevanta regelverk som relaterar till RED på olika sätt, både nationellt och på EU-nivå.



Figur 1. Styrmedel och strategier kopplat till EU:s 2030-mål.

3.1 ReFuelEU Aviation

ReFuelEU Aviation [16] antogs 2023 för att fastställa specifika mål, regler och villkor gällande omställningen av den europeiska flygsektorn. Målen inkluderar kvoter för hållbara flygbränslen (SAF) som ska uppfyllas, med specifika underkvoter för syntetiska bränslen, se Figur 2. På kort sikt är nivåerna låga (till exempel 6 % SAF, 1,2 % syntetiska bränslen till 2030). Till år 2050 förväntas dock SAF utgöra 70 % av bränslemixen, med en underkvot på 35 % för syntetiska bränslen.

MÅL FÖR HÅLLBARA FLYGBRÄNSLEN


Figur 2. Mål för hållbara flygbränslen inom EU i form av volymbaserade kvoter (totalt för hållbara flygbränslen och med specifika underkvoter för syntetiska bränslen). Figuren är hämtad från Fossilfritt Sverige [17].

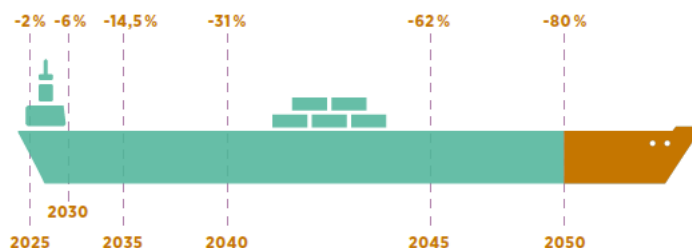
Till SAF hör biodrivmedel, RFNBO och RCF (artikel 3, punkt 7) som uppfyller hållbarhetskriterierna, såsom de är definierade i RED. Biodrivmedlen inkluderar sådana som är avancerade eller producerade ifrån specifika råvaror, främst de oljor och fetter som är listade i del B i bilaga IX i RED.

Subkvoten för syntetiska bränslen kan, förutom RFNBO, uppfyllas av annan förnybar vätgas (till exempel från biogasreforming) såväl som "low carbon aviation fuels". Det senare är bränslen av icke-biologiskt ursprung vars energiinnehåll kommer från icke-fossila källor och inkluderar således även elektrobränslen där elen kommer från kärnkraft. I september 2024 kom ett utkast på en metodbeskrivning för växthusgasberäkning av "low carbon fuels" [18] som ska komplettera de existerande delegerade akterna. Denna metodbeskrivning har inte analyserats i detalj men ser ut att vara lik reglerna för RFNBO och RCF i DA2.

Enligt RED ska RFNBO för flyg ska räknas som 1,5 gånger deras energiinnehåll och avancerade biodrivmedel och biogas som 1,2 gånger deras energiinnehåll (se avsnitt 2.3). Dessa multiplikatorer finns dock inte nämnda inom ReFuelEU Aviation.

3.2 FuelEU Maritime

FuelEU Maritime-förordningen [19] kräver att fartyg över 5 000 bruttoton som anlöper europeiska hamnar minskar växthusgasintensiteten i den energi som används ombord med 80 procent till år 2050, med delmål som visas i Figur 3. En subkvot (på 2 %) kommer att införas för syntetiska bränslen från och med 2034, om deras totala energibidrag till sjöfarten är under 1 % år 2031. Samma regler för multiplikation av energiinnehåll i vissa bränslen som gäller för flyget, tillämpas även på sjöfarten.

GENOMSNITTLIG ÅRLIG REDUKTION AV VÄXTHUSGASINTENSITET JÄMFÖRT MED GENOMSNIET
 ÅR 2020


Figur 3. Mål för att minska växthusgasintensiteten i den energi som används ombord på fartyg som anlöper europeiska hamnar. Figuren är hämtad från Fossilfritt Sverige [17].

3.3 EU ETS / EU ETS2

EU:s utsläppshandelssystem, EU ETS, omfattar utsläppen från den största delen av industrin, kraft- och värmeproduktion samt delar av flyget och sjöfarten. Under 2023 antogs förändringar av EU ETS som bland annat innebär en skärpning av det befintliga EU ETS. Dessutom reviderades den icke-handlade sektorn ESR (Effort Sharing Regulation, ansvarsfördelningsförordningen) vilket bland annat innebar etablering av ett nytt utsläppshandelssystem för byggnader, vägtransporter och viss industri (kallat ETS2). [20] [21]

3.4 Reduktionsplikten

Leverantörer av bensin och diesel i Sverige behöver enligt lagen om reduktionsplikt blanda in biodrivmedel så att utsläppen av växthusgaser årligen minskar med en viss procentsats. Biodrivmedel som ingår i reduktionsplikten betalar full energi- och koldioxidskatt. Reduktionsplikten har tidigare endast omfattat biodrivmedel. Men förordningen är kompletterad så att även RFNBOs inkluderas. RCF är dock inte inkluderade. [22] [23]

3.5 Skatteundantaget för biodrivmedel och biogas

Energi- och koldioxidskatten uppgick 2024 till 5,7 kronor per liter för bensin och 4,2 kronor per liter för diesel. Rena och höginblandade biodrivmedel är befriade från skatt för att främja en ökad användning av dessa bränslen. Denna skattebefrielse anses utgöra ett statligt stöd, och Sverige har under många år erhållit godkännande från kommissionen om undantag från statsstödsreglerna för att skattebefria dessa bränslen. Godkännandet har gällt ett år i taget, men från och med 2023 har Sverige fått ett fyraårigt undantag av energi- och koldioxidskatt för rena och höginblandade flytande biodrivmedel [17]. Under hösten 2024 fattade EU-kommissionen beslut om att åter godkänna den svenska skattebefrielsen av biogas och biogasol som därmed återinfördes av Skatteverket [24].

Elektrobränslen omfattas i nuläget inte av skatteundantaget. Vid användandet av fossila kolatomer för produktion av elektrobränslen (tillåtet på kort- och mellanlång sikt, se avsnitt 4.3) behövs utsläppsrätter. Därmed blir det en dubbel beskattning för den fossila delen, trots att det är en återanvändning av en resurs som substituerar användning av drivmedel från nya fossila resurser [25]. Energimyndigheten (ER 2023:26) [25], såväl som Fossilfritt Sverige [17], har föreslagit att elektrobränslen ska likställas med biodrivmedel i beskattning. Samma resonemang som för elektrobränslen kan tillämpas på RCF.

4 Metodik för kvantifiering av klimatpåverkan

Följande avsnitt beskriver den övergripande beräkningsmetodiken i RED för biodrivmedel, biogas respektive RFNBO och RCF, samt de huvudsakliga skillnaderna mellan dem. Slutligen beskrivs de främsta skillnaderna mellan metodiken i RED och ISO när det kommer till bränslen.

4.1 Biodrivmedel enligt RED

Beräkningsregler för att bestämma klimatpåverkan för biodrivmedel och typiska värden beskrivs i bilaga V i RED. Tabell 1 visar den övergripande ekvationen för växthusgasberäkning av biodrivmedel i RED och vilka steg under bränslets livscykel som ska inkluderas. Hela bränslets livscykel ska i princip inkluderas.

Tabell 1. Växthusgasberäkningsekvation och komponenter för biodrivmedel i RED

$E = e_{cc} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$	
E	totala utsläpp från användningen av bränslet
e_{cc}	utsläpp från utvinning eller odling av råvaror
e_l	på år fördelade utsläpp från förändringar av kollagret till följd av förändrad markanvändning
e_p	utsläpp från bearbetning
e_{td}	utsläpp från transport och distribution
e_u	utsläpp från bränsle som används
e_{sca}	utsläppsminskningar genom beständig inlagring av kol i marken genom förbättrade jordbruksmetoder
e_{ccs}	utsläppsminskningar genom avskiljning av koldioxid och geologisk lagring
e_{ccr}	utsläppsminskningar genom avskiljning och ersättning av koldioxid

4.1.1 Utsläppsberäkning för insatsvaror, bearbetning och användning

För att beräkna utsläppen för ett biodrivmedels produktionskedja, och i sin tur utsläppsminskningen, ska som sagt beräkningen i Tabell 1 tillämpas. För att göra detta kan man använda sig av faktiska värden för sin produktion beräknade enligt reglerna i bilaga V eller delnormalvärden (disaggregerade normalvärden) som anges i samma bilaga. En kombination av faktiska och delnormalvärden kan även användas. Ett alternativ till beräkning enligt metoden i Tabell 1 är att tillämpa ett normalvärde för hela bränslets produktionskedja (som också finns i bilaga V). Normalvärden får dock inte tillämpas för vissa typer av bränslen som lett till förändringar i markanvändning och kollagerförrådet.

Vissa typer av markanvändningseffekter, såväl positiva som negativa, ska beaktas i beräkningen av bränslets utsläpp, som anges i Tabell 1. Detta inbegriper dock bara direkta markavändningsförändringar, och inga indirekta effekter. För biomassa som klassas som restprodukter och avfall, till exempel de som listas i bilaga IX i RED, ska enbart utsläpp inkluderas från och med insamlingssteget, det vill säga inga utsläpp kopplat till råvaruframställningen tas med (bilaga V, punkt 18, RED). Det innebär också att inga markanvändningseffekter ska beaktas för dessa råvaror, till exempel GROT och bark.

Koldioxidutsläpp från användning av bränslet, e_u , ska antas vara noll för biodrivmedel. Endast utsläpp av metan och dikväveoxid ska räknas med i e_u för biobaserade drivmedel.

Utsläpp kopplat till tillverkning av maskiner och utrustning ska inte räknas med.

4.1.2 Allokering, fördelning av bränslen och utsläppsreduktion

Allokering av samprodukter ska göras på energibasis. Överskottsvärme får i vissa fall räknas som en samprodukt, se avsnitt 5.1 för vidare diskussion.

När ett bränsle utgör en blandning av biodrivmedel (eller biogas) och fossila bränslen får man dela upp bränslet i andelar biodrivmedel och fossilt bränsle. Reglerna för denna uppdelning beskrivs i en delegerad förordning till RED [14], som anger att andelen biodrivmedel ska fastställas genom mass- och energibalanser, en avkastningsmetod eller kol-14-testning. Sambearbetning av biodrivmedel med RFNBO och RCF beskrivs vidare i avsnitt 6.3 och 6.7.

Den fossila motsvarigheten för att räkna växthusgasreduktion för biodrivmedel är satt till 94 g CO₂e/MJ (bilaga V, del C, punkt 19) för alla typer av substituerade fossila drivmedel.

4.2 Biogas enligt RED

Beräkningsreglerna för biogas (och andra biomassabränslen än biodrivmedel) beskrivs i bilaga VI i RED. Metoden liknar den för biodrivmedel på många punkter. En viktig metodaspekt för biogas är dock att man får tillgodogöra sig en växthusgasbonus (-45 g CO₂e/MJ) när råvaran är gödsel (bilaga VI, del B, punkt 1c, RED). Det bygger på ett antagande om att man undviker utsläpp av metan som annars hade skett från gödslet.

Fokus för den här rapporten är dock inte biogas, utan nya typer av drivmedel och värdekedjor. Beräkningsreglerna för biogas beskrivs därför inte i närmare detalj här.

4.3 RFNBO och RCF enligt RED

Beräkningsregler för att bestämma klimatpåverkan för RFNBO och RCF beskrivs huvudsakligen i bilaga A i DA2.

Tabell 2 visar den övergripande ekvationen för växthusgasberäkning av RFNBO och RCF och vilka steg under bränslets livscykel som ska inkluderas.

Tabell 2. Växthusgasberäkningsekvation och komponenter för RFNBO och RCF i DA2

$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$	
E	totala utsläpp från användningen av bränslet
e_i	utsläpp för insatsvaruförsörjning: e_i elastisk + e_i oelastisk – e befintlig användning
e_p	processutsläpp
e_{td}	utsläpp från transport och distribution
e_u	utsläpp från förbränning av bränslet i dess slutanvändning
e_{ccs}	utsläppsminskningar genom avskiljning av koldioxid och geologisk lagring

Det är i princip samma livscykelsteg som inkluderas som för biodrivmedel, bortsett från markanvändningsaspekter. För RFNBO och RCF ser dock beräkningen av insatsvaror annorlunda ut och består av tre

komponenter: utsläpp från elastiska insatsvaror, oelastiska insatsvaror och befintlig användning.

4.3.1 Utsläppsberäkning för insatsvaror (e_i)

Oelastiska varor innefattar alla kolkällor till RCF samt de som produceras ”i en fast proportion genom en sammankopplad process och står för mindre än 10 % av det ekonomiska värdet av produktionen” (bilaga A, punkt 4, DA2). Alla andra varor ska anses vara elastiska. Klimatpåverkan från oelastiska insatsvaror ska inkludera utsläpp som uppstår från att de avleds från en alternativ användning, samt den produktionsförlust som blir till följd av användning av insatsvaran (punkt 9, DA2). För elastiska insatsvaror ska man göra skillnad på om de kommer från en sammankopplad process¹ eller inte. Utsläpp från elastiska insatsvaror från en sammankopplad process ska bestämmas utifrån den faktiska produktionsprocessen (bilaga A, punkt 7, DA2), och i andra fall från värden listade i bilaga B (eller andra etablerade källor).

Den tredje komponenten i e_i , ”befintlig användning”, beskrivs i punkt 10 i DA2. Reglerna innebär att man får göra avdrag för den befintliga användningen, omvandlingen eller spridningen av vissa kolkällor som undviks genom att använda det för bränsleproduktion. Detta avdrag kan då kompensera de utsläpp som sker vid förbränningen av bränslet (e_u). Man får räkna med avdrag för befintlig användning för avskild koldioxid från till exempel ett kraftvärmeverk eller från luften. Efter 2036 får man dock inte räkna med avdrag för avskild koldioxid från elproduktion med fossila kolkällor, och efter 2041 från någon typ av verksamhet med fossila kolkällor. Man får inte heller göra avdrag för avskild koldioxid från insatsvaror som förbränts med primär avsikt att producera koldioxid.

4.3.2 Allokering av utsläpp och fördelning av bränslen (sambearbetning)

Där ett RFNBO eller RCF produceras tillsammans med andra typer av bränslen är huvudregeln att alla bränslen ska ha samma utsläppsintensitet. Undantaget från detta är sambearbetning, som innebär att ett RFNBO eller RCF delvis ersätter en konventionell insatsvara eller biomassa i en process (bilaga A, punkt 1, DA2). I sådana fall ska man beräkna utsläppsintensiteten separat för de olika bränslena baserat på insatsvarornas energivärde. Att en process bearbetar flera olika insatsråvaror, eller genererar flera typer av bränslen, betyder dock inte nödvändigtvis att reglerna för sambearbetning uppfylls. Reglerna för sambearbetning diskuteras vidare i avsnitt 6.3.

¹ Definitionen av sammankopplad process diskuteras i avsnitt 6.6.2.

Allokering av samprodukter ska göras på energibasis. Överskottsvärme som kan nyttiggöras räknas också som en produkt (se avsnitt 5.1. för vidare diskussion av beräkning av överskottsvärme), men i detta fall ska en Carnot-effektivitet appliceras före allokering. För överskottsvärme av en temperatur på 150°C och lägre, såsom fjärrvärme, får Carnot-effektiviteten 0,3546 användas. För samprodukter utan energiinnehåll ska istället en allokering på ekonomisk basis göras. Allokering ska göras efter varje process där samprodukter bildas.

4.3.3 Beräkning av utsläppsreduktion

Den fossila motsvarigheten för att räkna växthusgasreduktion för RFNBO och RCF är samma som för biodrivmedel, 94 g CO₂e/MJ (bilaga A, punkt 2, DA2) för alla typer av substituerade fossila drivmedel.

4.4 Jämförelse av RED och ISO

Livscykelanalys (LCA) är inte *en* metod, utan kan göras på olika sätt. I EU är RED-metoden för kvantifiering av klimatpåverkan av livscykelutsläpp från förnybara bränslen den mest etablerade eftersom den är specifik för bränslen och är den metod som bränsleleverantörer rapporterar enligt. Men det finns också många andra LCA-metoder för att kvantifiera klimatpåverkan. Både mer generella metoder, men även bränslespecifika. Dessa är ofta kopplade till andra regelverk och standarder. ISO-standarderna för LCA (14040 och 14044) [26] [27] är de mest välkända metodbeskrivningarna för LCA av produkter och tjänster, och är de beskrivningarna många andra LCA-metoder bygger på.

ISO-metodiken är på många sätt annorlunda från RED-metodiken. Den är till exempel en mer generell metodbeskrivning, som gäller för olika typer av produkter och tjänster, och ger utrymme för olika metodval längs vägen. Det finns två väsentliga skillnader mellan ISO och RED kopplat till beräkningar av bränslens klimatpåverkan. Dels förordar ISO att hela livscykeln ska inkluderas, vilket RED inte alltid gör, dels rekommenderas substitution före allokering för att hantera samprodukter. De viktigaste skillnaderna i metodiken för bränslen som vi identifierat i den här rapporten sammanfattas i Tabell 3. Effekten av dessa skillnader illustreras i beräkningsexemplen i avsnitt 6.

Tabell 3. Huvudsakliga skillnader mellan RED- och ISO-metodiken för bränslen.

	RED	ISO
Hantering av samprodukter	Energiallokering (eller ekonomisk allokering)	Substitution/systemexpansion (vid allokering rekommenderas ekonomisk allokering)
Utsläpp från förnybar el	Antas vara noll (indirekta utsläpp tas alltså inte med)	Indirekta utsläpp tas med
Utsläpp från råvaror som klassas som avfall	Antas vara noll	Indirekta utsläpp tas med, t.ex. kopplat till förändrad markanvändning (så kallad markanvändningseffekt)

Eftersom RED betraktar förnybar el som att det har noll växthusgasutsläpp påverkar det även utsläppsfaktorn för den genomsnittliga elen från nätet. Tabell 4 visar hur svensk elmix värderas i RED och ISO. Enligt ISO ska man applicera ett livscykelperspektiv och därmed inkludera indirekta utsläpp kopplat till förnybar el, därför är utsläppsfaktorn högre om man räknar enligt ISO än enligt RED. I vissa fall är skillnaderna i utsläppsfaktor mellan ISO och RED relativt små, när det kommer till biodrivmedel till exempel. För RFNBO och RCF blir skillnaderna mellan RED och ISO lite större, eftersom svensk elmix i dessa fall har en låg utsläppsfaktor enligt RED, och där el från nätet många gånger kan räknas som helt förnybar med noll utsläpp.

Tabell 4. Utsläppsfaktorer för svensk el från nätet enligt RED och ISO. Utsläppsfaktorerna för RED är hämtade från Energimyndigheten för biodrivmedel [28] och från DA2 för RFNBO/RCF. Utsläppsfaktorn från ISO är baserad på Ecoinvent.

	RED svensk elmix för biodrivmedel	RED svensk elmix för RFNBO/RCF	RED helt förnybar el	ISO svensk elmix (samtliga bränslen)
Utsläppsfaktor (g CO ₂ e/MJ)	7,2	4,1	0	9

Livscykelperspektivet enligt ISO påverkar också hur vissa restprodukter värderas, till exempel skogsrester (GROT) som används som råvara i flera av våra exempel i avsnitt 6. Enligt RED ska inga utsläpp innan avskiljningen från annan användning inkluderas för råvaror som kan anses vara restprodukter, därmed inte heller någon markanvändningseffekt från uttag av skogsrester. Vår tolkning av ISO, som i sin tur bygger på tolkningen av Potter m.fl. i [29], är att man bör inkludera denna påverkan från uttag av GROT eftersom det faktiskt innebär en markanvändningseffekt att gå från att lämna skogsresterna i skogen till att ta ut dem. Markanvändningseffekten för skogsrester i mellersta Sverige uppskattas vara 12 g CO₂e/MJ GROT baserat på värden från [29]. Detta representerar den årliga skillnaden mellan att ta ut GROT och släppa ut

koldioxid till atmosfären samma år, och att lämna GROTen i skogen för att förmultna under en längre tidsperiod.

En avgränsning från livscykelperspektivet som antagits för beräkningarna enligt ISO i exemplen i avsnitt 6, är att utsläpp kopplat till anläggningsinfrastruktur och maskiner inte räknats med. De utsläppen antas vara små utifrån ett livscykelperspektiv.

4.4.1 För- och nackdelar med olika LCA-metoder

LCA-metodik bygger på antaganden och subjektiva metodval. Det går därför inte enkelt att säga att en metod är fel och en annan är rätt när det kommer till att spegla ett bränsles faktiska miljöpåverkan. Däremot kan en metod vara mer lämplig för att spegla vissa typer av bränslen och en annan mer lämplig för andra bränslen eller för att jämföra andra aspekter. Vårt att komma ihåg är också att RED-metodiken, till skillnad från en renodlad LCA, inte direkt syftar till att spegla ett bränsles faktiska klimatpåverkan. Det huvudsakliga syftet med RED är att tillhandahålla en metod för rapportering som är konsekvent, transparent och som premierar användning av förnybar energi och hållbara råvaror.

En huvudsaklig skillnad mellan RED och ISO är hur man ser på behandling av samprodukter. RED förordar generellt energiallokering mellan produkterna, medan ISO i första hand rekommenderar substitution och att man därmed gör avdrag för det som samprodukterna ersätter i systemet. Substitution reflekterar ofta bättre den faktiska konsekvensen av att producera ett bränsle än vad energiallokering gör. Nackdelen med substitution är att det ibland bygger på subjektiva och lösa antaganden om det man antas ersätta. För vissa samprodukter, såsom syrgas från elektrolys till vätgas, är det dessutom extra svårt att göra rimliga antaganden eftersom efterfrågan på syrgas finns men är väldigt begränsad (se avsnitt 6.2.5). I avsnitt 6.1.3 diskuteras mer om substitution och i vilka situationer det kan vara att föredra jämfört med allokering.

Allokering ger alltså på så sätt mer jämförbara resultat och gör att man undviker vissa subjektiva antaganden, vilket är rimligt för REDs syften. I skäl 116 till RED II diskuteras även för- och nackdelarna med allokering och substitution, se Utdrag 1.

Utdrag 1. Skäl 116 till RED II.

Vid beräkningen av växthusgasutsläpp bör samprodukter från produktion och användning av bränslen tas med. Substitutionsmetoden är lämplig för en analys av åtgärdernas effekter men inte för reglering av enskilda ekonomiska aktörer eller enskilda partier av drivmedel. I dessa fall är i stället energifördelningsmetoden den mest lämpliga, eftersom den är lätt att tillämpa och förutsägbar på längre sikt samt minimerar kontraproduktiva stimulansåtgärder och ger resultat som generellt sett är jämförbara med resultaten av substitutionsmetoden. När kommissionen i olika rapporter analyserar åtgärdernas effekter bör även resultaten enligt substitutionsmetoden anges.

