



RENERGY
Renewable Energy Cluster

Powered by 

VEIKART FOR E-FUELS I TRØNDELAG

En del av prosjektet Grønn Luftfart Trøndelag

Sluttrapport | november 2024



Illustrasjon: FI - Fremtidens Industri

Prosjektpartnere i Veikart for E-fuels:



Finansiert av:



Tittel
Veikart for E-fuels i Trøndelag

Publisert
November 2024

Utgitt av
RENERGY - Renewable Energy Cluster | renergycluster.no

Finansiert av
Trøndelag fylkeskommune | Forskningsrådet

Prosjektansvarlig
Thomas Bjørdal, RENERGY | Fremtidens Industri
Ken Flydalen, RENERGY | Fremtidens Industri
Judit Sandquist, SINTEF

Utforming
FI - Fremtidens Industri AS | www.fi-nor.no



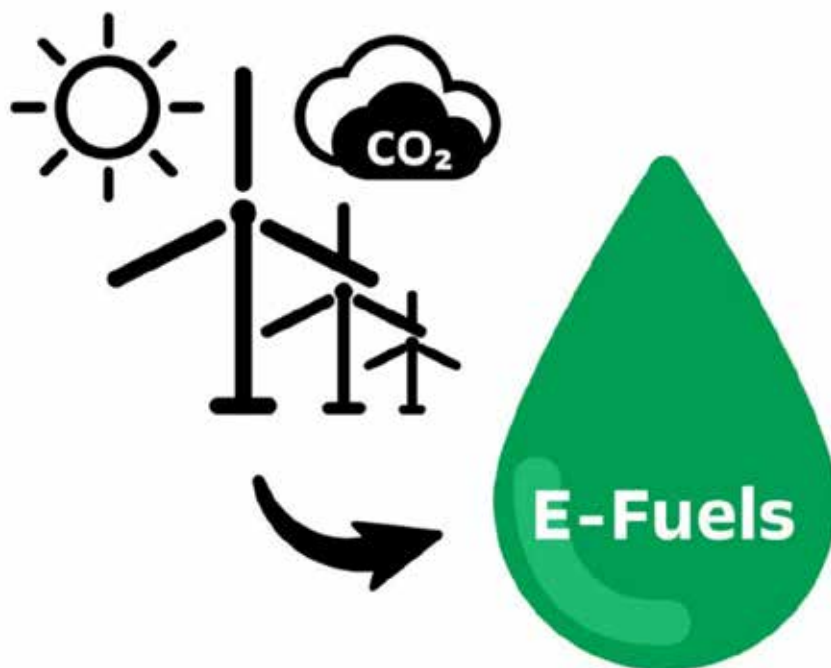
Forord

Rapporten «Veikart for e-fuels i Trøndelag» er en del av prosjektet «Grønn luftfart Trøndelag», et prosjekt som er finansiert av Trøndelag fylkeskommune og skal posisjonere kortbanenettet i Trøndelag som en naturlig region for introduksjon av utslippsfri, sivil luftfart, og Trøndelag fylkeskommune som en viktig deltaker i Grønt Luftfartsprogram.

Veikart for e-fuels i Trøndelag har som formål å kartlegge mulighetene for produksjon av syntetiske drivstoff i Trøndelag, for å redusere utslipp i transportsektoren og fremme næringslivet i Midt-Norge. Det overordnede målet er å bidra til Norges nasjonale klimamål, men med fokus på Midt-Norge og Trøndelags forutsetninger for å bidra på måter som er økonomisk bærekraftige og i tillegg kan fremme næringsliv og industri.

Veikart for e-fuels i Trøndelag er finansiert av Forskningsrådet. Rapporten er skrevet av Ken Flydalen, Renergy Cluster/ Fremtidens Industri AS, i samarbeid med Judit Sandquist, SINTEF.