Olika metodval i en LCA innebär också att aspekter värderas på olika sätt. Det här blir tydligt i jämförelsen mellan RED och ISO där centrala råvaror och energikällor för bränsleproduktion belastas med utsläpp i väldigt olika utsträckning, se och Tabell 3 och Tabell 4. I RED-metodiken fastställs ju till exempel att förnybar el och skogsrester inte ska belastas med några utsläpp. Det kan man tycka är orimligt eftersom dessa resurser såklart innebär viss klimatpåverkan tidigare i värdekedjan. Syftet med att inte belasta förnybar el och skogsrester är ju att man vill främja användningen av dessa varor, och det leder ju detta metodval till. Förutom att den faktiska klimatpåverkan inte speglas genom att anta noll utsläpp, är den främsta nackdelen med detta att det oundvikligen leder till att effektivt användande av dessa resurser inte premieras. Det innebär, i det här fallet, att RED premierar användning av hållbara råvaror och förnyar el över resurseffektivitet. Givet att skogsrester och el har många konkurrerande användningsområden och är begränsade resurser, kan detta metodval ifrågasättas.

samprodukten". Om de menar att en anläggning är en processenhet, skulle ju "export" av värme kunna vara till en annan processenhet och inte nödvändigtvis behöva vara till ett fjärrvärmenät eller annan kund. I ett sådant fall borde man ju få tillgodoräkna sig överskottsvärme även när den används inom samma verksamhet.

Vidare står det i punkt 15 i den DA att den nyttiggjorda värmen endast får beaktas enligt definitionen i punkt 16 i bilaga V del C i RED. Denna punkt 16 beskriver hur överskottsvärme från en kraftvärmeenhet ska betraktas, och att en Carnot-effektivitet ska appliceras. Men betyder detta att endast överskottsvärme från en kraftvärmeenhet får tillgodoräknas?

Sammanfattningsvis finns det alltså flera oklarheter kopplat till beräkning av överskottsvärme:

- Får man bara tillgodogöra sig överskottsvärme som en samprodukt om det exporterats från anläggningen? Hur ska en anläggning i så fall förstås? Som hela verksamhetsanläggningen eller en processenhet?
- Hur får man tillgodoräkna sig överskottsvärmen? Ska det ske genom energiallokering (med applicerad Carnot-effektivitet) eller ska det ske genom substitution?
- Behöver överskottsvärmen komma från en kraftvärmeenhet för att kunna tillgodoräknas?
- Ska reglerna tolkas olika beroende på om det är ett biodrivmedel eller RFNBO/RCF som produceras?

5.2 El från nätet

Klimatpåverkan för användning av el har ofta stor betydelse för ett drivmedels totala utsläpp, speciellt för bränslen som RFNBO. Hur man ska räkna på utsläppen för el, och regler för när man får klassificera el som fullt förnybar, skiljer sig åt mellan olika bränslen. För användning av el från nätet skiljer sig reglerna åt för biodrivmedel, RFNBO och RCF. Varför reglerna är olika för olika typer av bränsle är oklart, såväl som hur vissa av reglerna ska tolkas. Reglerna och de identifierade oklarheterna beskrivs nedan.

5.2.1 RFNBO

DA2 fastslår i punkt 5 (bilaga A) att användning av förnybar el till RFNBO och RCF får klassas som helt förnybar (om det uppfyller kraven i artikel 27 i RED) och därmed inte belastas med några växthusgasutsläpp.

För RFNBO fastställs i DA1 (artikel 4) även särskilda regler för när el från nätet kan anses vara helt förnybar. El från nätet får exempelvis räknas som helt förnybart om:

- Minst 90% av elen i aktuellt elområde producerats av förnybara källor, och produktionstimmarna inte överstiger timmarna med förnybar el. I Sverige uppfylls detta krav i SE1 och SE2, där andelen förnybar elproduktion 2022 var 230% respektive 317%⁴, men uppfylls inte i SE3 och SE4.
- Utsläppsintensiteten i aktuellt elområde är lägre än 18 g CO₂e/MJ och man har ingått avtal om köp av förnybar energi för den mängd el som klassas som helt förnybar. Villkoren för tidsmässig och geografisk korrelation (artikel 6 och 7 i DA1) behöver vara uppfyllda.

För RFNBO kan alltså el från nätet klassas som helt förnybar, med noll utsläpp, i hela Sverige (givet avtal om köp av förnybar energi i SE3 och SE4).

I DA2 (bilaga A, punkt 6) beskrivs reglerna för RFNBO och RCF för att räkna utsläpp från el från nätet som inte klassas som helt förnybar. Då kan man tillämpa tre olika metoder, till exempel använda en utsläppsfaktor på lands- eller elområdesnivå. Men eftersom svensk RFNBO-produktion kan använda el som klassas som helt förnybar blir dessa andra beräkningsalternativ inte så relevanta utifrån en svensk kontext.

5.2.2 RCF

För beräkning av utsläpp från el för RCF gäller delvis samma regler som för RFNBO, d.v.s. el som anses vara helt förnybar ska antas ha noll utsläpp (bilaga del A, punkt 5, DA2) och i annat fall ska någon av metoderna i punkt 6 (bilaga A, DA2) tillämpas för el från nätet. Reglerna för vad som klassas som helt förnybar el till RCF och vilka beräkningsmetoder i punkt 6 som kan tillämpas skiljer sig dock från RFNBO.

Till skillnad från reglerna för RFNBO tycks aldrig el från nätet kunna betraktas som helt förnybar för RCF (såvida den inte är helt förnybar, vilket den inte är). För att bestämma utsläppsintensiteten för el från nätet till RCF ska någon av metodalternativen a eller b i punkt 6 tillämpas. Det första metodalternativet säger att växthusgasutsläppen för el ska ”tilldelas i enlighet med del C”, som i sin tur uppger att utsläppen för el ska ”fastställas på landsnivå eller elområdesnivå”. Som anges i Tabell 5 är utsläppsfaktorn på landsnivå för Sverige i DA2 4,1 g CO₂e/MJ och på

⁴ Energiindikatorer 2024, <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=a5f848e5781f440bb7baecec23cc1cf2&l=t&cat=%2FEnergiindikatorer&lstqty=1>

elområdesnivå mellan <1 och 11 g CO₂e/MJ (beräknat av Energimyndigheten [30]). Utsläppsfaktorn på landsnivå för Sverige är alltså lägre än faktorn i alla elområden förutom SE2. De flesta RCF-producenter hade alltså gynnats av att använda utsläppsfaktorn på landsnivå. Här uppstår flera frågor:

- Är det upp till bränsleproducenten att avgöra om utsläppsfaktorn på lands- eller elområdesnivå ska användas?
- Eller betyder ”ska tilldelas” att det är Energimyndigheten som ska specificera vilken faktor som ska användas?
- Eller ska man tolka det som att man bör använda utsläppsfaktorerna på elområdesnivå i Sverige eftersom de finns?

Det andra metodalternativet säger att el från nätet kan tillskrivas noll utsläpp om produktionstimmarna för bränslet är samma eller lägre än antalet timmar där marginalpriset på el sattes av förnybart eller kärnkraft. Om produktionstimmarna överskrider detta ska dock en utsläppsfaktor på 183 g CO₂e/MJ användas. Det är inte tydligt om denna höga utsläppsfaktor i så fall enbart ska gälla för de överskridna timmarna eller för samtliga produktionstimmar.

Tabell 5. Utsläppsfaktorer för el från nätet i Sverige. Värden för elprisområdena är baserat på elsystemet 2022.

	Sverige (EM)	Sverige (DA2)	SE1 (EM)	SE2 (EM)	SE3 (EM)	SE4 (EM)	Helt förnybar
Utsläppsfaktor (g CO ₂ e/MJ)	7,2	4,1	6	<1	6	11	0

5.2.3 Biodrivmedel

För biodrivmedel gäller inte samma regler som för RFNBO och RCF när det kommer till el från nätet. Det verkar inte som att det är möjligt att få räkna el från nätet som fullt förnybar med noll utsläpp, som för RFNBO.

Reglerna för hur man ska räkna el från nätet för biodrivmedelsproduktion beskrivs i punkt 11 i RED (bilaga V, del C). Där står det att växthusgasintensiteten för elen ska motsvara genomsnittet för el i ”angiven region”. Energimyndigheten anger på sin hemsida att man för Sverige ska använda utsläppsfaktorn 7,2 g CO₂e/MJ (26 g CO₂e/kWh) [28], som motsvarar utsläppen på landsnivå. Notera dock att denna siffra är högre än den utsläppsfaktor för Sverige som anges i DA2 (4,1 g CO₂e/MJ). Det är oklart varför dessa siffror är olika.

Ett annat sätt att tolka ”angiven region” är som elområde. I Sverige har vi ju fyra elområden, och Energimyndigheten har tagit fram utsläppsfaktorer på elområdesnivå, se Tabell 5. Det är dock oklart om det är tillåtet att räkna med utsläppsfaktorerna på elområdesnivå, eftersom Energimyndigheten inte uttryckligen anger att man får göra det på deras hemsida. Vi ser dock ingen rimlig anledning till att detta inte skulle vara tillåtet. Skulle det vara tillåtet blir dock nästa fråga om man *borde* räkna med utsläppen på elområdesnivå eller om det är valfritt för bränsleproducenten. I alla områden utom SE4 skulle det löna sig för bränsleproducenten att få räkna på elområdesnivå.

6 Exemplifiering av oklarheter och dess konsekvenser

I följande avsnitt ges ett antal exempel på bränslekonfigurationer som representerar svårtolkade fall och/eller nya produktionsvägar. Med hjälp av dessa exempel illustreras ottydligheter och inkonsekvenser vi identifierat, och diskuteras vilka effekter detta kan få gällande incitament för olika koncept. Exempelöversikten i Tabell 6 ger en överblick av avsnittet och vilka exempel som inkluderas och dess innehåll. I bilaga A finns ytterligare några exempel på oklarheter, som ansågs vara av mindre vikt och därför inte är inkluderade i huvudrapporten.

Tabell 6. Exempelöversikt.

Exempel	Vad som illustreras med hjälp av exemplen
6.1. Integrerade (biodrivmedels-) anläggningar	Tydlig beräkningsmetodik saknas för drivmedel producerade i integrerade anläggningar. Vilka tolkningar som kan göras gällande systemgränser och överskottsvärme och vad det får för effekter. Jämförelse mellan beräkning enligt RED och ISO. Resurseffektiva konfigurationer premieras inte av RED.
6.2. Elektrobränslen	RED och relaterade regelverk riskerar att skapa hinder för investeringar i elektrobränsleproduktion. Distinktion saknas för elektrobränsle på ny respektive befintlig anläggning.
6.3. Bioelektrobränslen	Hur bioelektrobränslen klassificeras enligt RED.
6.4. Jämförelse av elektro- och bioelektrobränslen	Klassificeringar – "samma sak" klassificeras olika. Visa på jämförelser mellan beräkningar av växthusgasprestanda enligt RED och ISO. Visa på växthusgasreduktion enligt RED för måluppfyllelse jämfört med växthusgasreduktion enligt ISO.
6.5. Drivmedel producerat av förnybar vätgas och fossil råvara	Att RFNBO "distribueras" på alla produkter, vilket kräver särskilda incitament för RFNBO inte bara i flygsektorn för att stimulera övergången från fossil till förnybar vätgas.
6.6. Återvunna kolbaserade bränslen - RCF	Oklarheter i regelverket avseende RCF.
6.7. Drivmedel från blandat avfall	Oklarheter avseende hur regelverket för RCF ska kombineras med regelverket för biodrivmedel.

6.1 Integrerade (biodrivmedels-) anläggningar

Sammanfattning - integrerade anläggningar:

- Att samlokalisera och integrera bioraffinaderier med befintliga anläggningar inom industri och fjärrvärmesystem möjliggör systemlösningar med ökad resurs- och kostnadseffektivitet.
- Det är otydligt hur man ska räkna på integrerade anläggningar i RED, både gällande systemgränser och hantering av överskottsvärme.
- För en enklare integrering av en biodrivmedelanläggning med ett kraftvärmeverk, har vi identifierat fyra möjliga tolkningar av systemgränserna, som genererar fyra olika resultat av klimatpåverkan.
- Energimyndighetens läsning av RED är att man inte ska räkna på konsekvensen av integrationen (med nettoflöden, som man gör enligt ISO). Detta gör det dock svårt att räkna på mer avancerat integrerade fall.
- Biomassa som klassas som restprodukter (som GROT) har väldigt låg klimatpåverkan enligt RED. Det leder till att biomassaressurseffektiva koncept, som integrerade anläggningar, inte premieras. Skillnaden blir stor om man räknar enligt ISO, där GROT värderas annorlunda och därmed får mycket högre påverkan.
- För beräkning av överskottsvärme har tre möjliga tolkningar av RED identifierats. Energimyndigheten menar att överskottsvärme ska allokeras, men endast om den exporteras till annan verksamhet. Vår läsning av RED är snarare att substitution ska användas. Dessa tolkningsskillnader kan få stor effekt om värmen ersätter värme genererat med fossilt bränsle.
- RED förordar generellt inte substitution för klimatberäkningar. Ofta speglar dock detta bättre ett bränsles faktiska påverkan. Vi anser det därför rimligt att tillåta processrelaterad substitution, om man kan visa på ersatta flöden i den egna verksamheten.

Att samlokalisera och integrera bioraffinaderier med befintliga anläggningar inom industri och fjärrvärmesystem möjliggör systemlösningar med ökad resurs- och kostnadseffektivitet.

Hur man ska räkna på bränslen som är producerade i integrerade anläggningar framgår dock inte tydligt i RED. I DA2 beskrivs regler för ”sammankopplade processer”, som berör en typ av integrering, men denna term används inte i REDs huvuddokument för biodrivmedelsproduktion. Dessutom berör inte sammankopplade processer frågan om hur man ska beräkna integrerade anläggningar utan bara klassificering av råvaror. Integrerad biodrivmedelsproduktion nämns endast i RED för typiska värden för svartlutsförgasning (till exempel del B i bilaga V, RED), som ju oundvikligen är en integrerad process med ett massabruk. Hur dessa värden beräknats framgår dock inte i dokumentet.

De huvudsakliga oklarheterna när det kommer till beräkningsmetodiken för integrerade anläggningar är hur man ska dra systemgränserna för drivmedelsproduktionen och ifall man ska titta på konsekvenserna av produktionen eller inte, men även hur man ska tolka reglerna för hantering av samprodukter (framför allt överskottsvärme).

Integrering innebär i praktiken att drivmedelsproduktion integreras med någon typ av existerande produktion, till exempel ett massabruk eller ett kraftvärmeverk. För att fördela utsläppen för anläggningen mellan drivmedelsproduktionen och den andra produktionen kan man enligt LCA-metodik göra på två sätt: allokera eller utvidga systemgränserna. Vid en utvidgning av systemgränserna beräknar man konsekvenserna av integrationen, d.v.s. man beräknar utsläppen för det nya systemet med integrerad biodrivmedelproduktion minus det gamla systemet utan drivmedelsproduktionen. Med allokering räknar man inte med konsekvenserna av integrationen utan analyserar bara drivmedelsproduktionen isolerat.

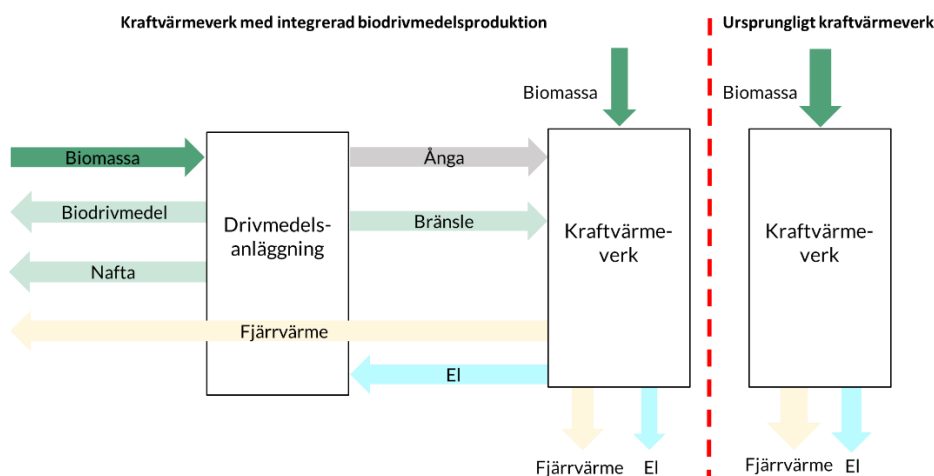
RED är framför allt en allokeringbaserad metod (även om det finns undantag, till exempel oelastiska insatsvaror i DA2). ISO å andra sidan förordar i första hand att man ska undvika allokering, d.v.s. systemexpansion (se även avsnitt 4.4).

För att illustrera skillnaderna och konsekvenserna mellan olika tolkningar som kan göras, samt skillnader mellan ISO- och RED-metodik, har vi tagit fram ett antal exempel på biodrivmedelsproduktion som är integrerat med olika typer av andra anläggningar och med olika komplexitetsgrad. Det första exemplet representerar en enklare integrering med en kraftvärmeanläggning. Här diskuterar vi effekten av fyra olika tolkningar

som kan göras gällande beräkningsmetodiken i RED, och vad skillnaden blir om man räknar enligt ISO. Det andra exemplet diskuterar mer övergripande hur man kan ta sig an beräkningar av mer avancerat integrerade anläggningar. De två sista exemplen syftar till att mer specifikt visa på effekten av olika tolkningar av hantering av överskottsvärme från en biodrivmedelsanläggning, antingen integrerat med ett naturgaseldat raffinaderi eller ett massa- och pappersbruk.

6.1.1 Enkel integrering med ett kraftvärmeverk

Det här exemplet visar en förhållandevis enkel integrering av biodrivmedelsproduktion med ett kraftvärmeverk (KVV) med skogsrester (GROT) som insatsvara. Figur 4 illustrerar den integrerade biodrivmedels- och kraftvärmeanläggningen med ingående och utgående flöden, och jämförelsen med den tidigare kraftvärmeanläggningen. Konsekvensen av integreringen för kraftvärmeverket är att mindre biomassa går in i kraftvärmeverket, och mindre el produceras, men den producerade mängden fjärrvärme från kraftvärmeanläggningen är oförändrad sett till hela systemet. Att räkna med dessa konsekvenser av integrering är i linje med den systemexpansion som ska göras enligt ISO.



Figur 4. Enkel integrering med ett kraftvärmeverk.

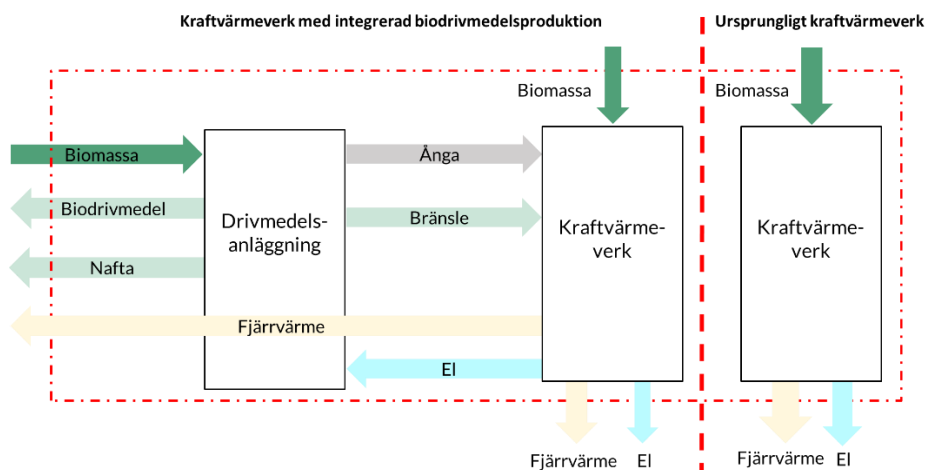
Det är som sagt inte tydligt hur man ska tolka reglerna för integrerade anläggningar enligt RED. Som vi ser det kan man göra fyra olika tolkningar för hur man ska beräkna växthusgasutsläppen:

- Tolkning 1 – Nettoflöden
Beräkna konsekvensen av integreringen (d.v.s. med nettoflöden såsom i ISO).

- Tolkning 2 – Delvis inkludering av KVV
Kraftvärmeverket är inkluderat i systemgränsen, men endast som ett verktyg för att omvandla biproduktbränslet och biproduktånga till fjärrvärme och el. Detta är den primära tolkningen av RED enligt Energimyndigheten.
- Tolkning 3 – Hela systemet inkluderas
Kraftvärmeverket och biodrivmedelsproduktionen utgör hela systemgränsen, d.v.s. alla in- och utflöden från kraftvärmeverket ska räknas med, inte bara de som går till drivmedelsanläggningen.
- Tolkning 4 – Beträktas som fristående anläggning
Drivmedelsanläggningen utgör hela systemet och ska beräknas på samma sätt som en fristående anläggning.

6.1.1.1 Tolkning 1 – Nettoflöden

Det mest givna sättet att räkna på en integrerad anläggning är att kvantifiera effekten, eller konsekvensen, av att integrera biodrivmedelsproduktionen med kraftvärmeverket. I praktiken betyder det att man räknar nettoflödena av mass- och energibalanserna, d.v.s. kraftvärmeverket med integrerad biodrivmedelsproduktion minus det ursprungliga kraftvärmeverket, se Figur 5. Utsläppen för biodrivmedlet i relation till naftan allokeras på energibasis. Se Tabell 7 för energibalanser enligt denna tolkning.

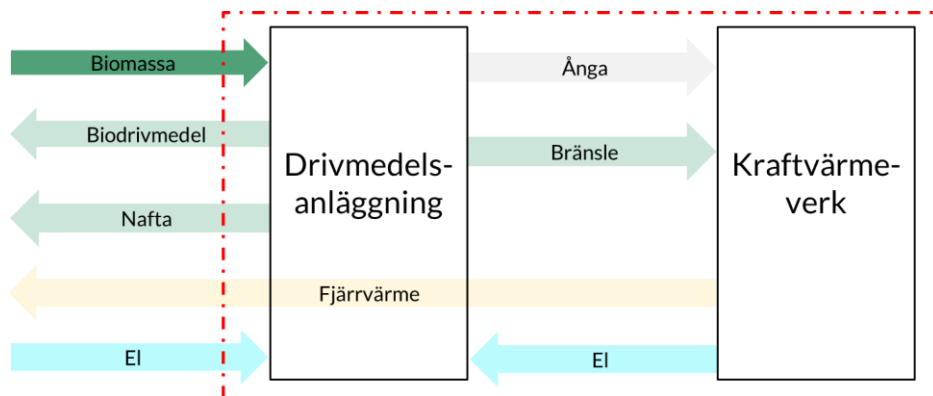


Figur 5. Systemgränser för biodrivmedelsproduktion integrerat med ett kraftvärmeverk med nettoflöden, Tolkning 1.

6.1.1.2 Tolkning 2 – Delvis inkludering av KVV

Den andra tolkningen innebär att drivmedelsanläggningen utgör ett system med kraftvärmeverket där värmeverket används som ett ”verktyg” för att omvandla ångan och biproduktbränslet från drivmedelsanläggningen till el och fjärrvärme. Hänsyn tas därmed alltså inte till hela kraftvärmeverket,

och dess in- och utflöden av biomassa och el- och fjärrvärme, utan bara till effekten av inflödet av ånga och bränslet från drivmedelsanläggningen. Se Figur 6 för illustration av systemet. Utsläppen för biodrivmedlet i relation till de övriga produkter som produceras, d.v.s. nafta och fjärrvärme, allokeras på energibasis. Enligt Energimyndigheten är detta den primära tolkningen av RED som borde göras⁵.