Trondheim 29.04.2025



Innhold

1	Bakgrunn for prosjektet.....	3
2	Konklusjon og oppsummering.....	7
3	Forkortelser og begrep	8
4	Bruken av fossile drivstoff i luftfart i Trøndelag i dag	9
5	Hva er e-fuels og hvordan kan de fremstilles	11
5.1.1	Definisjon av SAF i EU, og innblandingsmål.....	12
5.2	Produksjonsprosessen av syntetiske drivstoff	13
5.2.1	Hvor mye energi kreves for å produsere e-fuels?.....	14
5.2.2	Analyse og kvalitetssikring av tall fra kapittel 5.2.1	16
5.3	Reguleringer for e-fuels (SAF) i EU og USA	17
5.3.1	EU	17
5.4	Status for forskjellige e-fuelsteknologier.....	18
6	Pris for e-fuelsproduksjon, skatter og avgifter.....	19
6.1	Utslipp fra luftfart og påvirkningen på global oppvarming	20
6.1.1	Utslipp i stor høyde.....	21
7	Tilgjengelighet for hovedkomponentene til e-fuelsproduksjon i Midt-Norge.....	21
7.1	Strømsituasjonen i prisområde NO3	22
7.1.1	Kraftbalanse i prisområde NO3 2021-2023	23
7.1.2	NVE – Nasjonal ramme for vindkraft på land og til havs	27
7.1.3	Potensial for utbygging av ny kraft i Trøndelag og NO3	28
7.1.4	Scenario 1: Landvind bygges i områder definert i NVEs nasjonale ramme	30
7.1.5	Scenario 2: Utbygging av havvind.....	31
7.1.6	Scenario 3: Utbygging av stansede konsesjoner.....	32
7.1.7	Konklusjon med hensyn til strømtilgang i NO3	34
7.2	Hydrogenproduksjon i Trøndelag og Midt-Norge.....	34
7.2.1	Hydrogenets rolle i den grønne omstillingen i Europa	35
7.3	Tilgang på karbon, punktutslipp av CO ₂	36
7.4	Raffinering	37
7.5	Nettilgang i Trøndelag.....	38
7.6	Statnetts planer for transmisjonsnett i Midt-Norge	38
8	E-fuels i Norge i dag, og mulighetene i Trøndelag fremover	40
9	Mulige lokasjoner og fremtidsutsiktene for produksjon i Trøndelag	41
10	Veien videre	42

1 Bakgrunn for prosjektet

Det må gjennomføres utslippskutt i alle sektorer og i stor skala for kunne oppfylle det globale målet om å holde den globale temperaturøkningen godt under 2°C, og begrense oppvarmingen til 1.5°C, i henhold til Parisavtalen¹. Transportsektoren, som er helt dominert av oljeprodukter og står for omtrent 20 % av totale klimagassutslipp i 2021², forventes å øke sin andel av utslipp gjennom videre vekst. Parisavtalen har ingen spesifikke reduksjonsmål til luftfarten³.

Mange teknologier har potensial til å redusere utslipp i transportsektoren. Det gjelder for eksempel energilagring i batterier, og alternative drivstoff som hydrogen, ammoniakk og syntetiske drivstoff. Bærekraftig drivstoff i flyindustrien (SAF, Sustainable Aviation Fuels) beskriver ikke-konvensjonelle flydrivstoff, og kan grovt deles inn i (avanserte) biodrivstoff og syntetiske drivstoff.

Utslipp fra konvensjonelt fossilt flydrivstoff i Trøndelag var i 2021 på 24 073 tonn CO₂-ekvivalenter⁴. Det totale salget av flydrivstoff (inkludert innblandet bio-drivstoff) i Norge var i 2022 på 948 millioner liter⁵, og i 2023 på 1082 millioner liter. Dette viser tydelig omfanget og potensialet for å produsere e-fuels for å redusere utslippene fra norsk luftfart kraftig. Det viser også hvor stort volum som må erstattes for å kutte de omtrent 3 % av norske klimagassutslipp som luftfarten står for (3 % er estimert å inkludere utenriks fly, innenriks fly står for 1.8 % i 2021).

Det er unikt for flyindustrien, sammenlignet med mange andre utslippskilder, at det ikke finnes teknologi som kan løse utfordringene knyttet til klimagassutslipp. I andre deler av transportsektoren kan elektrifisering løse mye av utfordringene gjennom ulike energilagringssystemer som batterier, hydrogen, med mere. I flyindustrien finnes det kun tekniske løsninger for svært små fly som er sertifisert og teknisk moden nok for å løse utslippsutfordringen.

Mange utviklere jobber med å redusere utslipp via forbedring av eksisterende teknologi og nye, helt utslippsfrie løsninger. Det vil ta tid før disse blir tilstrekkelig modne og teknisk gode nok til å sikre lang nok rekkevidde til å kunne brukes i dagens flystrekninger. På kortere og mellomlang sikt er løsningen konvensjonell teknologi, men med et drivstoff som ikke er fossilt, og dermed reduserer utslippene kraftig.

Elektrodrivstoff, e-fuels, er et syntetisk drivstoff som produseres ved å benytte fanget CO₂, hydrogen fra elektrolyse av vann, og fornybar energi. E-fuels kan teoretisk erstatte alt fossilt drivstoff i flyindustrien og gi store utslippsreduksjoner, men krever en storstilt utbygging av fornybar kraft med alle de konsekvensene det har.