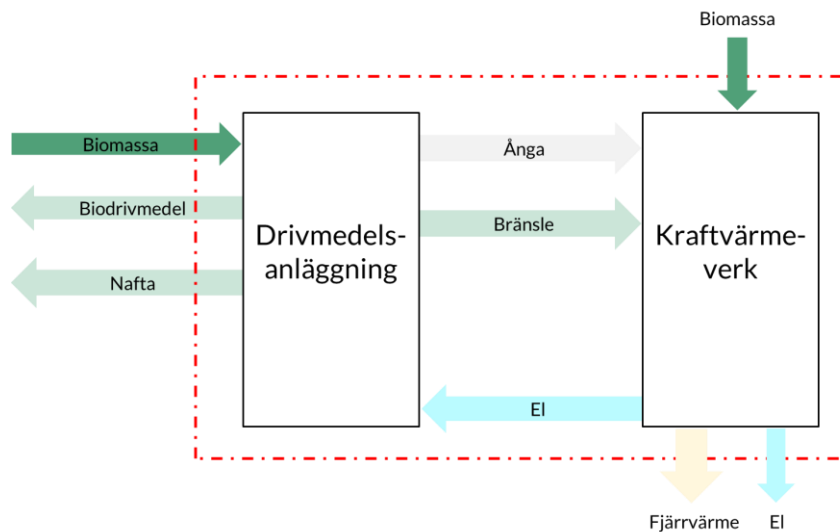
Figur 6. Systemgränser för biodrivmedelsproduktion integrerat med ett kraftvärmeverk, Tolkning 2.

Effekten av denna tolkning av RED innebär att vi får en högre biomassanvändning jämfört med ISO, eftersom vi inte tar hänsyn till det minskade behovet av biomassa till kraftvärmeverket. Elanvändningen blir dock lägre enligt RED och fjärrvärmeproduktion högre eftersom produktionsförlusterna från kraftvärmeverket inte tas med. Se Tabell 7 för energibalanser enligt denna tolkning.

6.1.1.3 Tolkning 3 – Hela systemet inkluderas

Den tredje tolkningen som kan göras är att man bör titta på energibalansen för hela systemet med drivmedelsanläggningen och kraftvärmeverket, se Figur 7. Till skillnad från Tolkning 2, inkluderas här alltså samtliga flöden till och från kraftvärmeverket. Effekten av denna tolkning innebär att mer biomassa går in i systemet, men mer fjärrvärme och el produceras, vilket dels leder till en mindre nettoelförbrukning, dels att allokeringfaktorn för huvudbränslet blir låg. Utsläppen för biodrivmedlet i relation till de övriga produkter som produceras, d.v.s. nafta och fjärrvärme, allokeras på energibasis. Se Tabell 7 för energibalanser enligt denna tolkning.

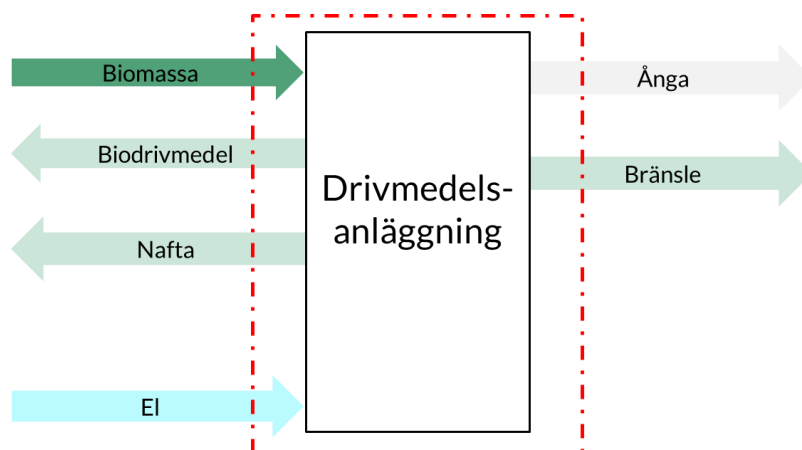
⁵ Noak Westerberg, Energimyndigheten. Mejlkommunikation 24e augusti 2022.



Figur 7. Systemgränser för biodrivmedelsanläggning med kraftvärmeverk, hela systemet, Tolkning 3.

6.1.1.4 Tolkning 4 – Betraktas som en fristående anläggning

Den fjärde tolkningen som kan göras är att man bör betrakta drivmedelsanläggningen som en fristående anläggning, såsom det är illustrerat i Figur 8. Jämfört med Tolkning 2 innebär detta att det blir fler biprodukter att allokera på (alltså förutom nafta även ånga och biproduktbränsle), och att ingen el eller fjärrvärme kommer från kraftvärmeverket. Se Tabell 7 för energibalanser enligt denna tolkning.



Figur 8. Systemgränser för biodrivmedelsproduktion där den betraktas som en fristående anläggning, Tolkning 4.

6.1.1.5 Effekter av de olika tolkningarna

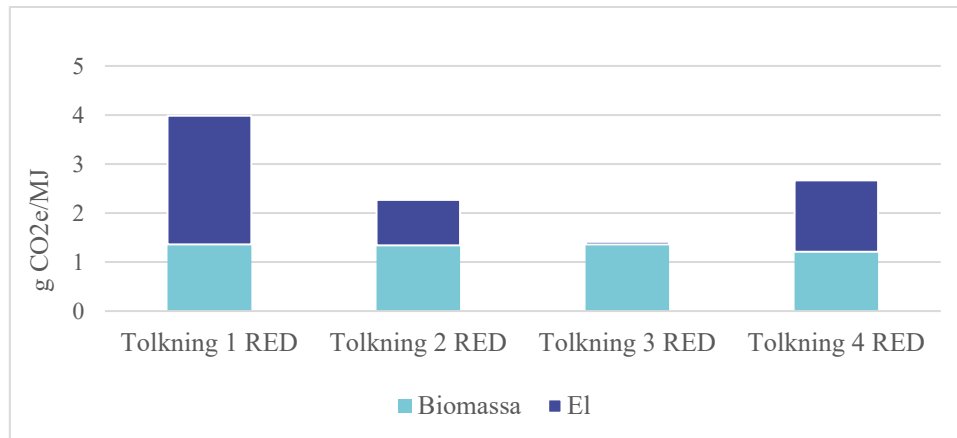
Tabell 7 visar de huvudsakliga energibalanserna, och allokeringsfaktorerna enligt RED, för de fyra olika tolkningarna som presenterats. Det är tydligt att skillnaden blir stor beroende på hur man

drar systemgränserna. Med Tolkning 1 blir biomassanvändningen till exempel låg, medan elanvändningen blir låg med Tolkning 2 och 3. Vad detta får för resulterande klimatpåverkan beror därför på hur man värderar dessa olika resursanvändningar. Som beskrivits i tidigare avsnitt värderas biomassan lågt i det här fallet enligt RED, eftersom GROT ska klassas som en restprodukt. Det innebär att endast utsläpp från uttag och transport räknas med. Elen, som för biodrivmedel ska anses ha utsläppsfaktorn 7,2 g CO_{2e}/MJ, väger därför utsläppsmässigt tyngre enligt RED. Motsatt förhållande gäller för ISO, där utsläppsfaktorn för el är lägre än den för GROT eftersom hänsyn tas till markanvändningseffekter. För RED spelar också allokeringfaktorer stor roll för växthusgasprestandan, och som Tabell 7 visar skiljer sig denna åt mellan tolkningarna eftersom olika mycket samprodukter produceras.

Tabell 7. Energibalanser (i MW) för biodrivmedelsproduktion integrerat med ett kraftvärmeverk för de fyra olika tolkningarna. Den sista raden visar även allokeringfaktorer enligt RED.

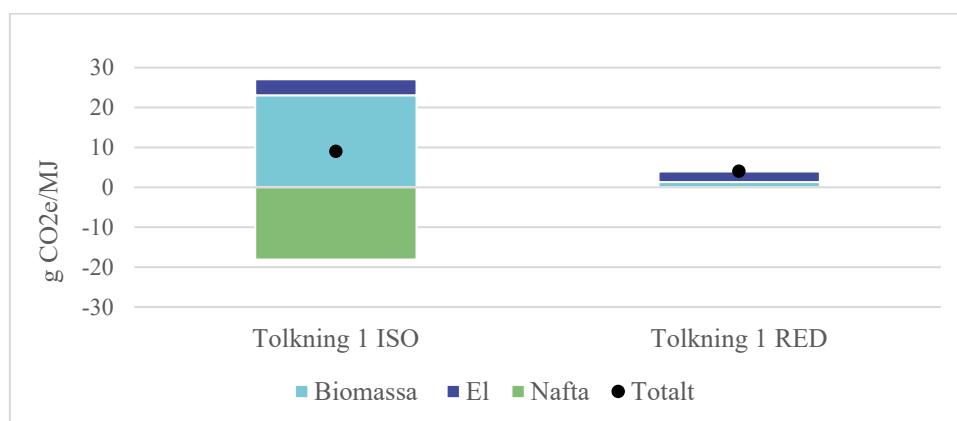
	Tolkning 1 – Nettoflöden	Tolkning 2 – Delvis inkludering av KVV	Tolkning 3 – Hela systemet inkluderas	Tolkning 4 – Betraktas som fristående anläggning
Inflöden (MW):				
Biomassa (GROT)	58	91	150	91
El (minskning av nettoel- produktionen)	16	9	1	16
Utflöden (MW):				
Drivmedel	36	36	36	36
Nafta	8	8	8	8
Biprodukt-bränsle				16
Ånga				18
Fjärrvärme	0	26	70	0
<i>Allokering-faktor (RED)</i>	<i>82%</i>	<i>51%</i>	<i>32%</i>	<i>46%</i>

I Figur 9 visas den resulterande klimatpåverkan för drivmedlet med RED-metodiken för de fyra olika tolkningarna. Utsläppen för bränslet blir låga med samtliga tolkningar, dock är det procentuellt stor skillnad mellan dem. Tolkning 3 ger lägst utsläpp eftersom lägst mängd el används. Trots att olika tolkningar genererar olika mycket användning av biomassa, syns knappt någon skillnad mellan tolkningarna här, vilket beror på att utsläppen från biomassan ska anses vara så små. Notera även att resultaten enligt Tolkning 1 med nettoflöden (som vi tycker är den rimligaste tolkningen) får högst påverkan eftersom nettoelanvändningen där är högst.



Figur 9. Klimatpåverkan enligt fyra olika tolkningar av RED.

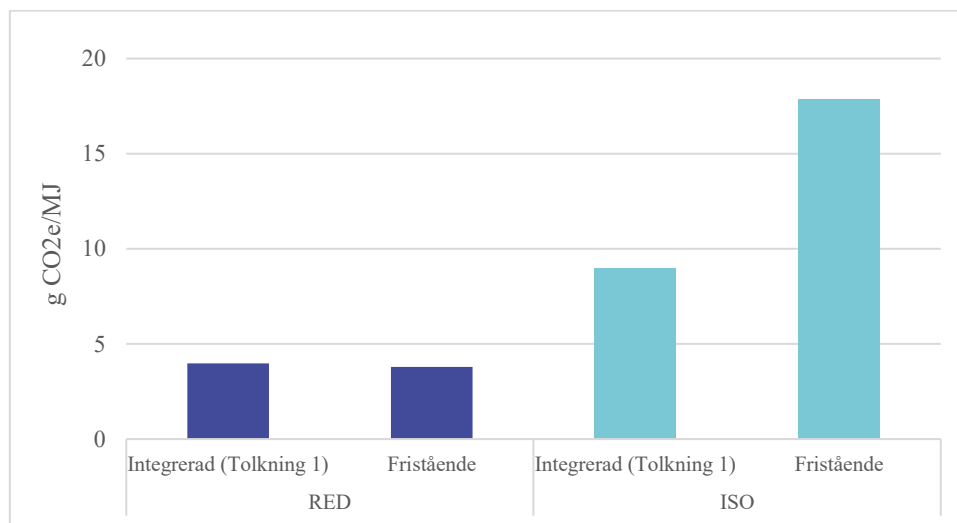
Beräknar man klimatpåverkan enligt ISO (d.v.s enligt Tolkning 1) får man dock andra resultat, illustrerat i Figur 10. Med ISO antas den producerade naftan substituera fossil nafta, istället för att allokeras bort som för RED. Resultaten visar att klimatpåverkan blir ungefär dubbelt så stor med ISO som med RED för Tolkning 1. För ISO-resultaten ser man också att biomassan står för överlägset större påverkan än elen, till skillnad från RED-resultaten. Dessa resultat ger då olika indikationer beroende på vilken metod man använder, huruvida man bör optimera biomassa- eller elanvändning för att förbättra växthusgasprestandan.



Figur 10. Jämförelse av klimatpåverkan enligt RED och ISO för Tolkning 1.

För att ännu tydligare illustrera effekten av skillnaderna i hur biomassa värderas, visas i Figur 11 en jämförelse mellan en integrerad och fristående biodrivmedelsanläggning enligt RED och ISO. Notera att den fristående anläggningen i detta fall alltså representerar en faktisk fristående anläggning, inte att det integrerade biodrivmedelsanläggningen tolkas som en fristående anläggning som i Tolkning 4. Den fristående

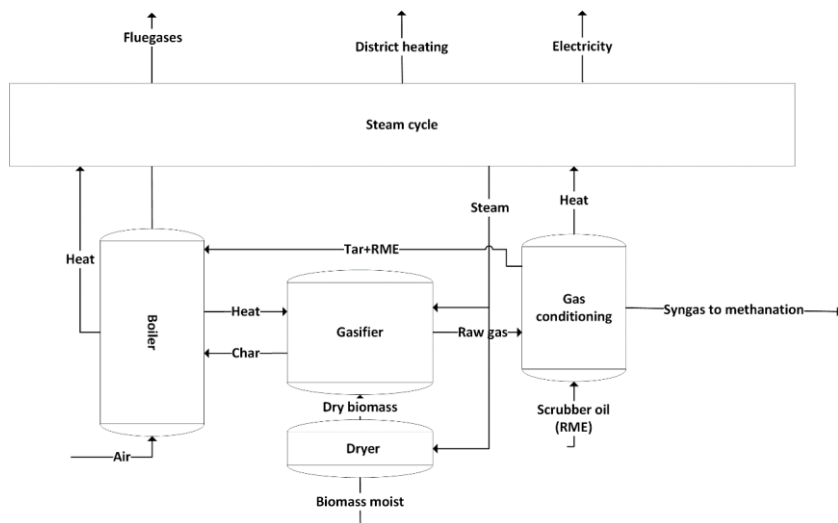
anläggningen använder mer biomassa men mindre el (då den antas producera endast el från biprodukterna) än det integrerade konceptet. Här blir det tydligt att biomassan värderas på olika sätt i de olika metoderna. Med RED blir det nästan ingen skillnad i klimatpåverkan alls mellan den integrerade och den fristående anläggningen. Den fristående har till och med lite lägre påverkan, trots att den är mer resursineffektiv. Med ISO å andra sidan får den integrerade anläggningen betydligt lägre påverkan än den fristående, och premierar på så sätt det mer resurseffektiva konceptet.



Figur 11. Jämförelse av klimatpåverkan mellan integrerad och fristående anläggning enligt RED och ISO.

6.1.2 Avancerad integrering med ett kraftvärmeverk

Det här exemplet visar en mer komplex integrering av biodrivmedelsproduktion med ett kraftvärmeverk. Processkonceptet illustreras i Figur 12. I det här fallet skulle det vara väldigt komplicerat att bryta ut flödena för drivmedelsproduktionen från de andra processerna. Det blir således nästan omöjligt att inte titta på hela systemet, d.v.s. att räkna på konsekvensen av biodrivmedelsproduktionen med nettoflöden (som Tolkning 1 i avsnitt 6.1.1.1), eller alternativt att räkna på hela systemet (som Tolkning 3 i 6.1.1.3). Att göra beräkningarna enligt Energimyndighetens primära tolkning av RED, där kraftvärmeverket endast delvis inkluderas, skulle därför inte gå att applicera i det här fallet.



Figur 12. Processkoncept för komplex integration av biodrivmedelsproduktion med en kraftvärmeanläggning.

6.1.3 Hantering av överskottsvärme för integrerade anläggningar

En annan oklarhet gällande systemgränser för integrerade anläggningar är hur man bör hantera överskottsvärme för drivmedelsproduktionen. Som beskrivs i avsnitt 5.1, är det generellt oklart hur man ska tolka reglerna för överskottsvärme och flera olika tolkningar kan göras. I det här avsnittet beskrivs två exempel på integrerade biodrivmedelsanläggningar, för att visa vad effekten av olika tolkningar blir.

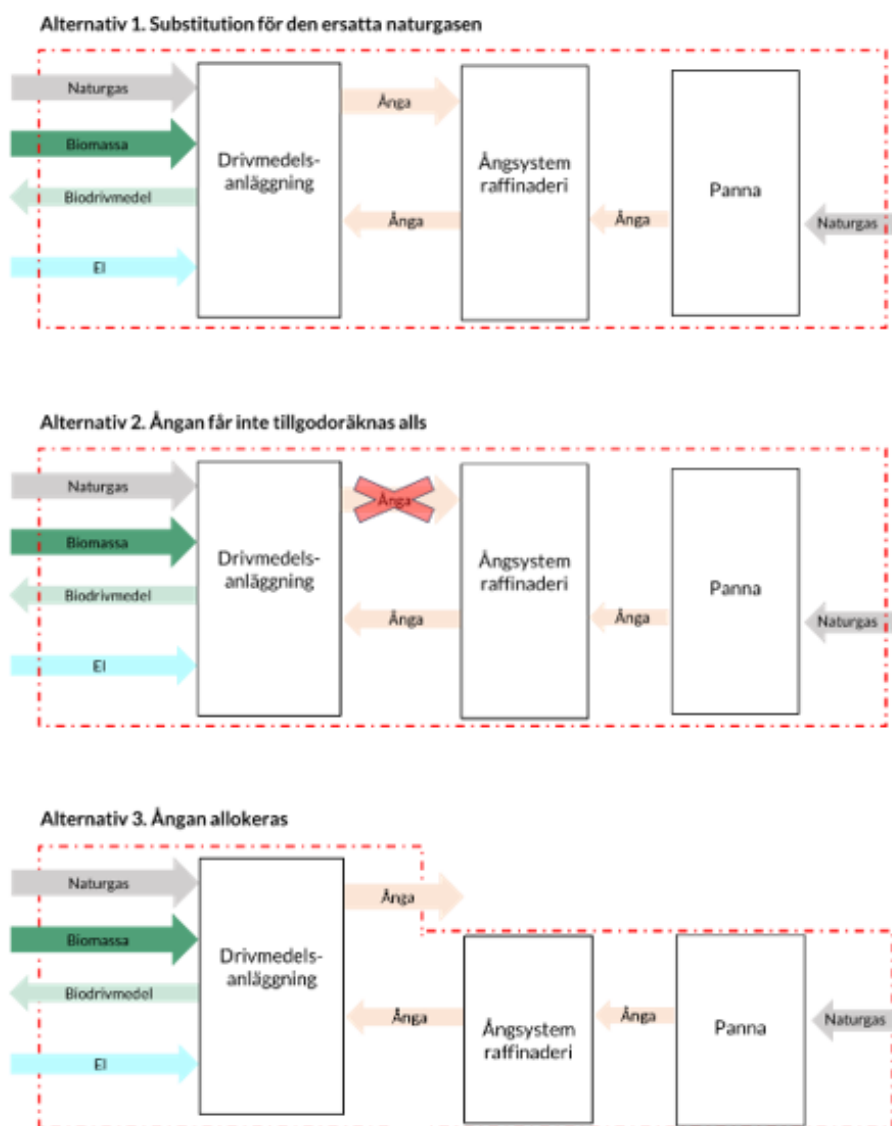
6.1.3.1 Biodrivmedelsproduktion integrerat med ett raffinaderi

Det här exemplet visar effekten av tre olika tolkningar som kan göras för en biodrivmedelsanläggning som är integrerad på ett raffinaderi, där marginalångproduktionen sker med en naturgaseldad panna. Överskottsvärmen från drivmedelsanläggningen, här i form av ånga, innebär i praktiken att mindre naturgas behöver användas. De tre tolkningarna illustreras i Figur 13 och innebär beskrivs i Alternativ 1–3 nedan.

- Alternativ 1: Substitution för den ersatta naturgasen.
Här utgår vi från nettoflöden och räknar på konsekvensen av att integrera biodrivmedelsanläggningen i systemet. Konsekvensen är att mindre naturgas behövs i pannen. Man räknar alltså med substitution för den naturgas som ersätts av överskottsvärmen/-ångan i det här fallet.

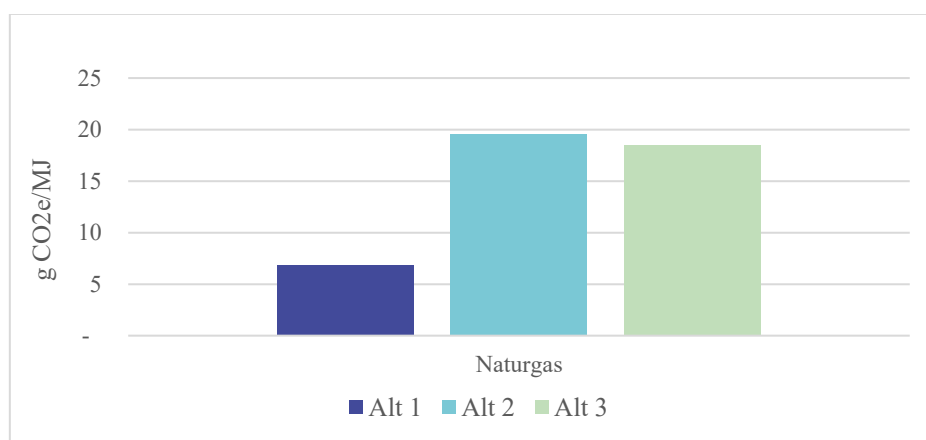
- Alternativ 2: Ångan får inte tillgodoräknas alls.
Här räknar vi med att ångan inte får tillgodoräknas alls, eftersom den inte exporteras från verksamheten.
- Alternativ 3: Ångan allokeras.
Här räknar vi med att ångan allokeras från drivmedelsanläggningen som en samprodukt (med en Carnot-effektivitet på 0,3546).

Dessa tolkningar bygger på vår läsning om överskottsvärme i RED som står beskrivet i avsnitt 5.1.



Figur 13. Illustrering av systemgränser för de tre tolkningsalternativen för överskottsvärme från en biodrivmedelsanläggning integrerad med ett raffinaderi med en naturgaseldad panna.

Den resulterande klimatpåverkan för biodrivmedlet blir avsevärt olika beroende på vilken tolkning man applicerar. Som visas i Figur 14 är klimatpåverkan med Alternativ 1 nästan en tredjedel så stor som med Alternativ 2. Substitutionen av naturgasen får stor effekt eftersom klimatpåverkan är stor för naturgas. Att få tillgodogöra sig överskottsvärmen genom allokering, som i Alternativ 3, innebär dock inte särskilt mycket lägre klimatpåverkan. En förklaring till detta är Carnot-effektiviteten som appliceras, som innebär att endast runt en tredjedel av ångan räknas. Med tanke på att det rör sig om processånga i det här fallet, får det anses relativt lågt att endast allokera på en tredjedel av värmen.



Figur 14. Resultande klimatpåverkan för de tre alternativa tolkningarna enligt RED för integration med ett raffinaderi.