Produksjonsmåtene for e-fuels til fly er mer eller mindre de samme for syntetisk diesel, bensin og andre drivstoff. Dette gjør at e-fuels kan erstatte vanlige fossile drivstoff, også i biler, lastebiler, båter og motorredskaper. Utfordringen er å fremstille dem kostnadseffektivt og i de enorme mengdene som brukes i transportsektoren i dag, dessuten å skaffe store mengder kraft og karbon. EUs mål er på sikt at karbon fra atmosfæren, via atmosfærisk karbonfangst, skal brukes for å gjøre produksjonen karbonnøytral.

¹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en#:~:text=The%20Paris%20Agreement%20sets%20out,support%20them%20in%20their%20efforts

² <https://www.statista.com/statistics/1129656/global-share-of-co2-emissions-from-fossil-fuel-and-cement/>

³ Evaluating the climate impact of aviation emission scenarios towards the Paris agreement including COVID-19 effects, Grewe et al (2021)

⁴ <https://trondelagital.no/statistikk/klimagassutslipp>

⁵ SSB, Samla sal av petroleumprodukt av Jetparafin for 2022

Innenfor transportsektoren er utfordringen med å gjøre luftfarten utslippsfri ekstra vanskelig. Landtransport med biler og lastbiler krever mye mindre effekt, og er ikke like vektssensitive som fly. De kan derfor elektrifiseres på mange ulike måter. Batterier, hydrogen, metanol og ammoniakk er noen av løsningene som i dag er teknisk mulige, men er i dag ofte vesentlig dyrere enn fossile alternativer. Flere av disse teknologiene er ikke effektive eller lette nok til å kunne tas direkte i bruk i fly for å redusere utslipp. De tekniske utfordringene, sammen med de store kostnadene og lange levetidene som moderne fly har, gjør at operatørene ønsker å utnytte sine investeringer så lenge som mulig før de byttes ut. Derfor anses ofte SAF og e-fuels som en enkel løsning som sikrer at investeringene som er gjort i dag kan brukes videre, samtidig som man reduserer utslipp.

Flyindustrien er ekstra vanskelig å elektrifisere fordi det stilles ekstreme krav både til sikkerhet og lav vekt. For elektrifisering av biler, busser, lastbiler, båter og ferger er vektproblematikken mindre, siden vekt er ikke like kritisk for teknologiene som holder seg på bakken eller vannoverflaten. Syntetiske drivstoff er ekstra attraktivt i flyindustrien, fordi alternativer som batteri og hydrogen med dagens teknologinivå ikke er teknisk gode nok til å erstatte gasturbiner som har flydd siden andre verdenskrig. Det forventes at det tar «veldig lang tid» før teknologi uten forbrenning er moden nok til å brukes i kommersielle fly. «Veldig lang tid» i denne sammenhengen betyr at de ikke vil være på plass til 2030, og bidra til de lovfestede klimagassreduksjonene. De forventes kun å bidra i begrenset omfang frem til 2050.

SAF brukes allerede i dag. Norske reguleringer krever en innblanding på 0.5 % i konvensjonelt, fossilt flydrivstoff. For å oppnå større reduksjon av klimautslippene må mye større volumer til. I dag produseres mye av Nordens bærekraftige flydrivstoff i Borgå, Finland, fra matolje, animalsk fett og fiskefett fra næringsmiddelbransjen. Dette er imidlertid ikke e-fuels basert på elektrisk kraft, hydrogen og karbon. Videre ekspansjon av SAF fra bærekraftige oljekilder vil være begrenset av tilgangen på innsatsfaktoren, som er avfall fra andre bransjer.

Karbon i form av karbondioksidgass (CO₂) er «avfall» fra andre bransjer, og det kan ikke fremstilles mer drivstoff enn det finnes «avfall» til. E-fuels fra hydrogen og CO₂ har nesten uendelig med tilgang på råstoff, men det koster i dag for mye å fange CO₂ og å lage hydrogen via elektrolyse av vann. Det betinger også enorme mengder fornybar kraft til hydrogenproduksjon. Fornybar kraft blir mer og mer en knapphetsvare som mange bransjer konkurrerer om for å redusere sine utslipp. Derfor gir det mening å bare bruke syntetiske drivstoff der andre teknologier, som batterilading som er mye mer energieffektivt, ikke teknisk er gode nok.

Veikart for e-fuels i Trøndelag har som formål å kartlegge mulighetene for produksjon av syntetiske drivstoff i Trøndelag, for å redusere utslipp i transportsektoren og fremme næringslivet i Midt-Norge. Det overordnede målet er å bidra til Norges nasjonale klimamål, men med fokus på Midt-Norge og Trøndelags forutsetninger for å bidra på måter som er økonomisk bærekraftige og i tillegg kan fremme næringsliv og industri.