Det är såklart problematiskt att man kan göra så olika tolkningar av hantering av överskottsvärme och att det kan ge så olika resultat. Vår läsning av RED är att Alternativ 1 med substitution är den tolkning som är rimligast att göra utifrån RED i det här fallet, baserat på punkt 17 i bilaga V del C i RED: *”Växthusgasintensiteten i överskott av nyttiggjord värme eller el är samma som växthusgasintensiteten i den värme eller el som tillförs bränsleframställningsprocessen... från den kraftvärmeenhet, panna eller annan apparat, som tillhandahåller värme eller el till bränsleframställningsprocessen”*. Energimyndigheten menar dock att det är den andra tolkningen som bör göras, eftersom överskottsvärmen inte exporteras från verksamheten. Att man bör göra den tolkningen går dock inte att utläsa från RED.

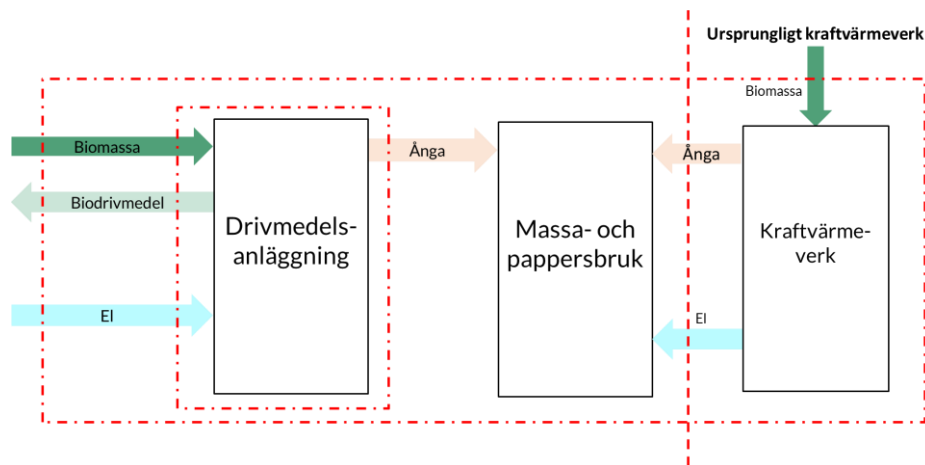
Vilket alternativ som utgör den mest rimliga metodiken för att spegla utsläppen från bränslet är en annan fråga. Eftersom Alternativ 1, med nettoflöden, i det här fallet speglar det som faktiskt händer, att mindre naturgas används i systemet, är vår åsikt att detta utgör den rimligaste metoden och att bränsleproducenten borde få möjlighet att tillgodoräkna sig den naturgas som ersatts.

Som diskuterats i tidigare avsnitt (4.4.1) finns det nackdelar med substitution, till exempel att ogrundade och subjektiva antaganden kan göras om vilka varor som ersätts av de genererade samprodukterna. Det är därför logiskt att substitution generellt inte bör användas med RED. Vi menar att det borde göras skillnad på substitution som är processrelaterad och sådan som är bredare systemrelaterad. Med processrelaterad substitution menar vi sådana processer där man faktiskt kan visa på en ersättning i sin egen process/anläggning. Systemrelaterad substitution syftar å andra sidan på att man ersätter något i ett bredare samhällssystem som inte är direkt kopplat till den egna verksamheten och/eller där man inte kan påvisa ett faktiskt samband. Det skulle kunna vara att man antar att exporterad överskottsånga ersätter naturgas i en annan verksamhet, utan att veta att det faktiskt finns ett sådant samband.

Det vi kallar processrelaterad substitution appliceras på sätt och vis i DA2 i metodiken för RCF och RFNBO när man räknar på utsläpp från oelastiska insatsvaror. För dessa insatsvaror ska man räkna med den eventuella produktionsförlust som uppstått som konsekvens av att avleda varan från dess tidigare användning. Även om denna metodikaspekt berör insatsvaror och inte hantering av samprodukter, är principen och frågan densamma i det här fallet: hur man ska dra systemgränser och värdera/fördela utsläpp mellan olika varor. Men även, huruvida man ska analysera konsekvenserna av att producera drivmedlet, eller applicera ett så kallat bokföringsperspektiv med allokering. Eftersom den här typen av konsekvensanalys är tillåten för RCF och RFNBO, vore det rimligt att tillåta samma principer för hantering av samprodukter för biodrivmedelsproduktion om man kan visa på ett liknande konsekvenssamband. Man skulle dock kunna argumentera för att det borde finnas vissa begränsningar för dessa konsekvensberäkningar i så fall, till exempel gällande hur många år man får räkna med en viss typ av substitution, eller hur stor en substitution maximalt kan vara.

6.1.3.2 Biodrivmedelproduktion integrerad med ett massa- och pappersbruk

Det här exemplet visar ungefär samma koncept som i det tidigare exemplet, med skillnaden att biodrivmedelsanläggningen här är integrerad med ett massa- och pappersbruk istället för ett raffinaderi, se Figur 15. Skillnaden är alltså att det inte är något fossilt bränsle som går in i det integrerade systemet, utan enbart biomassa (bark och skogsrester). Överskottsvärmen ersätter i det här fallet alltså biomassa in till kraftvärmeverket.

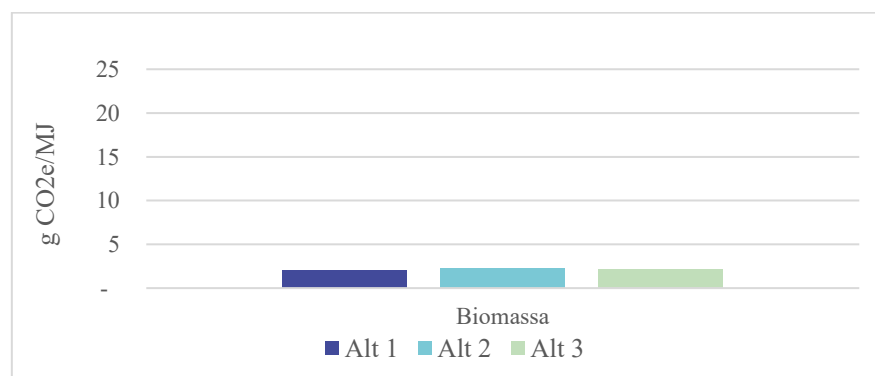


Figur 15. Biodrivmedelsproduktion integrerat med ett massa- och pappersbruk.

Effekten av samma tolkningar som i det tidigare exemplet analyseras även här. Tolkningarna är alltså följande:

- Alternativ 1: Substitution för den ersatta biomassan.
- Alternativ 2: Ångan får inte tillgodoräknas alls.
- Alternativ 3: Ångan allokeras.

Som illustreras i Figur 16 blir den resulterande klimatpåverkan väldigt liten för samtliga tolkningar i det här fallet. Därmed ser man nästan ingen skillnad heller mellan de olika tolkningarna, till skillnad från det tidigare exemplet med raffinaderiet. Anledningen till den låga påverkan är att biomassan (bark och skogsrester i det här fallet), värderas så lågt med RED. Därför får substitution av biomassan inte heller någon påtaglig effekt.



Figur 16. Klimatpåverkan för de tre alternativa tolkningarna enligt RED för integration med ett massa- och pappersbruk.

6.2 Elektrobränslen

Sammanfattning - elektrobränslen:

- Produktionen av elektrobränslen inom EU behöver öka för att uppnå kvoterna för RFNBO i transportsektorn. Otydliga, inkonsekventa och ofördelaktiga regler för RFNBO i RED och relaterade regelverk riskerar att skapa hinder för investering.
- Enligt RED tillgodoräknas RFNBO i det land där de används, inte där de produceras, vilket förhindrar dubbelräkning av förnybar el. Nackdelen är att incitament för exportinriktad produktion minskar. Samarbetsavtal kan dock möjliggöra att den förnybara elen ändå räknas i producentlandet.
- En inkonsekvens mellan regelverken för RFNBO gäller allokering av biogen och fossil koldioxid från blandade flöden (som avfall). EU ETS tillåter inte att någon allokering görs, medan RED gör det. Reglerna i EU ETS bör därför harmoniseras med RED.
- Ett argument för att tillåta allokering av den biogena koldioxiden till RFNBO är att fossil koldioxid förbjuds efter 2040. Allokeringen måste därför tillåtas för att skapa incitament för långsiktiga investeringar i CCU från avfallsbaserade anläggningar.
- En viktig aspekt, för vissa anläggningar, gällande allokeringen av biogen och fossil koldioxid, är tidsperioden för vilken man behöver uppfylla massbalanskriterierna. Är den tidsperioden endast 3 månader riskerar det att utgöra ett problem, men detta kan lösas om så kallade virtuella lager av biogen koldioxid tillåts, eller om tidsperioden förlängs i Sverige.
- Det kan argumenteras att det är bättre att återanvända fossila kolatomer än att inte göra det. Det är i stället inflödet av jungfruligt kol – i form av primära fossila bränslen och varor – som bör regleras och begränsas. Ur ett sådant perspektiv bör all återanvändning av kol tillåtas, och inget stoppår finnas för användning av fossil CO₂.
- Vid elektrolysbaserad vätgas bildas stora mängder syrgas. RED specificerar inte om denna ska betraktas som en rest- eller samprodukt, vilket (i alla fall i teorin) är en betydelsefull skillnad. Troligen kommer det inte finnas avsättning för all syrgas framöver, och den bör därför inte alltid ses som samprodukt.

Det finns ett stort behov av ökad produktion av elektrobränslen inom EU. RED syftar också till att främja detta, genom gynnsamma beräkningsregler för RFNBO, specifika subkvoter i transportsektorn, m.m. Reglerna för RFNBO i RED har betydelse för vilka incitament som skapas för investering. Det är därför viktigt att dessa är utformade på ett sätt som faktiskt främjar produktion. Det finns dock ett antal regler, och oklarheter och inkonsekvenser kring reglerna, i RED och de relaterade direktiven, som riskerar att skapa hinder för investering av RFNBO-produktion i Sverige. Dessa regler diskuteras vidare i detta avsnitt.

6.2.1 Var elektrobränslen tillgodoräknas

Enligt RED III ska RFNBO tillgodoräknas till måluppfyllelsen i den sektor och det land där slutprodukten används och inte längre där den produceras, vilket var fallet i RED II. Det innebär också att den förnybara el som används vid produktionen inte tillgodoräknas måluppfyllelsen. Syftet är att undvika dubbelräkning av den förnybara elen vid både framställning och förbränning av bränslet.

Samtidigt som krav på utsläppsminskning kan förväntas öka efterfrågan på elektrobränslen, blir det enligt Energimyndigheten [25] mindre attraktivt för en medlemsstat att inhemska företag producerar dem för export. Det skulle kunna leda till minskade incitament för staten att stödja etablering av förnybar el som krävs för elektrobränsleproduktion. Det finns dock möjlighet att upprätta särskilda samarbetsavtal för att delar av den förnybara energin i stället ska tillgodoräknas i det land som den producerats.

6.2.2 Möjligheter till allokering av koldioxid med blandat ursprung

En fråga vid koldioxidinfångning från blandade flöden, till exempel avfall, är möjligheten till allokering av kolatomerna. Enligt nuvarande regelverk, i form av ETS-direktivet och förordningen om övervakning och rapportering, är det inte tillåtet att hävda att den biogena delen av ett flöde går till CCU medan den fossila delen går till CCS. Om inte denna allokering får göras, innebär det att både flödet som går till CCU och flödet som går till CCS betraktas som en blandning av fossilt och biogent enligt den fördelning som föreligger i det specifika fallet (vilken bestäms genom massbalansprincipen). Det innebär att den del som går till CCU till viss del kommer att betraktas som fossil och därmed kommer kräva utsläppsrätter, vilket kan skapa hinder för investeringar.

Att allokera hela den biogena delen till CCU verkar dock vara möjligt enligt RED, vilket framgår av Q&A-dokumentet (se Utdrag 3). Såväl Energimyndigheten [25] som Fossilfritt Sverige [17] föreslår dock att

denna typ av allokering ska vara tillåten, även inom EU ETS, för att underlätta investeringar.

Utdrag 3. Q&A-dokumentet 2024, fråga 38.

If only part of the CO₂ released from a plant co-processing biogenic and non-biogenic input is captured, and if this part represents a share of all the CO₂ otherwise released smaller than the share of biogenic CO₂, can the captured CO₂ be considered 100% biogenic?

Reply: In case of a CO₂ stream including both fossil-based and biogenic CO₂ the rules of the mass balance system should be applied. Accordingly, it is possible to consider all CO₂ taken from the stream biogenic, provided the amount of biogenic CO₂ taken from the stream does not exceed the amount of biogenic CO₂ that is included in the mixture. The appropriate period of time for achieving the mass balance is 3 months.

Ett sätt att möjliggöra att vissa anläggningar kan investera i enbart CCS, medan andra anläggningar kan investera i enbart CCU, samtidigt som flödena betraktas som enbart biogena eller enbart fossila trots att de är blandade, är att tillåta massbalansering på en högre systemnivå. Det skulle till exempel kunna göras genom att införa ursprungsgarantier för infångad koldioxid som kan säljas och köpas mellan bolag för att kunna räkna en blandad ström som helt biogen eller helt fossil (eller vilken mix man så önskar) oavsett den faktiska fysiska mixen [17].

Att reglerna är olika i EU ETS och RED kring allokering av den biogena koldioxiden är ett problem. För att kunna skapa incitament för investering behöver alltså den här typen av allokering vara tillåten i båda regelverken, det räcker inte med att det är det i RED. Det finns möjlighet att reglerna kommer att ändra, eftersom en europeisk arbetsgrupp har tillsatts för att se över regelverket kring detta med allokering i olika direktiv på EU-nivå.

6.2.3 Stoppåret för användning av koldioxid med fossilt ursprung

Det finns i praktiken ett stoppår vid 2040 för användning av koldioxid med fossilt ursprung vid produktion av elektrobränslen (se avsnitt 4.3). Detta förstärker ytterligare behovet av att kunna allokera den biogena andelen till CCU när koldioxid från blandade källor används (till exempel avfall). Detta behövs för att investeringar i CCU-anläggningar ska kunna ges tillräcklig långsiktighet (bortom 2040). En sådan allokering av den biogena delen är tillåten enligt RED (se Utdrag 3), men inte enligt EU ETS.

Därtill kompliceras affärsmodellen för den del av koldioxiden som avses gå till CCS (om det är avsikten) eftersom den enligt EU ETS betraktas

som en blandning av biogent och fossilt, och inte enbart fossilt vilket är tanken med allokeringen.

Stoppåret för användning av fossil koldioxid innebär därmed ett hinder för investeringar i elektrobränsleproduktion vid exempelvis avfallsbaserade kraftvärmeverk. Dessa anläggningar, som ofta fungerar som baslast i fjärrvärmesystem och därmed har drifttid året runt, är dessutom i många fall mer lämpade för CCU-investeringar än biokraftvärmeverk, som i flera system endast har en årlig drifttid omkring 5 500 timmar.

Syftet bakom stoppåret är att det inte anses långsiktigt hållbart att använda fossila restströmmar (skäl 5, DA2). Eftersom vi sannolikt kommer ha betydande fossilt restavfall kvar till 2040, kan man argumentera för att det är bättre att återanvända dessa fossila kolatomer än att inte göra det. Det är istället inflödet av nytt, jungfruligt kol – i form av primära fossila bränslen och insatsvaror – som bör regleras och begränsas. Ur ett sådant perspektiv skulle återanvändning av kol kunna tillåtas, oavsett ursprung. Det är dock viktigt att denna syn inte används som argument för fortsatt inflöde av fossilt kol med hänvisning till att kolatomerna återanvänds.

6.2.4 Tidsperioden för att beräkna massbalans

Allokeringen mellan biogen och fossil koldioxid från blandade flöden ska göras på massbalansbasis. Enligt Q&A-dokumentet (se Utdrag 3) är *“The appropriate period of time for achieving the mass balance /.../ 3 months”*. Tre månader är dock en relativt kort tid, och detta kan leda till problem för anläggningar där andelen biogen koldioxid, i förhållande till fossil koldioxid, varierar över året. Det kan till exempel vara fallet när källorna är en kombination av avfall, som eldas året runt, och biomassa, som främst eldas under vinterhalvåret. I dessa fall kan det bli svårt att uppfylla massbalansen på 3-månadersbasis, även om andelen biogen koldioxid lätt kan uppnås på årsbasis.

En kortare tidsperiod som tre månader riskerar att tvinga fram energi- och resursineffektiv lagring av biogen koldioxid. Sverige kan dock sannolikt hantera frågan på nationell nivå eftersom det anges att tre månader är en *lämplig* (appropriate) tid, vilket innebär att det finns utrymme att tolka texten utifrån nationella förutsättningar. Det verkar också vara möjligt att bygga upp virtuella lager av koldioxid, vilket då gör det möjligt att uppnå samma massbalans på 3-månadersbasis som på årsbasis. Så länge det är möjligt att räkna med de virtuella lagren, eller tidsperioden för massbalans förlängs till längre än tre månader, lär detta inte utgöra ett hinder för investering i Sverige.

6.2.5 *Betrakta syrgas som sam- eller restprodukt.*

När det kommer till beräkning av bränsleprocesser som innefattar elektrolysbaserad vätgas, som elektrobränslen, är en viktig beräkningsaspekt (i alla fall i teorin) hur man ser på den syrgas som genereras som en biprodukt till vätgasen. Vid elektrolys produceras stora mängder syrgas, men det är inte självklart om denna ska anses vara en samprodukt eller en restprodukt. I RED finns inget beskrivet om hur syrgas ska betraktas.

Syrgas har flera användningsområden inom industrin idag. Det är dock osäkert om det är rimligt att anta att det kommer finnas användning för all syrgas som produceras, dels för att utbudet redan på tidigt 2030-tal förväntas överträffa efterfrågan på syrgas om vi kommer ha en expansion av elektrolysbaserad vätgasproduktion (se till exempel [31]), dels för att syrgas är svårt och dyrt att transportera vilket ofta kräver att produktionen är sammankopplad med användningen för att det ska bli lönsamt. Det borde därför förtydligas regler för när syrgas faktiskt borde få räknas som en samprodukt, och när det är mer rimligt att anta att det är en restprodukt.

Generellt säger RED att samprodukter utan energiinnehåll, som syrgas, ska allokeras baserat på samprodukternas ekonomiska värde (bilaga A, punkt 15e, DA2). Det är också vad som står i Q&A-dokumentet på fråga 49 (se Utdrag 4) Här specificeras att det är det genomsnittliga värdet för de senaste tre åren som ska appliceras. Men vad som ska antas för nyetablerade anläggningar är oklart.

Utdrag 4. Q&A-dokumentet, fråga 49.

How should emissions from an electrolyser facility be allocated between hydrogen and oxygen, if the oxygen is used in other processes and not released to the atmosphere?

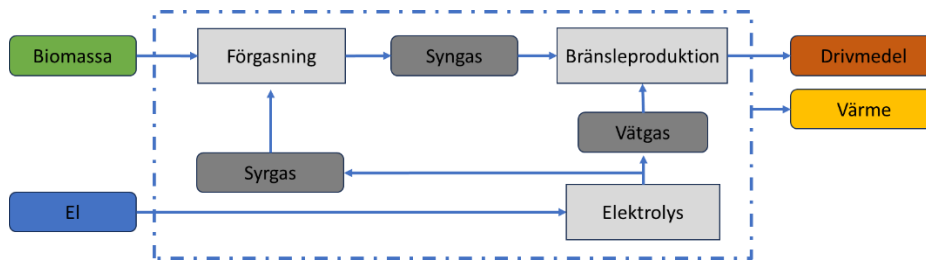
Reply: In this case emissions should be allocated based on economical allocation. The economic value considered shall be the average factory-gate value of the products over the last three years. If the hydrogen is composed of products to which are attributed the same emission intensity (RCF and RFNBOs), an average price (weighted arithmetic average) can be applied.

6.3 Bioelektrobränslen

Sammanfattning - bioelektrobränslen:

- Genom att i olika grad tillföra el eller vätgas till en produktionsprocess för biodrivmedel kan en högre koleffektivitet uppnås genom att en större andel av det biogena kolet hamnar i drivmedelsprodukten istället för i atmosfären. Givet att hållbara kolatomer är en begränsad resurs, är detta något som borde premieras.
- Bioelektrobränslen eller hybridbränslen är processer där drivmedel produceras från både biomassa och vätgas/el. Dessa bränslen kan därmed sägas utgöra en blandning av bio- och elektrobränslen.
- Enligt RED ska dessa bränslen klassificeras som en blandning av biodrivmedel och RFNBO. Bioelektrobränslen kan därmed vara med och uppfylla kvoter för både biodrivmedel och RFNBO.
- Sambearbetning ska tillämpas för bioelektrobränslen enligt RED. Det betyder att utsläppsintensiteten för biodrivmedlet och RFNBOet ska beräknas separat.
- Andelen RFNBO fastställs på energibasis utifrån energiinnehållet i relation till biomassaråvaran. Det är dock inte helt tydligt om det är energiinnehållet i vätgasen eller mängden förnybar el som krävs för att producera vätgasen som ska användas. Huvudentagandet i denna rapport är att det är utifrån vätgasens energiinnehåll som andelen RFNBO fastställs.

Genom att i olika grad tillföra el eller vätgas till en produktionsprocess för biodrivmedel kan en högre koleffektivitet uppnås och en större andel av det biogena kolet hamna i önskade produkter. Dessa processer utgör alltså en blandning av bio- och elektrobränslen, så kallade bioelektrobränslen eller hybridbränslen. Figur 17 visar ett exempel på bioelektrobränsleproduktion via förgasning.



Figur 17. Bioelektrobränsleanläggning baserad på förgasning.

Bioelektrobränsle eller hybridbränslen är ingen klassificeringskategori enligt RED. Dessa bränslen utgör alltså en blandning av RFNBO och biodrivmedel. Den generella regeln enligt RED är att alla typer av bränslen som produceras i en gemensam process ska antas ha samma utsläppsintensitet. Undantaget från detta är om produktionsprocessen kan betraktas som en typ av ”*sambearbetning*”, för då ska man göra åtskillnad i utsläppsberäkningen för de respektive bränslena (se Utdrag 5).

Utdrag 5. DA2, Bilaga A, punkt 1.

Om ett bränsle är en blandning av förnybara flytande och gasformiga drivmedel av icke-biologiskt ursprung, återvunna kolbaserade bränslen och andra bränslen ska alla (bränsle)typer anses ha samma utsläppsintensitet.

Undantaget från denna regel gäller sambearbetning, där förnybara flytande och gasformiga drivmedel av icke- biologiskt ursprung och återvunna kolbaserade bränslen endast delvis ersätter en konventionell insatsvara i en process.

I ett sådant läge ska man vid beräkningen av växthusgasutsläppsintensiteten göra en proportionerlig åtskillnad mellan insatsvarornas energivärde i förhållande till

- hur stor del av processen som baseras på konventionella insatsvaror, och
- hur stor del av processen som baseras på förnybara flytande och gasformiga drivmedel av icke-biologiskt ursprung och återvunna kolbaserade bränslen, förutsatt att processen i övrigt är identisk för båda delarna.

En motsvarande åtskillnad mellan processer ska göras när förnybara flytande och gasformiga drivmedel av icke- biologiskt ursprung och återvunna kolbaserade bränslen bearbetas tillsammans med biomassa.

Sambearbetning innebär att ett RFNBO, eller RCF, delvis ersätter en konventionell insatsvara eller biomassa i en process. Bioelektrobränslen uppfyller således kraven för sambearbetning i och med att tillförd vätgas möjliggör lägre biomassaanvändning (för att producera en viss mängd produkt). Det betyder att bioelektrobränslet ska räknas som blandning

mellan ett biodrivmedel med en utsläppsintensitet och ett RFNBO med en annan utsläppsintensitet. Detta förtydligas i Q&A-dokumentet, fråga 55 (se Utdrag 6).

Utdrag 6. Q&A-dokumentet, fråga 55.

Does co-processing of syngas from biomass gasification and hydrogen from renewable electricity result in co-production of biofuel and RFNBO (although the biogenic CO in the syngas contributes to the energy content of all the product)?

Reply: Yes. See the relevant chapter in the Annex for further explanation.

Andelen RFNBO i en produktionsprocess ska fastställas genom att dividera den relevanta tillförda förnybara energin med den totala tillförda energin till processen (bilaga A, punkt 3, DA2). Vid tillförsel av vätgas till en process är det dock inte helt tydligt om den tillförda förnybara energin syftar på energiinnehållet i vätgasen eller mängden förnybar el som krävs för att producera vätgasen. Huvudentagandet i denna rapport har varit att det är utifrån vätgasens energiinnehåll som andelen RFNBO fastställs.

Att bioelektrobränslen ska klassificeras som en blandning av biodrivmedel och RFNBO enligt RED har betydelse för vilka mål och kvoter denna typ av bränsle får vara med och uppfylla. Exempelvis kan då ett flygbränsle producerat enligt Figur 17 uppfylla dels den generella SAF-kvoten och dels den specifika sub-kvoten för syntetiska bränslen (främst RFNBO) enligt ReFuelEU Aviation [16] (se även avsnitt 3.1).

När det kommer till vad som definieras som SAF, och specifikt syntetiska bränslen, i ReFuelEU Aviation står det: ”*Synthetic aviation fuels from renewable hydrogen and captured carbon (in the meaning of Article 2(36) of RED and limited to liquid drop-in fuels only)*”. Detta kan ge intrycket av att syntetiska bränslen endast avser elektrobränslen, det vill säga bränslen från vätgas och *infångad koldioxid*, och inte då bioelektrobränslen. Dock hänvisas till artikel 36 i RED, vilket är definitionen av RFNBO, vilket vi konstaterat att bioelektrobränslen delvis klassificeras som.

6.4 Jämförelse av elektro- och bioelektrobränslen

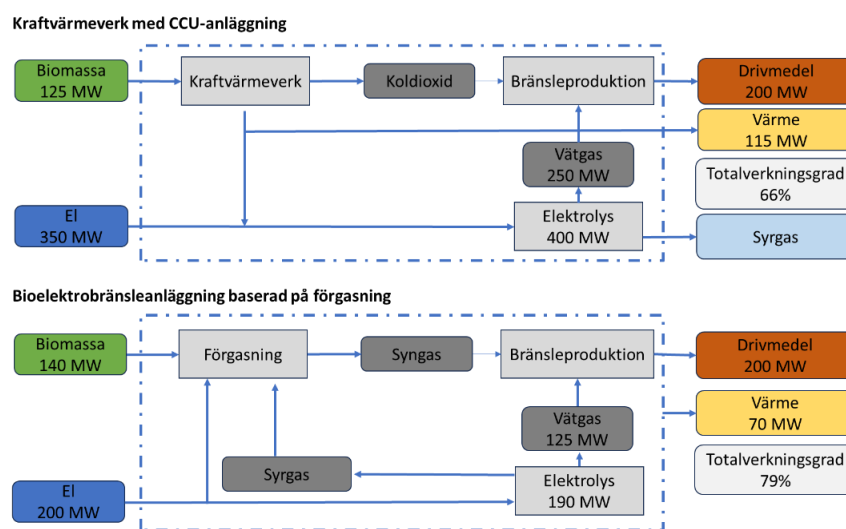
Sammanfattning - jämförelse av elektro- och bioelektrobränslen:

- Givet att biomassa och förnybar el är eftertraktade och begränsade resurser i framtidens energisystem, är energieffektivitet viktigt och något som borde premieras. Jämför man produktion av elektro- och bioelektrobränslen i Sverige enligt REDs beräknings- och klassificeringsregler, premieras dock inte alltid de mest resurseffektiva koncepten.
- Att producera drivmedel och värme från biomassa och el via förgasning (bioelektrobränslen) är mer energieffektivt än att producera drivmedel och värme från biomassa och el i ett kraftvärmeverk med efterföljande CCU (elektrobränslen).
- I RED görs ingen distinktion mellan en elektrobränsleanläggning som kopplas till ett *befintligt* respektive *nytt* kraftvärmeverk. I båda fallen klassificeras det producerade bränslet som ett rent RFNBO. Detta innebär att bioelektrobränslen och elektrobränslen vid ett nytt kraftvärmeverk klassificeras på olika sätt (som en blandning av biodrivmedel och RFNBO respektive som ett rent RFNBO), trots att det är processer som producerar drivmedel utifrån samma råvaror (biomassa och el). Det hade varit rimligt om elektrobränslet från den nya anläggningen klassificerades som en blandning av biodrivmedel och RFNBO, eftersom det innebär samma insatsvaror som ett bioelektrobränsle.
- Att klassificeras som ett rent RFNBO ger fördelar. Beräkningsmässigt är det mer fördelaktiga regler för RFNBO än för biodrivmedel. Dessutom möjliggör RFNBO uppfyllandet av sub-kvoter i transportsektorn. Eftersom betalningsviljan för bränslen som uppfyller kraven för dessa sub-kvoter sannolikt kommer att vara högre än för den generella kvoten för förnybara bränslen, innebär det att elektrobränslen får en fördel jämfört med bioelektrobränslen.
- Klimatpåverkan för elektrobränslen enligt RED är mycket låga (nästan obefintliga). Även för bioelektrobränslen är de mycket låga, dock något högre. Växthusgasutsläppen enligt ISO skiljer sig dock från RED, både i absoluta och relativa termer. För svenska förhållanden är utsläppen för elektrobränslen ungefär 30% högre än för bioelektrobränslen.

I det här avsnittet jämförs klassificerings- och beräkningsreglerna för elektrobränslen och bioelektrobränslen och vad effekten av det blir. Energieffektiviteten mellan de olika koncepten utvärderas också, samt vad skillnaderna blir med ISO-beräkningsmetodiken.

6.4.1 Jämförelse av energieffektivitet

Figur 18 visar en jämförelse av produktion av drivmedel och värme från en elektrobränsleanläggning vid ett kraftvärmeverk (KVV) och en bioelektrobränsleanläggning baserad på förgasning.



Figur 18. Illustration av två produktionskoncept för drivmedel. Det första visar drivmedel från CCU från ett biomassakraftvärmeverk och det andra drivmedel från förgasning av biomassa.

Figur 18 inkluderar även totalverkningsgraden för koncepten ($\eta_{tot} = \text{MW}_{ut} / \text{MW}_{in}$). Den totala verkningsgraden är högre för bioelektrobränsleanläggningen, 0,79 jämfört med 0,66 för kraftvärmeverket integrerat med en CCU-anläggning. Skillnaden mellan fallen ökar ytterligare om kvaliteten på energiflödena beaktas⁶. De främsta skillnaderna mellan koncepten, vilket också resulterar i skillnaden i total verkningsgrad, är att avsevärt mer el krävs i CCU-anläggningen än i förgasningsanläggningen, medan betydligt mer fjärrvärme produceras i kraftvärmeverket integrerat med en CCU-anläggning. I exemplet i Figur 18 har ingen avsättning för syrgas från CCU-anläggningen antagits. Om avsättning finns för syrgasen sparas el som annars hade behövt för att producera syrgasen.

En sådan här jämförelse mellan ovanstående koncept är endast relevant vid nyinvesteringar i fjärrvärmekapacitet i kombination med förnybara

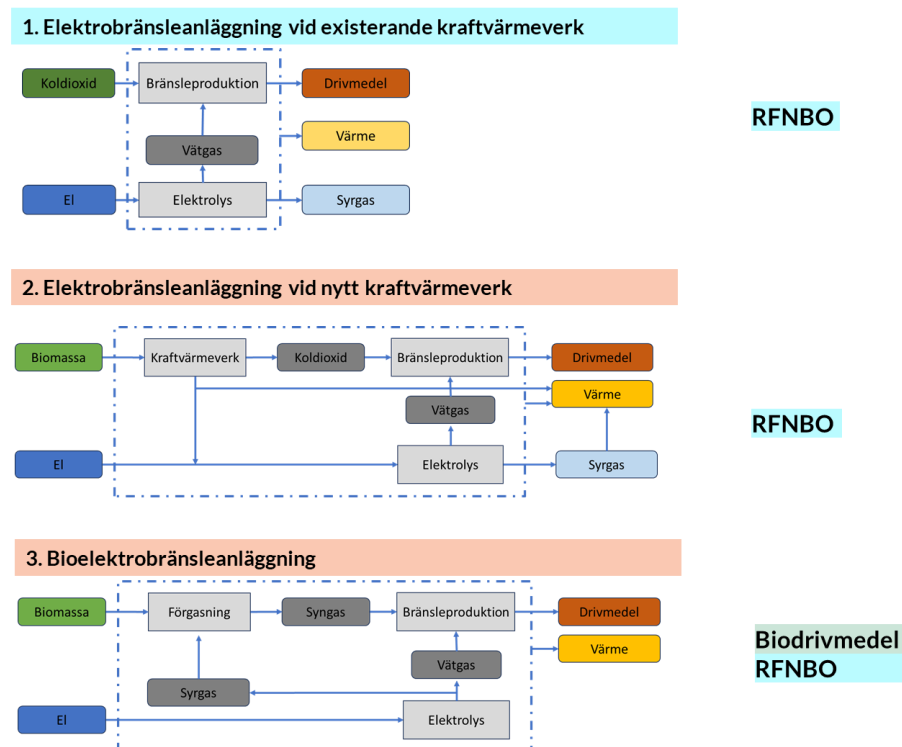
⁶ Med användning av elekvivalenter enligt [33]. Den totala verkningsgraden ökar då från 0,31 till 0,46, om drivmedel och fjärrvärme produceras via förgasning av biomassa istället för från infångad CO₂.

drivmedel. För befintliga kraftvärmeverk är situationen en annan och startpunkten för elektrobränsleprocessen är rökgaserna från skorstenen och inte biomassan.

6.4.2 Klassificering enligt RED

Figur 19 visar tre olika drivmedelsproduktionsanläggningar avseende elektro- och bioelektrobränslen och relaterad klassificering enligt RED:

1. Elektrobränsleanläggning vid existerande kraftvärmeverk
En anläggning som producerar drivmedel, värme och syrgas från koldioxid och el. Drivmedelsklassificering: RFNBO.
2. Elektrobränsleanläggning vid nytt kraftvärmeverk
En anläggning som producerar drivmedel, värme och syrgas från biomassa och el. Drivmedelsklassificering: RFNBO.
3. Bioelektrobränsleanläggning
En anläggning som producerar drivmedel och värme från biomassa och el. Drivmedelsklassificering: RFNBO och biodrivmedel.



Figur 19. Olika drivmedelsproduktionsanläggningar avseende elektro- och bioelektrobränslen och relaterad klassificering enligt RED.

Bearbetning av biomassa och el/vätgas till bioelektrobränslen (3) ska, som redogjordes för i föregående avsnitt, klassificeras som en blandning av

biodrivmedel och RFNBO enligt RED. I RED görs ingen distinktion mellan en elektrobränsleanläggning som kopplas till ett befintligt kraftvärmeverk och en som kopplas till ett nytt kraftvärmeverk. I båda koncepten (1, 2) klassificeras därmed det producerade bränslet som ett rent RFNBO.

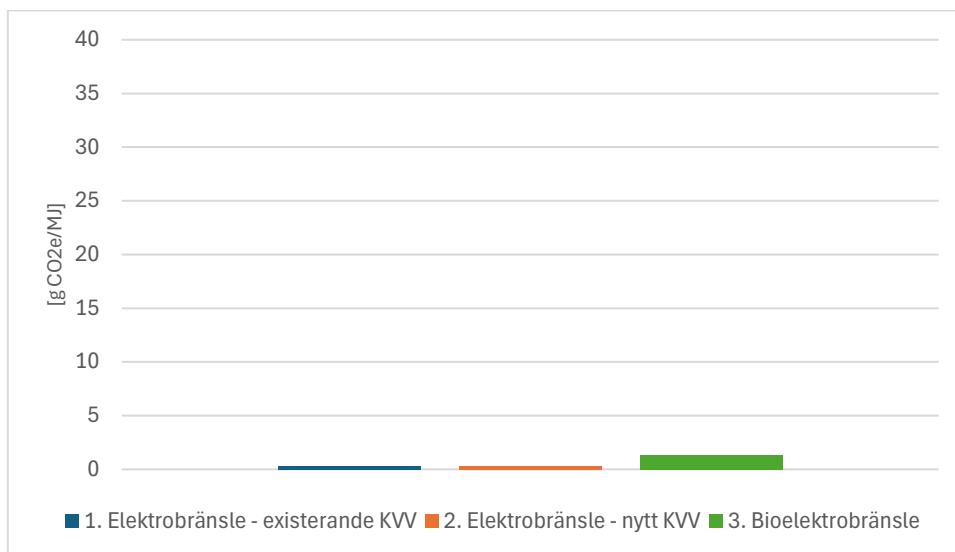
Resultatet av dessa klassificeringsregler är alltså att koncept 2 och 3 klassificeras på olika sätt, som RFNBO respektive en blandning av biodrivmedel och RFNBO. Att vissa processer resulterar i RFNBO och andra i en blandning av biodrivmedel och RFNBO fastän de använder samma insatsvaror kan ifrågasättas. Vid en befintlig kraftvärmeanläggning, vars primära syfte är produktion av värme och el, är det rimligt att tänka att den avskilda koldioxiden kommer ”gratis” och att eventuell påverkan från biomassan (eller annan insatsråvara) till kraftvärmeverket inte ska belasta bränslet. Vid en investering i ett nytt kraftvärmeverk å andra sidan, blir det en orättvis jämförelse med andra tekniker att enbart räkna från och med koldioxidavskiljningen. Eftersom man i dessa processer producerar drivmedel, med biomassa och el som insatsvaror, bör dessa rimligen klassificeras på samma sätt och då som en blandning av biodrivmedel och RFNBO.

Klassificeringen har betydelse för möjligheten att bidra till att uppfylla olika kvoter och mål, såsom sub-kvoten för syntetiska bränslen (RFNBO) inom RefueLEU Aviation. Eftersom betalningsviljan för bränslen som uppfyller kraven för denna sub-kvot sannolikt kommer att vara högre än för den generella SAF-kvoten, innebär det att koncept 2 (elektrobränslen) får en fördel jämfört med koncept 3 (bioelektrobränslen).

RED gör som sagt ingen distinktion på systemgränser för befintliga och nya anläggningar, men slår fast att man inte får tillgodogöra sig koldioxid från en anläggning som startats med enda syfte att producera koldioxid (punkt 10, bilaga A, DA2). Detta är dock inte fallet i det här exemplet då kraftvärmeverket har syftet att producera både el, värme och koldioxid för vidareförädling till drivmedel.

6.4.3 Jämförelse av klimatnytta enligt RED och ISO

Figur 20 visar växthusgasutsläpp för elektro- och bioelektrobränslen beräknat enligt RED. Växthusgasutsläppen för elektrobränslen enligt RED är mycket låga (nästan obefintliga). Även för bioelektrobränslen är utsläppen mycket låga, dock högre än för elektrobränslen.



Figur 20. Klimatpåverkan för elektro- och bioelektrobränslen enligt RED.

Beräkningsmetodiken redogörs för i avsnitt 4. Enligt RED antas att el till RFNBO har noll påverkan, och el till biodrivmedel har en utsläppsintensitet på 7,2 g CO₂e/MJ el (se avsnitt 4.4). Eftersom den absoluta majoriteten av elanvändningen för bioelektrobränslen är från elektrolysören, och därmed RFNBO-delen, är denna därmed inte associerad med några utsläpp enligt RED. Biomassan, GROT, är en restprodukt och endast utsläpp kopplat till efterhantering och transport tas med.

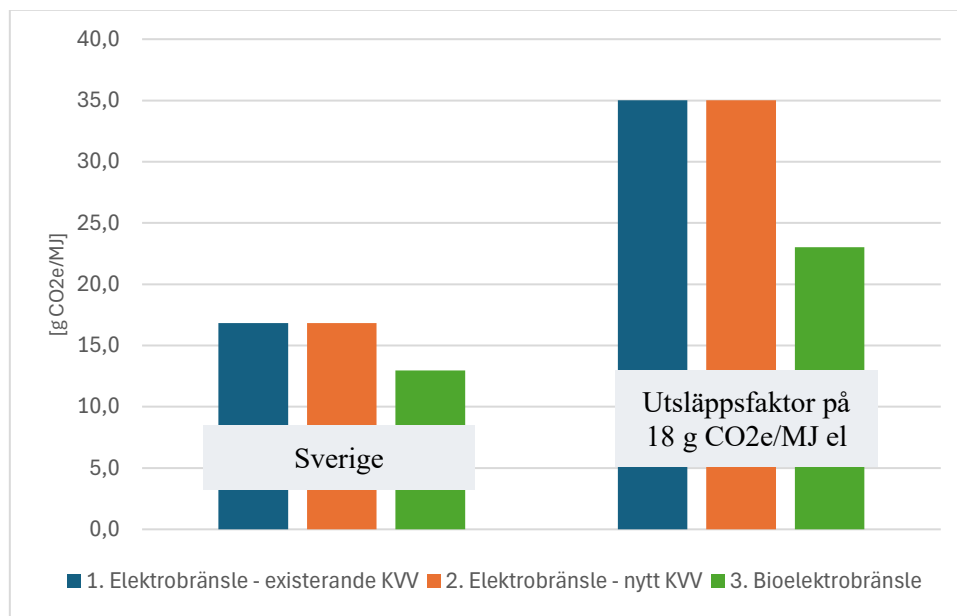
Det antas inte finnas avsättning för den syrgas som produceras som en biprodukt från elektrolysören vid produktion av elektrobränslen. Eftersom utsläppen är så låga får det heller ingen märkbar påverkan om man antar avsättning för syrgas eller inte enligt RED för svenska förhållanden.

Figur 21 visar växthusgasutsläpp för elektro- och bioelektrobränslen beräknat enligt ISO. Två grupper av resultat visas. Dels svenska förhållanden, där en utsläppsfaktor på 9 g CO₂e/MJ el används, som tar hänsyn till livscykelutsläpp även för förnybar elproduktion (se avsnitt 4.4). Dels en region där utsläppsfaktorn är 18 g CO₂e/MJ el (vilket enligt RED precis utgör gränsen för att elen kan räknas som noll utsläpp, se avsnitt 5.2.1). En sådan utsläppsfaktor är liknande den som föreligger i Finland⁷. Den använda GROTen antas inte vara fri från börda med ISO, utan inkluderar en så kallad markanvändningseffekt (se avsnitt 4.4).

Växthusgasutsläppen enligt ISO skiljer sig både i absoluta och relativa termer jämfört med resultaten enligt RED. För svenska förhållanden är

⁷ Enligt DA2 är utsläppsfaktorn för Finland 22,9 g CO₂e/MJ.

utsläppen för elektrobränslen ungefär 30% högre än för bioelektrobränslen. För fallet med utsläppsfaktorn 18 g CO₂e/MJ el är skillnaden mellan elektro- och bioelektrobränslen ännu större – nästan 50% högre påverkan från elektrobränslena.



Figur 21. Växthusgasutsläpp för elektro- och bioelektrobränslen enligt ISO.

Utsläppen för elektrobränslen vid ny respektive existerande anläggning är samma enligt ISO, även om hela anläggningen inklusive KVV beaktas för den nya anläggningen. Detta beror på att värmen från den nya KVV med CCU antas ersätta värme från ett KVV och därmed blir skillnaden gentemot referenssystemet just CCU-anläggningen, vilken är densamma som CCU-anläggningen vid det existerande kraftvärmeverket.

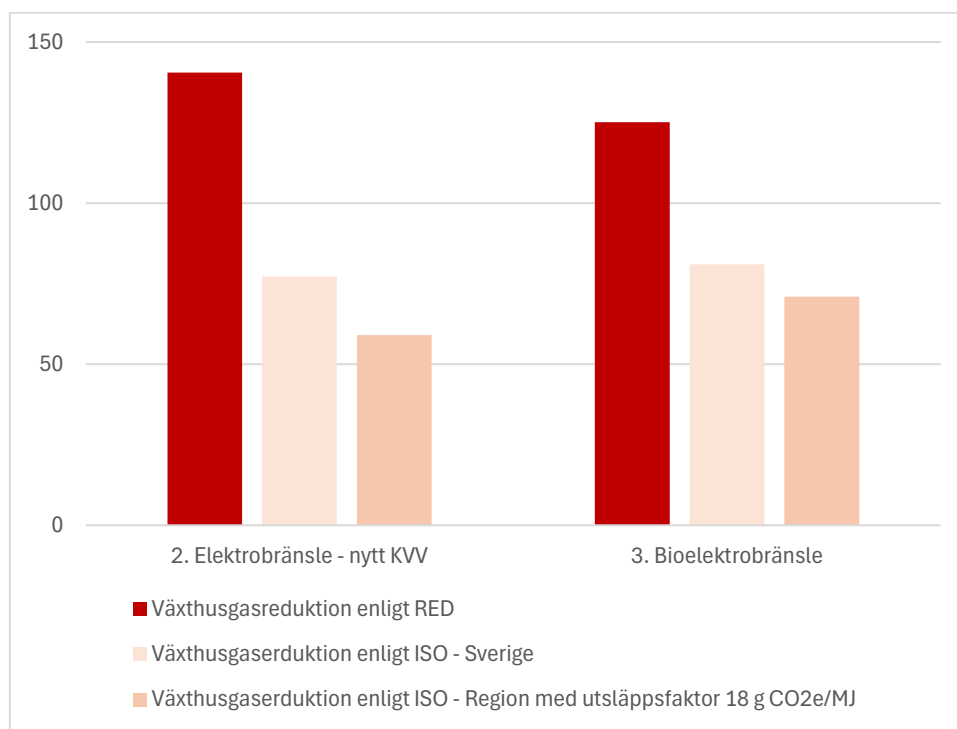
Enligt ISO blir utsläppen högre eftersom högre utsläpp antas för el- och biomassaanvändning, speciellt för en region med en utsläppsfaktor på 18 g CO₂e/MJ el.

Bioelektrobränslen har en signifikant lägre elanvändning än elektrobränslen, vilket inte alls speglas i klimatpåverkan enligt RED. Men med beräkningar enligt ISO syns denna skillnad, i synnerhet för en region med en utsläppsfaktor på 18 g CO₂e/MJ el. Här är det skillnaden mellan elektro- och bioelektrobränslen (enligt koncepten i Figur 18) som visas. Det skulle till exempel också kunna vara olika elektrobränslekoncept med olika energieffektivitet, till exempel med avseende på elanvändning (finns tekniker för omvandling av koldioxid som har potential till betydligt lägre elanvändning) eller möjlighet till avsättning för syrgasen. Dessa skillnader syns inte alls i klimatpresentadan

enligt RED, åtminstone inte för regioner där elen inte belastas med några emissioner.

6.4.4 Växthusgasreduktion för måluppfyllelse enligt RED

Växthusgasreduktionen skiljer sig signifikant i både absoluta och relativa termer mellan RED och ISO för exemplet som presenterades i föregående avsnitt. Figur 22 visar vad växthusgasreduktionen blir för användning i sjöfart enligt RED jämfört med växthusgasreduktionen enligt ISO. För måluppfyllelse enligt RED är den räknade växthusgasreduktionen mer än 10% högre för elektrobränslen än för bioelektrobränslen. Skillnaden beror både på skillnaden i utsläpp enligt RED (Figur 21) och skillnaden i den multiplikator som används. Som beskrevs i avsnitt 2.3, ska avancerade biodrivmedel och biogas till luft- och sjöfart anses vara 1,2 gånger sitt energiinnehåll, och RFNBO 1,5 gånger sitt energiinnehåll.



Figur 22. Växthusgasreduktion för användning i sjöfart enligt RED jämfört med växthusgasreduktion enligt ISO.

Enligt ISO är växthusgasreduktionen ungefär 5% högre för bioelektrobränslen i Sverige och ungefär 20% högre för bioelektrobränslen i en region med en utsläppsfaktor på 18 g CO₂e/MJ el, jämfört med för elektrobränslen.

6.5 Drivmedel producerat av förnybar vätgas och fossil råvara

Sammanfattning - drivmedel producerat av förnybar vätgas och fossil råvara:

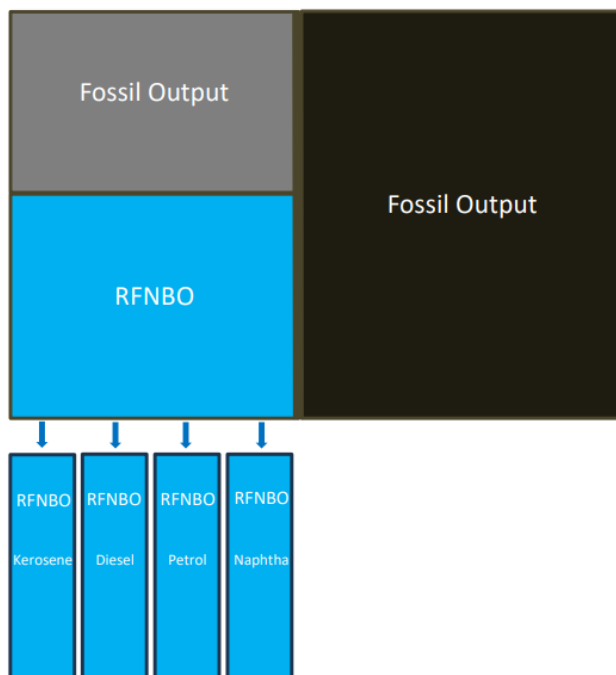
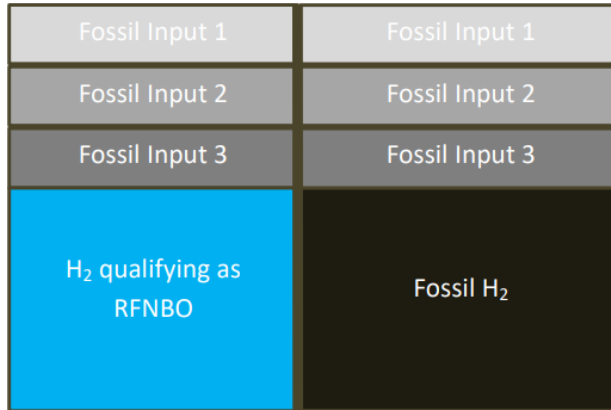
- Vid sambearbetning av fossila råvaror och RFNBO-klassad vätgas, får en andel av bränslet klassas som RFNBO medan den resterande andelen klassas som fossila bränslen (precis som vid sambearbetning av biodrivmedel och RFNBO).
- Alla bränsleprodukter i raffinaderiet, som bensin, diesel, och flygbränslen klassificeras på samma sätt, det vill säga att de betraktas som en viss andel RFNBO. Det är inte möjligt att allokera allt RFNBO till en specifik produkt, till exempel flygbränsle.
- För att verkligen stimulera substitution av konventionell fossilbaserad vätgas med elektrolysbaserad vätgas bör det därför finnas särskilda incitament för RFNBO för olika bränslen/transportsegment. För att verkligen stimulera substitution av konventionell fossilbaserad vätgas med elektrolysbaserad vätgas bör det därför finnas särskilda incitament för RFNBO för alla de olika bränslen som produceras.

En annan aspekt av klassificering för processer som genererar flera typer av bränslen, är hur man ska fördela bränsleprodukterna mellan de olika typerna av bränslen, såsom de är definierade enligt RED. Vid sambearbetning av fossila råvaror och RFNBO-klassad vätgas, får en andel av bränslet klassas som RFNBO medan den resterande andelen klassas som fossila bränslen (precis som vid sambearbetning av biodrivmedel och RFNBO, se avsnitt 6.3). Fördelningen mellan RFNBO och fossila bränslen baseras på energiinnehållet i insatsvarorna. Det betyder att om 25% (baserat på energiinnehåll) av insatsvarorna är vätgas som klassas som RFNBO, så klassas 25% av produkterna som RFNBO. Detta illustreras i Figur 23, som är hämtad från Q&A-dokumentet.

Enligt Q&A-dokumentet gäller den här fördelningsprincipen även när RCF, biomassa, förnybar el, förnybar värme eller CO₂ (inklusive biogen) används i samma syfte (som RFNBO enligt Figur 23). Eftersom de nämner förnybar el här väcker det återigen förvirring över huruvida det faktiskt är andelen el eller andelen vätgas som RFNBO-delen ska utgöras av (se avsnitt 6.3). Figuren beskriver dock att andelen RFNBO fastställs utifrån vätgasens energiinnehåll i förhållande till andra råvaror, inte utifrån

elen som används till vätgasen. Men detta är ett exempel på en formulering som är otydlig och skapar förvirring.

Example of a process with several inputs



Figur 23. Sambearbetning av fossila råvaror och vätgas klassad som RFNBO (figuren är hämtad från Q&A-dokumentet 2024 Annex).

Som framgår av figuren så klassificeras alla bränsleprodukter på samma sätt, det vill säga att de betraktas som en viss andel RFNBO. Det är alltså inte möjligt att allokerat allt RFNBO till en specifik produkt, till exempel flygbränsle. För att verkligen stimulera substitution av konventionell fossilbaserad vätgas med elektrolysbaserad vätgas bör det därför finnas särskilda incitament för RFNBO för alla de olika bränslen som produceras/transportsegment.

Det finns förslag att vätgas som mellanprodukt ska inkluderas i reduktionsplikten, det vill säga att bensin och diesel som är producerat enligt Figur 23 med en viss andel RFNBO-klassad vätgas ska klassificeras delvis som RFNBO och bli en del av reduktionsplikten. Dock finns det inte inom reduktionsplikten några särskilda incitament för RFNBO (eller för avancerade biodrivmedel, som en subkvot eller användning av multiplikator), vilket det ju finns för flyget med subkvoten för syntetiska bränslen inom RefueLEU Aviation (se avsnitt 3.1).

6.6 Återvunna kolbaserade bränslen - RCF

Sammanfattning – återvunna kolbaserade bränslen (RCF):

- Med begränsad tillgång till kolatomer i framtiden, är det viktigt att även recirkulera kolatomer med fossilt ursprung.
- Återvunna kolbaserade bränslen (RCF) är bränslen som återbrukar dessa fossila kolatomer, till exempel från industriell restgas eller hushållsavfall.
- Hur RCF kommer inkluderas i kvoter och hur regelverket kommer se ut framöver är dock inte helt tydligt.
- Det är exempelvis oklart om ett stoppår kommer att införas för RCF, såsom det finns stoppår (år 2040) för fossila kolatomer för RFNBO.
- Flera metodaspekter av växthusgasberäkningen för RCF är dessutom svårlästa och otydligt beskrivna i DA2. Det gäller exempelvis reglerna för ”befintlig användning” av kolkällan, vilka utsläppsfaktorer som ska antas för produktionsförluster och hur man ska förstå termen ”sammankopplad process”.
- Särskilt viktigt är det att etablera tydliga och konsekventa beräkningsregler för produktionsförluster, eftersom dessa potentiellt kan få stor påverkan på ett drivmedels klimatpåverkan.

Tillgången till kolatomer kommer vara mer begränsad i framtiden, med strypt nytutvinning av fossila råvaror. Det är med andra ord viktigt att utnyttja de kolatomer som redan finns i systemet, även de fossila. Återvunna kolbaserade bränslen (RCF) nyttjar dessa fossila kolatomer, till exempel från industriell restgas.

Fastän RCF inte kommer från förnybara källor, kan dessa i nuläget ändå vara med och uppfylla kvoter för hållbara bränslen, till exempel SAF. Hur RCF kommer inkluderas i kvoter och hur regelverket kommer se ut framöver är dock inte helt tydligt. Det är till exempel oklart om det kommer införas stoppår för användningen av fossila kolatomer för RCF, som det gör för koldioxid till RFNBO (år 2040). Flera beräkningsaspekter gällande insatsvaror (e_i) för RCF är dessutom inte tydligt beskrivna i DA2 och svåra att förstå. Dessa beskrivs vidare i detta avsnitt.

6.6.1 Befintlig användning

En beräkningsaspekt för RCF som skapar förvirring är vad som gäller för ”befintlig användning” i e_i (se avsnitt 4.3.1 för övergripande beskrivning av beräkningsmetodiken). Det här är en central aspekt för att beräkna klimatpåverkan från RCF. Vilka regler som gäller behöver därför förtydligas.

Enligt beräkningsmetodiken för RCF ska utsläppen kopplat till kolkällan och det införlivande kolet i bränslet beaktas i flera steg. I e_i , ska utsläppen kopplade till insatsvaran och eventuella produktionsförluster tas med, samt avdrag från ”befintlig användning”. Vid bearbetning av råvaran, e_p , ska direkta utsläpp från processen omfattas, vilka också kan vara kopplade till råvaran, till exempel från förgasning. Slutligen ska man räkna med förbränningsutsläppen från användning av bränslet, e_u , där det införlivade kolet blir till växthusgaser. Eftersom RCF består av kolatomer med fossilt ursprung, kan förbränningsutsläppen inte räknas som noll. För att ett RCF ska kunna uppfylla hållbarhetskriterierna om växthusgasreduktion förutsätter det att man kan göra avdrag för bearbetningsutsläppen och förbränningsutsläppen som ”befintlig användning”. Det är dock inte helt tydligt hur man ska förstå reglerna här.

Punkt 10 (bilaga A, DA2) anger vilka kolkällor man får beakta för avdrag från ”befintlig användning”. Det är ”koldioxidekvivalenten av det kol som införlivats i den kemiska sammansättningen” av bränslet som ska omfattas. Senare beskrivs kraven som att det endast berör avskild koldioxid. För RCF, från förgasning av avfall exempelvis, utgörs dock inte kolkällan av avskild koldioxid.

Huruvida förbränningsutsläppen får göras avdrag för i ”befintlig användning” är därför inte tydligt beskrivet, även om det rimligtvis borde vara så givet att RCF räknas som ett hållbart alternativt drivmedel. När det kommer till bearbetningsutsläpp bör antagligen samma tolkning göras, att det får räknas som ”befintlig användning”, men här är det mindre självklart. Vid förgasning exempelvis blir i regel mer än hälften av allt inbundet kol till koldioxid. Räknas det då som att det är ”införlivat i den kemiska sammansättningen” och att man får räkna avdrag från ”befintlig användning” eller ska de utsläppen räknas med utan avdrag? Det kolet har ju egentligen aldrig införlivats i bränslet.

Sammanfattningsvis så är beskrivningarna otydliga och förvirrande för ”befintlig användning” och vad som egentligen gäller för RCF. Det rimliga vore att få räkna avdrag för befintlig användning för såväl bearbetnings- som förbränningsutsläppen, men det är inte självklart att

man ska tolka reglerna så utifrån de nuvarande formuleringarna. Tydligare beskrivningar och exempel skulle behövas i DA2.

6.6.2 Termen ”sammankopplad process”

En annan beräkningsaspekt för insatsvaror (e_i) för RCF (och RFNBO) i DA2 är att de ska beräknas olika beroende på om de är elastiska eller oelastiska. Oelastiska varor innefattar alla kolkällor till RCF samt de som produceras ”i en fast proportion genom en sammankopplad process och står för mindre än 10 % av det ekonomiska värdet av produktionen” (punkt 4 i bilaga A, DA2). Alla andra varor ska anses vara elastiska. För elastiska insatsvaror ska man dessutom göra skillnad på om de kommer från en sammankopplad process eller inte. Utsläpp från elastiska insatsvaror från en sammankopplad process ska bestämmas utifrån den faktiska produktionsprocessen (bilaga A, punkt 7, DA2), och i andra fall från värden listade i bilaga B (eller andra etablerade källor).

Om en råvara till RFNBO- eller RCF-produktion kommer från en sammankopplad process kan det alltså påverka dels om en råvara ska klassas som oelastisk, dels hur utsläppen för en elastisk råvara ska räknas. Det är därför potentiellt viktigt att veta hur man ska förstå begreppet. Hur man ska förstå ”sammankopplad process” är inte dock inte självklart. Begreppet finns inte med i REDs huvuddokument, utan enbart i DA2, och definieras där i en fotnot, se Utdrag 7.

Utdrag 7. Fotnot till punkt 4 i bilaga A, DA2.

Sammankopplade processer omfattar processer som äger rum i samma industrikomplex, processer där insats-varuförsörjningen sker via en särskild försörjnings-infrastruktur och processer som försörjer produktionen av RFNBO eller RCF med mer än hälften av alla insatsvarors energi.

Här är det exempelvis inte tydligt vad som menas med ”*särskild försörjningsinfrastruktur*”. Vidare är det oklart i vilka fall detta faktiskt är tillämpligt och om det har betydelse i en svensk kontext. I Q&A-dokumentet tas sammankopplade processer inte upp, och inga exempel ges. Man skulle kunna tänka sig att försörjning av el och vätgas till RFNBO skulle kunna utgöra en sammankopplad process. I en svensk kontext, där el från nätet redan kan räknas som förnybar (se avsnitt 5.2), skulle detta dock inte göra någon skillnad beräkningsmässigt.

6.6.3 Utsläppsfaktorer för produktionsförluster

För RCF (och RFNBO) ska som sagt insatsvaror beräknas olika beroende på om de är *elastiska* eller *oelastiska*. Klimatpåverkan från oelastiska insatsvaror ska inkludera utsläpp som uppstår från att de avleds från en alternativ användning, samt den produktionsförlust som blir till följd av användning av insatsvaran (punkt 9, DA2). Hur dessa produktionsförluster

ska beräknas framgår dock inte på ett tydligt sätt, vilket kan leda till olika tolkningar och väldigt olika resultat.

När det kommer till förlorad elproduktion ska den förlorade elen multipliceras med utsläppsfaktorn för elproduktion till nätet i produktionslandet, enligt metod i punkt 5 eller 6 i DA2 beroende på vad som är tillämpligt. Vilken regel som ska gälla i första hand är dock oklart, så här finns det öppning för olika tillämpning. Punkt 5 säger att man får räkna el från nätet som nollutsläpp, men det vore märkligt om man fick applicera den regeln på produktionsförluster. Vilka regler som gäller här behöver därför ytterligare förtydligas.

När det kommer till förlorad värmeproduktion finns det ingen beskrivning av vad som ska antas eller vilken utsläppsfaktor som ska appliceras. Regler för detta behöver beskrivas för att förhindra olika beräkningsantaganden.

6.7 Drivmedel från blandat avfall

Sammanfattning – drivmedel från blandat avfall:

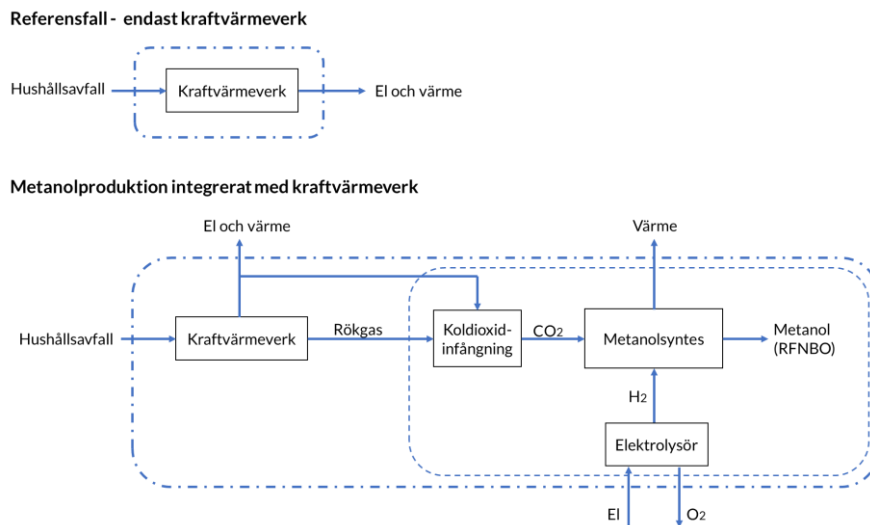
- Kommunalt restavfall består av en blandning av kolatomer med fossilt och biogent ursprung. Omställningen av industrin mot fossilfrihet medför också att industriella restströmmar i ökande utsträckning kommer att ha ett blandat ursprung.
- Tre exempel på metanolproduktion från blandat hushållsavfall analyseras här. Det första producerat via CCU från ett kraftvärmeverk, och de två andra med förgasning, varav ett med tillsatt vätgas.
- CCU-exemplet genererar RFNBO, medan förgasningsfallet genererar biodrivmedel och RCF enligt RED. När vätgas tillsätts till förgasningen blir det även en andel RFNBO.
- Hushållsavfall och vätgas som insatsvaror kan därmed generera antingen enbart RFNBO (CCU) eller en blandning av biodrivmedel, RCF och RFNBO (förgasning), beroende på tillverkningsprocess.
- Reglerna för sambearbetning gäller inte för blandade avfall, vilket betyder att i förgasningsexemplet ska biodrivmedlet och RCF:et anses ha samma utsläppsintensitet. Det är dock oklart vilken metodik som ska tillämpas.
- När vätgas tillsätts i en process, som i det andra förgasningsexemplet, är det dessutom oklart hur systemgränserna ska dras för RFNBO-delen. Ska några utsläpp för drivmedelsprocessen tillfalla RFNBO-delen, eller endast påverkan från vätgasproduktionen?
- Samtliga exempel har låg klimatpåverkan enligt RED, men lägst har CCU-konceptet trots att det är minst resurseffektivt.
- Räknar man klimatpåverkan enligt ISO får i stället förgasningskoncepten betydligt lägre påverkan än CCU-konceptet. Det beror på att CCU-konceptet använder mycket el, och elen värderas väldigt olika enligt RED och ISO.

Kommunalt restavfall består av en blandning av kolatomer med fossilt och biogent ursprung. Omställningen av industrin mot fossilfrihet medför också att industriella restströmmar i ökande utsträckning kommer att ha ett blandat ursprung. Blandat hushållsavfall är en råvara som i nuläget huvudsakligen förbränns och direkt blir till CO₂ i atmosfären. Med andra ord är det en råvara som inte utnyttjas på ett koleffektivt sätt. Det finns potential att i framtiden producera bränslen från blandat restavfall som inte kan materialåtervinnas.

Hur man i RED ska klassificera och beräkna drivmedel som produceras från blandade flöden, som hushållsavfall, är inte helt lätt att förstå. Det finns olika sätt att tolka reglerna. För att illustrera dessa svårigheter och oklarheter har vi tre exempel på metanolproduktion från blandat hushållsavfall: (1) CCU kopplat till ett kraftvärmeverk, (2) förgasning och (3) förgasning med tillförd vätgas. Dessa exempel och resultat är hämtade från projektet ”Kol- och klimateffektiv användning av biogent avfall för cirkulära kemikalier” [32]. Situationen som speglas är en nyinvesteringssituation där investering i ett nytt kraftvärmeverk jämförs med de tre koncepten för metanolproduktion (och värmeproduktion) från avfallet.

6.7.1 CCU kopplat till avfallsförbränning

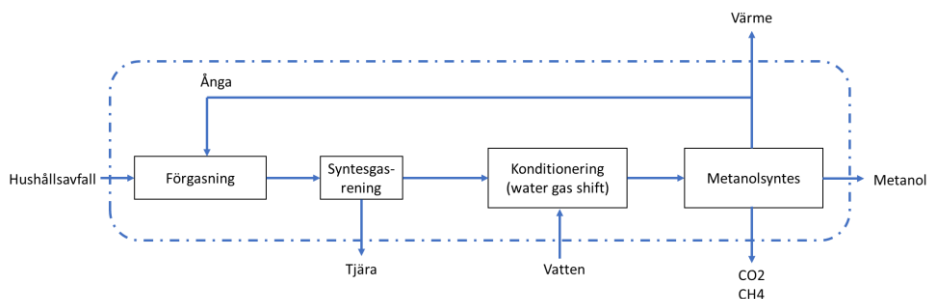
Det här exemplet visar metanolproduktion från förbränning och koldioxidavskiljning (CCU) av blandat hushållsavfall. I Figur 24 illustreras processkonceptet jämfört med den alternativa kraftvärmeanläggningen utan metanolproduktion. Hela systemet för drivmedelsproduktionen inkluderar avfallet till kraftvärmeverket till färdigt bränsle. Enligt RED ska dock beräkningen börja först från koldioxidavskiljningen, eftersom bränslet i det här fallet ska klassas som ett RFNBO. Systemgränserna för RED följer därför de inre streckade systemgränserna. Enligt ISO ska hela systemet beaktas, från att avfallet kommer till kraftvärmeanläggningen till färdigt bränsle, men eftersom vi med ISO tittar på konsekvensen av att inkludera CCU-anläggningen blir i praktiken mass- och energibalanserna för ISO desamma som för RED eftersom vi räknar på (1) minus referensfallet.



Figur 24. Metanolproduktion från CCU vid ett kraftvärmeverk med avfallsförbränning, jämfört med referensfallet som endast utgörs av ett kraftvärmeverk.

6.7.2 Förgasning av avfall

Det här exemplet visar förgasning av blandat hushållsavfall till metanolproduktion. Processkonceptet illustreras i Figur 25. Enligt RED ska den biogena delen av det producerade bränslet klassificeras som ett biodrivmedel medan den fossila delen ska klassificeras som ett RCF. I det här fallet blir systemgränserna desamma för RED och ISO, det vill säga hela systemet från råmaterial till färdigt distribuerat bränsle inkluderas. Med ISO analyseras som sagt konsekvensen av att implementera drivmedelsproduktionen, vilket här betyder att mindre el och fjärrvärme produceras jämfört med referensfallet. Denna effekt är dock även inkluderad för RED, eftersom man ska ta hänsyn till produktionsförluster för RCF (vilket diskuteras vidare längre ner). I praktiken blir därför mass- och energibalanserna desamma både för RED och ISO här (givet att biodrivmedel räknas på samma sätt som RCF, se diskussion längre ner).



Figur 25. Processkoncept för metanolproduktion från blandat hushållsavfall baserat på förgasning.

DA2 (bilaga A, punkt 1) säger att om ett bränsle är en blandning av RCF, RFNBO och andra bränsletyper anses ha samma

utsläppsintensitet, med undantag för sambearbetning. Regler för sambearbetning gäller när RCF eller RFNBO delvis ersätter en konventionell insatsvara eller biomassa i en process. Bearbetning av blandat avfall till bränsle ska dock inte betraktas som sambearbetning (enligt svaret på fråga 48 i Q&A-dokumentet, se Utdrag 8) eftersom RCF-delen inte ersätter någon konventionell insatsvara i det här fallet. Därför ska de båda producerade bränslena, RCF och biodrivmedlet, ha samma utsläppsintensitet.

Utdrag 8. Q&A-dokumentet, fråga 48.

Is the processing of mixed biogenic and non-biogenic non-recyclable waste into fuels considered as a form of co-processing?

Reply: No. According to the GHG methodology, co-processing covers only cases where RFNBOs and RCF are replacing a conventional input in a process. As no replacement takes place in the example given, the rules for co-processing do not apply and the entire output from the process is considered to have the same emission intensity.

Eftersom det återvunna kolbränslet och biodrivmedlet ska ha samma utsläppsintensitet måste samma metodik appliceras för att beräkna de båda bränslena. Det är dock oklart om den metodik man ska använda är den för biodrivmedel eller den för RCF, eller en kombination av de två.

Metodikerna för RCF och biodrivmedel skiljer sig åt på flera viktiga punkter, till exempel gällande utsläppsberäkning för olika insatsvaror. För RCF ska exempelvis produktionsförluster tas med kopplat till användning av kolkällan om den frånleds från ett tidigare användningsområde, men detta ska inte göras på motsvarande sätt för biodrivmedel. Svaret på Q&A-fråga 46 anger dock att dessa produktionsförluster ska räknas med i den slutgiltiga utsläppsintensiteten för båda bränslena (se Utdrag 9).

Utdrag 9. Q&A-dokumentet, fråga 46.

Assuming a process using municipal waste as feedstock that includes a mixture of biogenic feedstock and feedstock that can be used for the production of RCF, would the emissions from e_i including e_{rigid} and e_{ex-use} need to be allocated to all products or only to the products from non-biogenic origin?

Reply: As a general rule, in accordance with point 1 of the GHG methodology, all (fuel) types shall be considered to have the same emission intensity. The overall emissions from e_i should thus be divided by the energy in the overall produced fuels.

För övriga beräkningsaspekter är det dock oklart om det är biodrivmedel- eller RCF-metodiken som ska appliceras, till exempel gällande utsläppsfaktorn för el. Ytterligare en förvirrande aspekt i sammanhanget är svaret på fråga 68 i Q&A-dokumentet (se Utdrag 10) som säger att biodrivmedel som produceras i samma process som RCF och RFNBO inte ska ha samma utsläppsintensitet som dem.

Utdrag 10. Q&A-dokumentet, fråga 68.

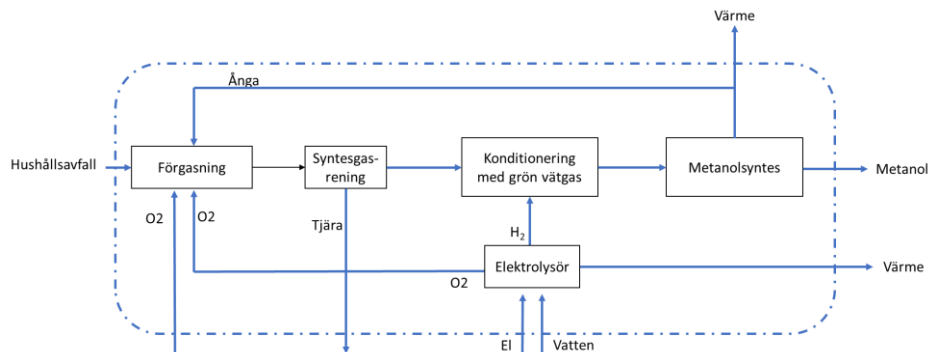
Do biofuels stemming from the same process as RFNBOs and RCF have also the same emission intensity as the RFNBOs and RCF in line with point 1 of the Annex?

Reply: No. While point 1 of the Annex of the GHG methodology sets out that in case of the production of mix of fuels (RFNBOs RCF and other fuels), all (fuel) types shall be considered to have the same emission intensity, Delegated Regulation 2023/1185 applies only for defining the emission intensity of RFNBOs and RCF. Hence this rule serves only the purpose of allocating the appropriate share of emissions to RCF and RFNBOs. The correct methodology to determine the emission intensity of biofuels for the purposes set out in Article 29 RED is set out in Article 31 of the Directive and the related Annexes.

Det går alltså inte att utläsa i RED vilka beräkningsregler som ska appliceras i det här fallet med förgasning av restavfall. Vi gör läsningen att den mest troliga tolkningen som ska göras är att anta RCF-metodiken för beräkningen av bränslemixen, eftersom det uttryckligen stod att produktionsförlusterna skulle räknas med för båda bränslena. I våra beräkningar har vi därför antagit RCF-metodiken för dessa blandade bränslen.

6.7.3 Förgasning av avfall med tillförd vätgas

Det tredje exemplet visar förgasning med tillförd vätgas, se Figur 26. Det är alltså i princip samma koncept som det tidigare förgasningsexemplet, med skillnaden att en liten del vätgas tillsatts för att öka koleffektiviteten (analogt med bioelektrobränslen, se avsnitt 6.3). Den producerade metanolen klassificeras då som en blandning av biodrivmedel, RCF och RFNBO.



Figur 26. Metanolproduktion från förgasning av avfall med tillsatt vätgas.

Hur andelen RFNBO ska fastställas är som sagt inte helt tydligt (se avsnitt 6.3), men vi tolkar det som att det bestäms av energiinnehållet i vätgasen i förhållande till avfallet. För denna RFNBO-del appliceras metodiken för RFNBO. I övrigt appliceras samma antaganden som beskrivits i förgasningsexemplet i föregående avsnitt.

När det kommer till RFNBO-delen är det dock inte bara oklart hur man definierar andelen RFNBO, utan även hur man ska allokera utsläppen för det färdiga drivmedlet mellan det som är biodrivmedel/RCF och det som är RFNBO. Som illustreras i Figur 26 tillsätts vätgas till konditioneringssteget, det vill säga innan själva metanolsyntesen där det färdiga drivmedlet genereras. Frågan är alltså om någon påverkan från de processer som efterföljer inblandningen av vätgas i processen ska allokeras till RFNBO-delen, eller om RFNBO-delen bara inkluderar påverkan från elektrolysen (och distribution av drivmedlet). I beräkningarna som följer har bara påverkan från elektrolysen (och distribution) inkluderats för RFNBO-delen, det vill säga all påverkan från konditionering och metanolsyntes har allokats till biodrivmedel- och RCF-delen. Men huruvida detta faktiskt är hur man ska räkna är oklart.

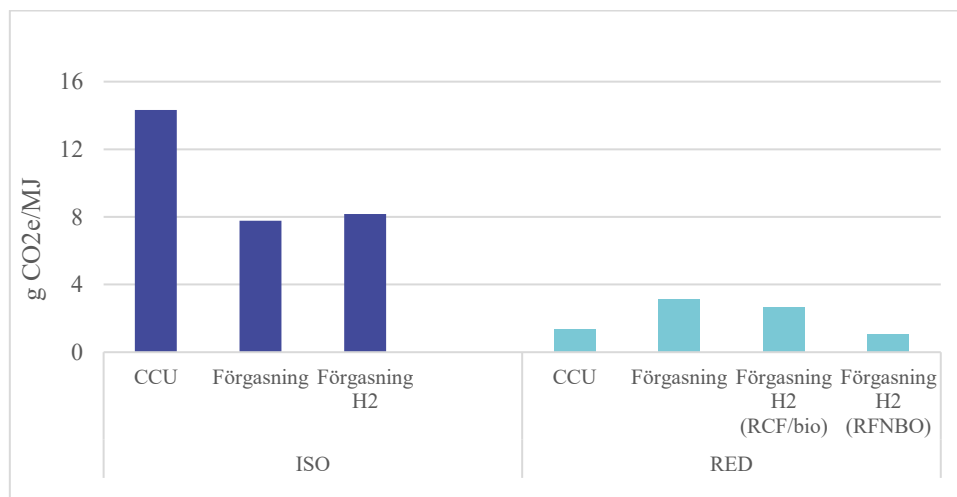
6.7.4 Jämförelse av klimatnytta enligt RED och ISO

I Tabell 8 summeras klassificeringen av metanolen i de tre exemplen.

Tabell 8. Klassificering av metanolen enligt RED för de tre koncepten. Detta är baserat på det lägre värmevärdet (LHV) av avfallskompositionen och energiinnehållet i vätgasen.

	Biodrivmedel	RCF	RFNBO
CCU			100%
Förgasning	27%	73%	
Förgasning H ₂	24%	66%	10%

Den resulterande klimatpåverkan för de olika processkoncepten och typen av bränslen visas i Figur 27. Resultaten visar att med RED-metodiken får samtliga bränslen och konfigurationer låga utsläpp. Lägst utsläpp får RFNBO-bränslena (från CCU och förgasning H₂) eftersom beräkningsreglerna är mer fördelaktiga för dem.



Figur 27. Klimatpåverkan för de tre exemplen på metanolproduktion, beräknat enligt RED och ISO.

Som diskuterades i avsnitt 6.4, är förgasningen mer energieffektiv än systemet med kraftvärmeverk med CCU. Trots det blir påverkan lägre för CCU-fallet med RED. Räknar man enligt ISO å andra sidan blir utfallet ett annat, då har CCU-fallet betydligt högre påverkan än förgasningsfallen.

I samtliga fall har bränslena enligt ISO betydligt högre utsläpp än enligt RED. För CCU-fallet är denna skillnad mest noterbar. Anledningen till att det blir så stor skillnad i resultaten för CCU-fallet är för att det bränslekonceptet har hög elförbrukning (främst på grund av vätgasproduktionen). Eftersom utsläppen från el betraktas väldigt olika i ISO och RED ger det stort utslag på den slutliga utsläppsintensiteten från bränslet. För ISO antas en nationell utsläppsfaktor på 9 g CO₂e/MJ el medan det för RED antas vara helt förnybar el med noll påverkan (se avsnitt 5.2 för vidare beskrivning av utsläppsvärdering av el). De absoluta talen och den relativa jämförelsen blir alltså väldigt olika beroende på vilken metodik som appliceras.

Med RED-metodiken är CCU-konceptet generellt premierat. I det här fallet är dock delar av den använda koldioxiden till bränslet från fossilt ursprung. Efter stoppåret för fossil koldioxid, 2040, kommer därför utfallet bli ett annat.

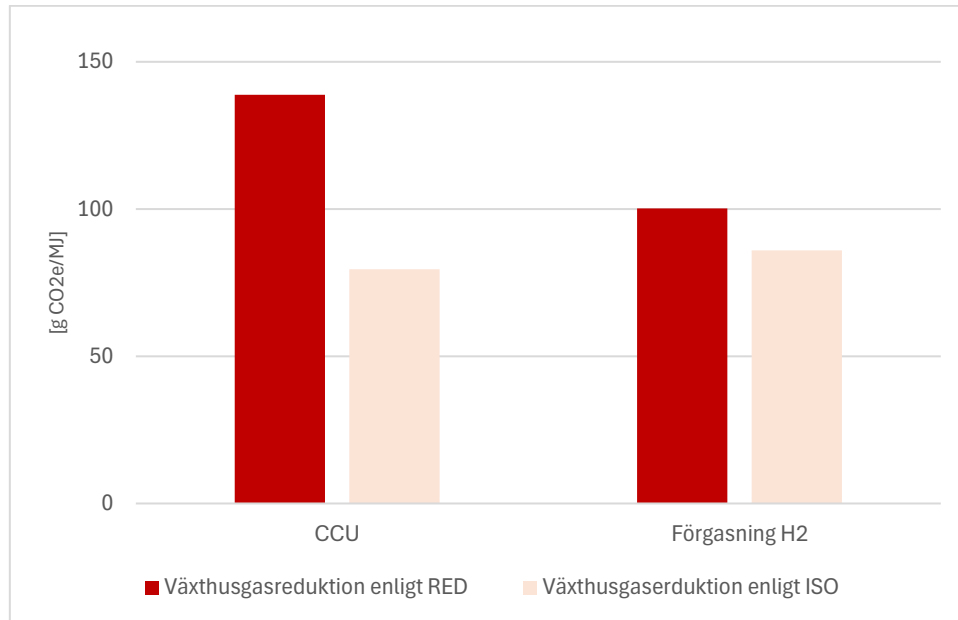
Incitamenten för avfallsbaserad drivmedelsproduktion blir därför väldigt otydliga med RED. Å ena sidan premieras CCU eftersom det genererar RFNBO som har fördelar både beräkningsmässigt och vad gäller uppfyllande av subkvoter (med högre betalningsvilja). Å andra sidan finns stoppåret för fossil koldioxid 2040 som gör att CCU baserat på blandat avfall på längre sikt inte kommer att vara fördelaktigt med REDs regler. För förgasningskoncepten är situationen den omvända på sätt och vis. Där är incitamenten för RCF (och även avancerade biodrivmedel) svagare idag än för RFNBO, dels eftersom det inte kan vara med och uppfylla samma kvoter, dels för att beräkningsreglerna är mindre fördelaktiga. På lång sikt verkar det dock just nu inte finnas något lagstadgat stoppår för den fossila delen (RCF), vilket talar till fördel för förgasningskonceptet. Det är dock oklart om det kommer fortsätta vara så, eller om ett stoppår kommer införas även för RCF. Vad RED premierar på längre sikt är därför oklart. Detta är problematiskt eftersom investeringar i den här typen av anläggningar kräver långsiktighet.

6.7.5 Växthusgasreduktion för måluppfyllelse enligt RED

Växthusgasreduktionen skiljer sig signifikant i både absoluta och relativa termer mellan RED och ISO för exemplet som presenterades i föregående avsnitt. Figur 28 visar vad växthusgasreduktionen enligt RED blir för användning i sjöfart, jämfört med växthusgasreduktionen enligt ISO. För måluppfyllelse enligt RED är växthusgasreduktionen nästan 40% högre för CCU-konceptet än för konceptet baserat på vätgasboostad förgasning av avfall. Skillnaden beror både på skillnaden i utsläpp enligt RED (Figur 27) och skillnaden i den multiplikator som används. Som beskrevs i avsnitt 2.3, ska avancerade biodrivmedel och biogas till luft- och sjöfart anses vara 1,2 gånger sitt energiinnehåll, och RFNBO 1,5 gånger sitt energiinnehåll. För RCF får ingen multiplikator användas.

Enligt ISO är växthusgasreduktionen istället högre för förgasningsfallet (vilket även indikeras i Figur 27), knappt 10% högre jämfört med CCU-fallet. Således uppvisar resultaten enligt ISO en stor skillnad mot den växthusgasreduktion som räknas för måluppfyllelse enligt RED, i både absoluta och relativa termer.

Skillnaden mellan den av RED räknade reduktionen för måluppfyllelse för CCU-fallet jämfört med den vätgasboostade förgasningen är här alltså ännu större (nästan 40%) jämfört med exemplet som jämför elektro- och bioelektrobränslen i avsnitt 6.4.4 (där var skillnaden enligt RED ungefär 10%).



Figur 28. Växthusgasreduktion för användning i sjöfart enligt RED jämfört med växthusgasreduktion enligt ISO.

7 Svar på specifika frågeställningar

Nedan summeras de svar vi hittat på de tre specifika frågeställningar vi inledningsvis hade.

Hur hanteras överskott av värme/ånga från en biodrivmedelsanläggning vid beräkning av ett biodrivmedels klimatpåverkan?

Vi har inte hittat något entydigt svar på om och hur man får tillgodoräkna sig överskottsvärme från en biodrivmedelsanläggning.

Energimyndigheten menar att överskottsvärme generellt ska betraktas som en restprodukt, eftersom det är en produkt som produktionsprocessen inte är optimerad för. Det betyder att överskottsvärmen inte ska tillgodoräknas alls. Undantaget är om värmen exporteras från drivmedelsanläggningen till andra användare, till exempel ett fjärrvärmenät, då energiallokering är tillåten (med applicerad Carnot-effektivitet).

Att den tolkningen ska göras enligt RED är dock inte given. Utifrån vår läsning av RED tycks det snarare som att nyttiggjord överskottsvärme ska tillgodoräknas med substitution för ersatta råvaror som används för värmeförsörjning till drivmedelsanläggningen. Vi kan inte hitta stöd i RED för att endast exporterad överskottsvärme får tillgodoräknas.

Se avsnitt 5.1 för mer utförlig förklaring och diskussion kring hantering av överskottsvärme, och avsnitt 6.1.3 för beräkningsexempel som illustrerar effekten av olika tolkningar.

Hur klassificeras bioelektrobränslen?

Bioelektrobränslen är drivmedel som produceras från både biomassa och vätgas/el och kan därmed sägas utgöra en blandning av bio- och elektrobränslen.

Bioelektrobränslen är inte en klassificeringskategori i RED. Enligt RED ska bioelektrobränslen klassificeras som en blandning av biodrivmedel och RFNBO. Reglerna för sambearbetning ska tillämpas för dessa drivmedel, vilket betyder att utsläppsintensiteten för biodrivmedlet och RFNBOet ska beräknas separat.

Se avsnitt 6.3 för mer utförlig förklaring och diskussion.

Vilken metodik ska appliceras på drivmedelsproduktion från blandat hushållsavfall?

Hur ett drivmedel från blandat hushållsavfall ska klassificeras och beräknas beror på hur tillverkningsprocessen ser ut. Drivmedel producerade av vätgas och avskild koldioxid från förbränning av avfall vid ett kraftvärmeverk ska klassificeras som ett rent RFNBO. När kolatomerna från avfallet inte införlivas via avskild koldioxid, som vid förgasning, utgör drivmedlet en blandning av biodrivmedel och RCF, baserat på andelen tillförd energi från biogena respektive fossila kolatomer. Tillsätts elektrolysbaserad vätgas till en förgasningsprocess, utgörs drivmedlet dessutom av en andel RFNBO baserat på energiinnehållet i vätgasen i förhållande till det tillförda avfallet.

När drivmedlet klassas som ett RFNBO ska metodiken för RFNBO appliceras. När drivmedlet utgör en blandning av biodrivmedel och RCF är det dock oklart vilken metod som ska appliceras. När det kommer till blandat avfall gäller inte reglerna för sambearbetning, så biodrivmedlet och RCF:et ska antas ha samma utsläppsintensitet. Det innebär att samma metod ska appliceras för de båda bränslena, men det är inte tydligt om det är metodiken för biodrivmedel eller RCF som ska appliceras, eller en kombination av de två. I Q&A-dokumentet får vi veta att produktionsförlusterna som ska räknas med för RCF även ska gälla för biodrivmedlet. Det är inte klarlagt huruvida de andra beräkningsdelarna, som exempelvis utsläppsberäkning av el, också ska göras enligt RCF-metodiken för båda bränsletyperna.

Se avsnitt 6.7 för mer utförlig förklaring och diskussion.

8 Slutsatser och reflektioner

Omställningen av energisystemet är viktig, men kantad av utmaningar såsom begränsad tillgång på förnybar el och biomassa och svårt att få till nödvändiga investering i bränsleproduktion. Vi behöver tydliga styrmedel som gör denna omställning möjlig och hållbar. RED, och de andra styrmedlen inom Fit for 55, har möjlighet att vara detta. Förtydliganden och förbättringar av styrmedlen krävs dock för att fungera som de ska och ge rätt incitament framåt.

I det här arbetet har RED kartlagts och granskats utifrån ett antal aspekter och flera områden har identifierats där vi anser att förtydliganden och ändringar behöver göras för att RED ska kunna fungera som ett styrmedel som driver en hållbar omställning av energisystemet på ett effektivt sätt. De generella slutsatserna från projektet kan sammanfattas på följande sätt:

- i. RED saknar förtydliganden och konkreta exempel och är därför överlag svårtolkat
- ii. RED är inkonsekvent
- iii. RED premierar inte alltid resurs-, energi- och klimateffektiva koncept

i. RED saknar förtydliganden och konkreta exempel och är därför överlag svårtolkat

Förutom att det i många fall är svårt att förstå och hitta svaren på vilka regler som gäller, finns det dessutom ett antal oklarheter och öppningar för tolkning, till exempel avseende:

- Hur överskott av värme/ånga från en biodrivmedelsanläggning hanteras vid beräkning av ett drivmedels klimatprestanda.
- Hur man ska räkna på integrerade anläggningar. Beskrivningar hur man ska räkna på integrerade koncept saknas helt.
- Hur metodiken i REDs huvuddokument ska appliceras tillsammans med metodiken i de delegerade akterna. Vid blandade flöden, som genererar biodrivmedel och RCF, ska bränslet antas ha samma utsläppsintensitet, men det är oklart om det är metodiken för RCF eller biodrivmedel som ska appliceras.

- Vilka utsläppsfaktorer och metodval som ska göras i vissa fall, till exempel gällande el, produktionsförluster för oelastiska varor och allokering av syrgas.

ii. RED är inkonsekvent

- I vissa situationer klassificerar RED olika processer som använder samma typer av råvaror (för att göra samma produkt) på olika sätt, vilket signifikant kan påverka förutsättningarna och incitamenten för olika processkoncept.
- Klimatpåverkan från elanvändning ska beräknas olika beroende på om det är ett biodrivmedel, RFNBO eller RCF.
- Flera begrepp och beräkningsmetoder från de delegerade akterna ska bara appliceras på RFNBO och RCF fastän de skulle kunna appliceras för biodrivmedel också, till exempel oelastiska insatsvaror.
- Det finns motstridiga regler mellan RED och andra EU-direktiv, till exempel angående regler för allokering av biogena och fossila kolatomer i EU ETS.

iii. RED premierar inte alltid resurs-, energi- och klimateffektiva koncept

- RED fungerar för att säkerställa att förnybar energi och restströmmar används, men fungerar betydligt sämre för att jämföra hållbarhet mellan olika processkoncept.
- Eftersom det i vissa fall är låg eller ingen klimatbelastning för biomassa och el, syns inte effekten av resurseffektiviseringsåtgärder som leder till minskad användning av dem.
- Beräkningar enligt ISO applicerar i högre grad ett livscykelperspektiv, och inkluderar till exempel indirekta utsläpp kopplat till förnybar el och markanvändning. Med ISO erhålls i vissa fall resultat som ger andra slutsatser än beräkningar enligt RED.

8.1 Ytterligare reflektioner

Några vidare reflektioner från det här projektet och dess slutsatser beskrivs nedan.

8.1.1 Utformningen av RED är viktig

Hur man klassificerar olika bränslen och hur man kvantifierar dess klimatpåverkan påverkar efterfrågan på, och marknaden för, bränslena. Därmed har RED möjlighet att verkligen styra mot och premiera resurs-, energi- och klimateffektiva koncept. Den nuvarande utformningen av RED fungerar dock generellt inte särskilt bra för att jämföra hållbarheten mellan olika koncept eller för att premiera de mest effektiva koncepten.

Klassificering av ett bränsle påverkar vilka mål och kvoter ett bränsle kan vara med och uppfylla och därmed också efterfrågan och marknaden för bränslet. Därmed är det viktigt att klassificeringen är konsekvent och teknikneutral och att koncept som använder samma råvaror för att producera drivmedel klassificeras på samma sätt, vilket inte är fallet i nuläget.

Kvantifieringen av klimatpåverkan för ett bränsle är inte bara en siffra som ska rapporteras in och hamna under ett uppsatt gränsvärde (till exempel 65% reduktion). Vid tillämpning av reduktionsplikter renderar en hög växthusgaspresentanda (enligt RED) en högre betalningsvilja. Därmed är det viktigt att metoden är tydligt beskriven, konsekvent för olika bränslen och ger incitament till resurseffektivitet. RED uppfyller inte på ett tillfredsställande sätt någon av kriterierna i nuläget.

8.1.2 RED som metod för att utvärdera hållbarhet

Reglerna i RED borde, enligt oss, ändras så att metodiken i högre utsträckning speglar ett livscykelperspektiv och premierar resurseffektivitet. Men givet hur RED är utformat idag, är en generell slutsats att man inte ensamt bör använda sig av RED-metodiken för att utvärdera ett bränsles klimatpåverkan eller jämföra hållbarheten mellan olika bränslekoncept. Det är inte det RED-metodiken primärt syftar till (i nuläget). Annan LCA-metodik är sannolikt därför bättre lämpad för att jämföra hållbarheten mellan olika bränslekoncept, till exempel att följa ISO-metodiken.

Syftet med LCA är att försöka kvantifiera och spegla en produkts faktiska miljöpåverkan. Syftet med RED-metodiken å andra sidan är något annat i dagsläget. Det är, just nu, framför allt en metod som ska fungera för rapportering. Vår uppfattning är dock att värden för bränslen som är räknade enligt RED, till exempel i Energimyndighetens drivmedelsrapporter, ofta förstås som att de speglar bränslenas faktiska klimatpåverkan. Det skulle kunna vara ytterligare ett argument till att ändra reglerna i RED för att bättre spegla ett livscykelperspektiv.

LCA bygger på olika (till viss del subjektiva) metodval och antaganden. RED förordar inte att man ska använda substitution. Det är generellt en rimlig hållning givet att RED är en rapporteringsmetod och substitution bygger på många subjektiva och kontextberoende antaganden som kan göra beräkningarna otransparenta. Det finns dock tillfällen där det rimligtvis skulle kunna vara tillåtet, om man kan bevisa att något faktiskt har/kommer att substitueras. Vi menar att det borde göras skillnad på substitution som är processrelaterad och sådan som är bredare systemrelaterad. Med processrelaterad substitution menar vi sådana processer där man faktiskt kan visa på en ersättning i sin egen process/anläggning. Systemrelaterad substitution syftar å andra sidan på att man ersätter något i ett bredare samhällssystem som inte är direkt kopplat till den egna verksamheten och/eller där man inte kan påvisa ett faktiskt samband.

I vissa fall är även substitutionsmetoden generellt bättre på att spegla ett drivmedels faktiska klimatpåverkan. För att utvärdera ett drivmedels klimatpåverkan eller jämföra olika koncept bör man därför reflektera över vilka metodval som bäst speglar verkligheten, och inte blint förlita sig på RED-metodiken även om det är den mest etablerade.

9 Rekommendationer

9.1 Generella

Utifrån slutsatserna rekommenderas att:

- i. RED förtydligas och kompletteras med konkreta exempel.
- ii. RED görs konsekvent.
- iii. RED ändras för att bättre premiera resurs-, energi- och klimateffektiva koncept.

Vidare har följande mer specifika rekommendationer tagits fram:

9.2 Utsläppsfaktorer för biomassa och el

Eftersom det i vissa fall är låg eller ingen klimatbelastning för biomassa och el, syns inte effekten av resurseffektiviseringsåtgärder som leder till minskad användning av dem. Projektet har därför resulterat i följande rekommendationer:

- Klimatpåverkan från elanvändning beräknas enligt RED olika beroende på om det är ett biodrivmedel, RFNBO eller RCF. Här bör reglerna harmoniseras.
- RED betraktar förnybar el som att det har noll växthusgasutsläpp, vilket inte speglar elens påverkan ur ett livscykelperspektiv. Det här antagandet påverkar de nationella (såväl som elområdesspecifika) utsläppsfaktorerna för el, som i vissa fall blir noll eller mycket låga. Vi anser därför att ett livscykelperspektiv bör appliceras på utsläppsfaktorerna för förnybar el.

Regler som säger att el från nätet räknas som att den har nollutsläpp, trots utsläppsfaktorer på upp till (och i praktiken över) 18 g CO₂e/MJ bör undvikas, då detta varken speglar faktisk klimatpåverkan eller premierar resurseffektiva koncept.

- Biomassa som klassas som restprodukter (som GROT) har väldigt låg klimatpåverkan enligt RED. Det leder till att biomassaresurseffektiva koncept, som integrerade anläggningar, inte premieras. Effektiv användning av begränsade hållbara biomassaresurser är en nyckel i omställningen, därför bör det beaktas hur biomassaresurseffektiva koncept som använder biomassa som klassas som restprodukter ska premieras av RED, till exempel genom att inkludera en markanvändningseffekt (som med ISO).

9.3 Integrerade anläggningar och överskottsvärme

Det är otydligt hur man ska räkna på integrerade anläggningar i RED, både gällande systemgränser och hantering av överskottsvärme. Projektet har därför resulterat i följande rekommendationer:

- Det finns ingenting i RED som behandlar integrerade anläggningar. Här behöver RED kompletteras med hur man generellt ska räkna när en biodrivmedelsanläggning kopplas till en befintlig anläggning och även inkludera konkreta exempel.
- Vi har inte hittat något entydigt svar på om och hur man får tillgodoräkna sig överskottsvärme från en biodrivmedelsanläggning. Reglerna och skrivningarna kring överskottsvärme måste ses över och ändras så att det är tydligt när och på vilket sätt överskottsvärme får tillgodoräknas.
- För att premiera resurseffektivitet bör överskottsvärme kunna tillgodoräknas. RED förordar generellt inte substitution för klimatberäkningar. Ofta speglar dock detta bättre ett bränsles faktiska påverkan. Vi anser det därför rimligt att tillåta processrelaterad substitution, om man kan visa på ersatta flöden i den egna verksamheten.

9.4 Elektrobränslen och förnybar vätgas

Otydliga, inkonsekventa och ofördelaktiga regler för RFNBO i RED och relaterade regelverk riskerar att skapa hinder för investering. Projektet har resulterat i följande rekommendationer:

- RFNBO ska i dagsläget tillgodoräknas i det land där de används, inte där de produceras. Om den regeln skapar hinder för investeringar i exportinriktad produktion av RFNBO, bör samarbetsavtal som möjliggör att den förnybara elen ändå (delvis) räknas i producentlandet upprättas med mottagarländerna.
- En inkonsekvens gällande RFNBO mellan olika regelverk är hur man får allokera biogen och fossil koldioxid från blandade flöden (som avfall) till olika användningsområden. EU ETS tillåter inte att någon allokering görs, medan detta är möjligt i RED. Reglerna i EU ETS bör därför harmoniseras med RED.

- Det kan argumenteras att det är bättre att återanvända fossila kolatomer än att inte göra det. Det är i stället inflödet av jungfruligt kol – i form av primära fossila bränslen och varor – som bör regleras och begränsas. Ur ett sådant perspektiv bör all återanvändning av kol tillåtas, och inget stoppår finnas för användning av fossil koldioxid, från exempelvis avfallsbaserad kraftvärme. Ett stoppår riskerar att skapa hinder för långsiktiga investeringar i elektrobränsleproduktion. Det är dock viktigt att denna syn inte används som argument för fortsatt inflöde av fossilt kol med hänvisning till att kolatomerna återanvänds.
- Vid sambearbetning av fossila råvaror och RFNBO-klassad vätgas, får en andel av bränslet klassas som RFNBO. Alla bränsleprodukter i raffinaderiet, som bensin, diesel, och flygbränslen klassificeras på samma sätt, det vill säga att de betraktas som en viss andel RFNBO. Det är inte möjligt att allokera allt RFNBO till en specifik produkt, till exempel flygbränsle. För att verkligen stimulera substitution av konventionell fossilbaserad vätgas med elektrolysbaserad vätgas bör det därför finnas särskilda incitament för RFNBO för alla de olika bränslen som produceras.
- När vätgas tillsätts till en process som även genererar RFNBO tillsammans med andra typer av drivmedel, är det otydligt vilka systemgränser som ska dras för RFNBO-delen. Det bör förtydligas om några utsläpp för drivmedelsprocessen ska tillfalla RFNBO-delen, eller om endast påverkan från vätgasproduktionen ska inkluderas.

9.5 Bioelektrobränslen

Genom att tillsätta el/vätgas kan högre koleffektivitet uppnås vid biodrivmedelsproduktion. Dessa drivmedel, bioelektrobränslen, är drivmedel som produceras från både biomassa och vätgas/el och kan därmed sägas utgöra en blandning av bio- och elektrobränslen. Projektet har resulterat i följande rekommendationer:

- Enligt RED ska bioelektrobränslen klassificeras som en blandning av biodrivmedel och RFNBO. Andelen RFNBO fastställs på energibasis utifrån energiinnehållet i relation till biomassaråvaran. Det är dock inte helt tydligt om det är energiinnehållet i vätgasen eller mängden förnybar el som krävs för att producera vätgasen som ska användas och detta behöver därför förtydligas.

- I RED görs ingen distinktion mellan en elektrobränsleanläggning som kopplas till ett *befintligt* respektive *nytt* kraftvärmeverk. I båda fallen klassificeras det producerade bränslet som ett rent RFNBO. Detta innebär att bioelektrobränslen och elektrobränslen vid ett nytt kraftvärmeverk klassificeras på olika sätt (som en blandning av biodrivmedel och RFNBO respektive som ett rent RFNBO), trots att det är processer som producerar drivmedel utifrån samma råvaror (biomassa och el). För ett befintligt kraftvärmeverk, eller annan anläggning som genererar rökgaser, är rökgaserna en naturlig startpunkt när elektrobränsleproduktion implementeras. Men här behöver en distinktion mellan befintliga och nya anläggningar införas, där startpunkten för nya anläggningar är råvaran, till exempel biomassa till ett kraftvärmeverk, och inte rökgaserna när elektrobränsleproduktion etableras tillsammans med till exempel ett nytt kraftvärmeverk. På detta sätt blir regelverket mer teknikneutralt och kan premiera resurseffektiva lösningar.

9.6 RCF

Det finns ett flertal oklarheter kopplat till återvunna kolbaserade bränslen, RCF. Projektet har därför resulterat i följande rekommendationer:

- För att skapa långsiktiga incitament för att nyttja fossila avfalls- och restflöden till drivmedelsproduktion borde förtydliganden göras om vilka regler som kommer gälla för RCF framöver, samt huruvida RCF kommer inkluderas i fler kvoter för hållbara bränslen.
- En aspekt av regelverket för RCF som är otydligt framåt är om det kommer att införas ett stoppår för RCF, i likhet med det som finns för fossil koldioxid till RFNBO. Här bör regelverket vara konsekvent. Som vi skriver i rekommendationerna i avsnitt 9.4, kan man argumentera för att all återanvändning av kol bör tillåtas så länge det finns styrmedel för att begränsa inflödet av nytt fossilt kol. Därför är vår rekommendation att inget stoppår bör införas för användning av RCF.
- Det finns även flera andra otydligheter i beräkningsmetodiken för RCF som bör förtydligas och exemplifieras. Det här gäller till exempel hur man ska förstå vilka utsläpp som kan göras avdrag för som ”befintlig användning”, vilka utsläppsfaktorer som ska antas för produktionsförluster och hur man ska förstå termen ”sammankopplad process”. Det är särskilt viktigt att förtydliga vilka antaganden som ska göras för produktionsförluster, eftersom dessa antaganden kan få stor påverkan på den slutliga klimatpåverkan från drivmedlet. För

produktionsförluster av värme saknas beskrivning helt i nuläget, vilket öppnar för många olika tolkningar.

9.7 Drivmedel från blandat avfall

Reglerna för sambearbetning gäller inte för blandade avfall, vilket betyder att vid förgasning av avfallet ska de genererade drivmedlen, biodrivmedel och RCF, anses ha samma utsläppsintensitet. Det är dock oklart vilken metodik som ska tillämpas. Projektet har resulterat i följande rekommendationer:

- I första hand borde beräkningsreglerna vara konsekventa mellan olika hållbara drivmedel. Hade detta varit fallet, skulle det inte utgöra ett problem att en process genererar en blandning av drivmedel (där reglerna för sambearbetning inte får tillämpas).
- Med nuvarande regelverk, där olika drivmedel ska beräknas på olika sätt, krävs det åtminstone förtydliganden om vilken metod som ska appliceras på drivmedel från blandat avfall. Man behöver specificera om biodrivmedlet och RCF:et ska beräknas helt enligt RCF-metodiken, eller om en blandning mellan beräkningsreglerna för biodrivmedel och RCF ska göras, och i så fall på vilket sätt.

10 Publikationslista

Det här projektet har presenterats på följande konferenser och webinarium:

- f3-webbinarium, 9 september 2025. Presentationen finns tillgänglig [här](#).
- Programkonferens för Bio+, 4 september 2025, Stockholm. Presentationen finns tillgänglig [här](#).
- European Biomass Conference and Exhibition (EUBCE), 9-12 juni 2025, Valencia, Spanien. Presentationen finns tillgänglig [här](#).

11 Referenser, källor

- [1] M. Roux, T. Ekvall, J. Schmidt och G. C. Vega, "Which rules to follow? how differences in renewable fuel standards obscure the potential climate impact of transportation fuels" *Frontiers in Energy Research*, 2024.
- [2] Direktiv 2018/2001, "Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001 av den 11 december 2018 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor" Tillgänglig på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.
- [3] Direktiv 2023/2413, "Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2023/2413 om ändring av direktiv (EU) 2018/2001, förordning (EU) 2018/1999 och direktiv 98/70/EG vad gäller främjande av energi från förnybara energikällor, och om upphävande av rådets direktiv (EU) 2015/652" Tillgänglig på: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413.
- [4] SFS 2010:598, "Lag om hållbarhetskriterier för vissa bränslen" Tillgänglig på: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/rubriken-upphoratt-galla-u2025-07-01lag_sfs-2010-598/.
- [5] SFS 2011:1088, "Förordning om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och biobränslen" Tillgänglig på: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-20111088-om-hallbarhetskriterier-for_sfs-2011-1088/.
- [6] Förordning 2025/588, "Förordning (2025:588) om hållbarhetskriterier för vissa bränslen" Tillgänglig på: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2025588-om-hallbarhetskriterier-for_sfs-2025-588/.
- [7] STEMFS 2021:7, "Statens energimyndighets föreskrifter om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och biobränslen" Tillgänglig på: <https://energimyndigheten.aw2m.se/System/TemplateView.aspx?p=arkitektkopia&id=d34fd4c19ed54bb3b91c7d93bd30111a&l=t&cat=%2FFFC3%B6reskrifter&lstqty=1>.

- [8] STEMFS 2025:2, ”Statens energimyndighets föreskrifter om hållbarhetskriterier för vissa bränslen” Tillgänglig på: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Arkitektkopia/ViewTemplate?tid=789501152c744a4bbcdf024654637452>.
- [9] Energimyndigheten, ”Vägledning gällande regelverket om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och biobränslen” Tillgänglig på: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Arkitektkopia/ViewTemplate?tid=0aa36b99e0d942959fce918b9bd7e1d>.
- [10] Energimyndigheten, ”PM för beräkningar av växthusgasutsläpp” Tillgänglig på: https://energimyndigheten.a-w2m.se/Arkitektkopia/GetTemplateResource/121?id=0aa36b99e0d942959fce918b9bd7e1d5&res=205a3176dbbf477c99e41cf6751d3d62&lr=False&fn=ER%202021_33%20komplement_webb.pdf&elp=portal&elt=t&eloid=0aa36b99e0d942959fce918b9bd7e1d5.
- [11] Europeiska kommissionen, ”Kommissionens delegerade förordning 2023 (EU) av den 10 februari 2023 om komplettering av Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001” Tillgänglig på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>.
- [12] Europeiska Kommissionen, ”Kommissionens delegerade förordning (EU) 2023/1185 av den 10 februari 2023 om komplettering av Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001” Tillgänglig på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185>.
- [13] Europeiska kommissionen, ”Q&A implementation of hydrogen delegated acts” 2024. Tillgänglig på: <https://circabc.europa.eu/ui/group/8f5f9424-a7ef-4dbf-b914-1af1d12ff5d2/library/ca8efd4d-cb44-4aec-914d-3d95f95ea293/details>.
- [14] Förordning 2023/1640, ”Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 1640/2023 av den 5 juni 2023 om metoden för att fastställa andelen biodrivmedel och biogas för transport som framställs av biomassa som bearbetas med fossila bränslen i en gemensam process” Tillgänglig på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1640>.

- [15] Genomförandeförordning 2022/996, ”Kommissionens genomförandeförordning (2022/966) av den 14 juni 2022 om regler för att verifiera hållbarhet och kriterier för minskade växthusgasutsläpp och kriterier för låg risk för indirekt ändring av markanvändning” Tillgänglig på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:02022R0996-20250224>.
- [16] Europeiska kommissionen, ”Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2023/2405 av den 18 oktober 2023 om säkerställande av lika villkor för hållbar lufttransport (ReFuelEU Aviation)” 2023. Tillgänglig på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R2405>.
- [17] Fossilfritt Sverige, ”Strategi för fossilfri konkurrenskraft - Biogen koldioxidinfångning (Bio-CCUS)” 2024. Tillgänglig på: <https://fossilfritt Sverige.se/wp-content/uploads/2024/05/Strategi-for-biogen-koldioxidinfangning-Fossilfritt-Sverige.pdf>.
- [18] Europeiska kommissionen, ”Draft Commission Delegated Regulation (EU) supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low carbon fuels” Tillgänglig på: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14303-Methodology-to-determine-the-greenhouse-gas-GHG-emission-savings-of-low-carbon-fuels_en.
- [19] Europeiska kommissionen, ”Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2023/1805 av den 13 september 2023 om användning av förnybara och koldioxidsnåla bränslen för sjötransport och om ändring av direktiv 2009/16/EG” 2023. Tillgänglig på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1805>.
- [20] Naturvårdsverket, ”Utsläppshandel” 10 06 2025. Tillgänglig på: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/utslappshandel/>
- [21] Naturvårdsverket, ”Förslag på förordningsändringar för att genomföra ändringar i utsläppshandelssystemet EU ETS” 22 06 2023. Tillgänglig på: <https://www.naturvardsverket.se/49f33d/contentassets/e014d39850cf4dda9725e44fbc0a7818/forslag-forordningsandringar-for-att-genomforaandringar-eu-ets.pdf>.

- [22] SFS 2021:747, ”Lag om ändring i lagen (2017:1201) om reduktion av växthusgasutsläpp från vissa fossila drivmedel” 30 06 2021. Tillgänglig på:
<https://svenskforsfattningssamling.se/sites/default/files/sfs/2021-06/SFS2021-747.pdf>.
- [23] Energimyndigheten, ”Lagändringar på gång för hållbarhetskriterier och reduktionsplikt” 19 03 2025. Tillgänglig på:
<https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2025/lagandring-ar-pa-gang-for-hallbarhetskriterier-och-reduktionsplikt/>.
- [24] Skatteverket, ”Skattebefrielse för biogas och biogasol” 13 12 2024. Tillgänglig på:
<https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/nyheterinompunktskatter/2024/nyheterinompunktskatter/skattebefrielseforbiogasochbiogasol.5.262c54c219391f2e9632a44.html>.
- [25] Energimyndigheten, ”Styrmedel för CCS och CCU” 2023. Tillgänglig på: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=arkitektkopia&id=4d3395613bcb41ea9114574c43372df5&l=t&cat=%2FKlimat%20och%20utsl%C3%A4pp&lstqty=1>.
- [26] International Organization for Standardization, ”Miljöledning - Livscykelanalys - Principer och struktur (ISO 14040:2006)” 2006.
- [27] International Organization for Standardization, ”Miljöledning - Livscykelanalys - Krav och vägledning (ISO 14044:2006)” 2006.
- [28] Energimyndigheten, ”Frågor och svar om hållbarhetskriterier” 14 04 2025. Tillgänglig på:
<https://www.energimyndigheten.se/klimat/hallbarhetskriterier/fragor-och-svar-om-hallbarhetskriterier/?currentTab=1>.
- [29] H. Karlsson Potter, T. Hammar, K. Henryson, T. Nyberg, P. Nojpanya, S. Poulidikou och J. Hansson, ”Environmental and techno-economic assessment of alternative production pathways for Swedish domestic HVO production” f3 Innovationskluster för hållbara biodrivmedel, 2021.
- [30] Energimyndigheten, ”Energiindikatorer 2025: Uppföljning av Sveriges energipolitiska mål. ER 2025:05” 2025. Tillgänglig på:
<https://www.energimyndigheten.se/49b5ff/globalassets/statistik/indikatorer/energiindikatorer-2025.pdf>.

- [31] Energiforsk, "Potential use and market of Oxygen as a by-product from hydrogen production" 2023. Tillgänglig på: <https://energiforsk.se/media/32358/potential-use-and-market-of-oxygen-as-a-by-product-from-hydrogen-production-energiforskrapport-2023-937.pdf>.
- [32] S. Ajdari, C. Wickman, J. Zetterholm, M. Edo och E. Andersson, "Kol- och klimatteffektiv användning av biogent avfall för cirkulära kemikalier" 2025. Tillgänglig på: https://bioplusportalen.se/app/uploads/2025/06/2023-00840_Slutrapport.pdf.
- [33] J. Andersson, J. Lundgren, L. Malek, C. Hulteberg, K. Pettersson och E. Wetterlund, "System studies on biofuel production via integrated biomass gasification" 2013. Tillgänglig på: https://f3centre.se/app/uploads/f3-Report-2013-12_System-studies-gasification_130614-1.pdf.
- [34] S. Pouligidou, m.fl., "Impacts on fuel producers and customers of conflicting rules for Life Cycle Assessment" 2022. Tillgänglig på: https://f3centre.se/app/uploads/FDOS-30-2022_P50481-1-SR_220224.pdf.
- [35] P. Börjesson, m.fl., "Methane as vehicle fuel – A well-to-wheel analysis (MetDriv)" 2016. Report No 2016:06, f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels. Tillgänglig på: [f3_2016-06_borjesson-et-al_final_170111-1.pdf](https://f3centre.se/app/uploads/f3_2016-06_borjesson-et-al_final_170111-1.pdf) (f3centre.se).

Bilaga A

Kompensation av kväve från GROT-uttag

Vid uttag restprodukter från skogsavverkning, d.v.s. grenar, rötter och toppar (GROT), sker en näringsförlust från skogen som behöver kompenseras. Aska, från förbränning eller förgasning av biomassa, innehåller fortfarande vissa av dessa näringsämnen och återförs därför till skogen. Askan innehåller dock inte kväve, så denna näringsförlust behöver kompenseras med gödningsmedel. Eftersom gödningsmedel generellt är en produkt med höga utsläpp, kan valet att inkludera eller exkludera denna aspekt påverka bränslets resulterande utsläppsintensitet.

RED säger att man ska inkludera ”utsläpp från utvinning eller odling av råvaror” för biodrivmedel, se Tabell 1. Kvävekompensationen är något som påverkar odling av kommande råvaror, och är därför inte direkt kopplat till utvinning eller odling för den GROT som används i processen. Det vore rimligt att belasta GROTen för kvävekompensationen, eftersom den är ett direkt resultat av att man avlägsnar den från marken och dess nuvarande användning (att ge näring). Den tolkning som Energimyndigheten⁸ och vi gör är dock att kvävekompensationen inte ska räknas med för använd GROT, utan snarare belasta kommande skogsprodukters livscykel.

⁸ Noak Westerberg, Energimyndigheten. Mejlkommunikation 13e juni 2022.