Denne rapporten skal utfylle DNV-rapporten «Analysis of the potential for Norwegian production, Sustainable aviation fuel from non-biological feedstocks»⁶, bestilt av Avinor. Rapporten ble publisert i mai 2023, og er dermed svært aktuell som bakgrunn for denne rapporten. Hovedforskjellen mellom DNV-rapporten og denne, er at «Veikart for e-fuels i Trøndelag» ser spesifikt på Midt-Norge og hvordan næringslivet i Midt-Norge kan involveres. Denne rapporten gir også en kort teknisk beskrivelse av flydrivstoff, produksjonsprosessen, og hvor forskningen står i dag, for å vise sammenhengen. E-fuels er

⁶ https://avinor.no/globalassets/_konsern/miljo-lokal/miljorapporter/dnv---saf-from-non-biological-feedstocks-in-norway---2023-10-05.pdf

en av mange mulige løsninger for flybransjen. For at denne rapporten skal kunne bidra til Trøndelags luftfartsstrategi, er det viktig å vise hva som driver både kostnader og utslippsreduksjoner når det gjelder e-fuels.

Denne rapporten argumenterer ikke for at e-fuels er den eneste eller beste løsningen for dekarbonisering av luftfart. Denne rapportens hensikt er å peke på mulighetene, utfordringene og forutsetninger som må på plass for at e-fuels skal kunne bidra til utslippsreduksjoner i luftfarten.

E-fuels er en underkategori av det som kalles SAF (Sustainable Aviation Fuel), SAF brukes ofte i internasjonal sammenheng. I denne rapporten gis en definisjon av hva e-fuels og SAF betyr, basert på EUs definisjon med krav knyttet til utslippsreduksjon og opphavet til bestanddelene i drivstoffet.

EU har flere dokumenter som regulerer og beskriver SAF og RFNBO (Renewable Fuels from Non-Biological Origin):

- RED, EUs fornybardirektiv (2009/28/EC)⁷ og dets oppdateringer:
 - 2018/2001 (RED II)
 - 2023/2413 (RED III)
- ReFuelEU⁸
- COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/1185⁹
- COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/1184¹⁰

Litt forenklet kan det sammenfattes som at alt hydrogen som brukes skal være produsert fra elektrolyse av vann, med fornybar kraft, noe som resulterer i minimale klimagassutslipp. Karbonkilden kan være fossil, for eksempel ved at karbon fanges fra fossilt CO₂-punktutslipp, men etter 2041 kan denne fangsten ikke regnes som unngått utslipp, noe som gjør at det blir vanskelig å imøtekomme utslippsreduksjonskravet på 70%. Det betyr at karbonet etter 2041 skal komme fra biogene punktutslippskilder, eller hentes fra atmosfæren via en prosess som kalles direkte luftkarbonfangst (DAC – Direct Air Capture). Denne tidsbegrensningen gjør at flere bedrifter som har evaluert mulighet til e-fuels produksjon, som eksempelvis Equinor Tjeldbergodden, ikke har besluttet å investere i karbonfangst og e-fuels produksjon, fordi tiden frem til 2041 ikke er lang nok. Tilbakebetalingstiden på de store investeringer som må på plass er lengre enn til 2041, og lønnsomheten blir for lav.

Produksjon av e-fuels krever store mengder energi, da man i praksis lagrer elektrisk energi i noe som kjemisk er likt fossile drivstoff. Fossile drivstoff er dannet over lange tidsperioder og har stor energitetthet. Når de gjenskapes med elektrisk kraft, kreves store mengder strøm. Virkningsgraden i produksjonsprosessen er også lav, noe som gjør at mye av strømmen går tapt til varme i produksjonsprosessen. Omtrent 20-25 % av den totale mengden strøm som brukes blir igjen i drivstoffet, resten går tapt som varme. For å produsere 1 kWh med e-fuel, kreves det 4-5 kWh fornybar kraft. I 2022 og 2023 er det solgt omtrent 1 milliard liter flydrivstoff, dette har et energiinnhold på omtrent 9.6 kWh/liter, og dermed et totalt energiinnhold på 10.4 TWh. Hvis dette skal byttes ut med e-fuels produsert med 25 % virkningsgrad (mer om detaljer og energibruk for produksjon i kapittel 5) krever det 41.6 TWh. Dette tilsvarer nesten 1/3 av hele Norges strømforbruk i 2023.

Dette viser tydelig at e-fuels ikke kan dekke opp for all bruk av fossile drivstoff i dag. Luftfart er bare ett av flere transportområder som bruker fossile drivstoff. Mengden bilbensin som brukes er omtrent like

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0028>

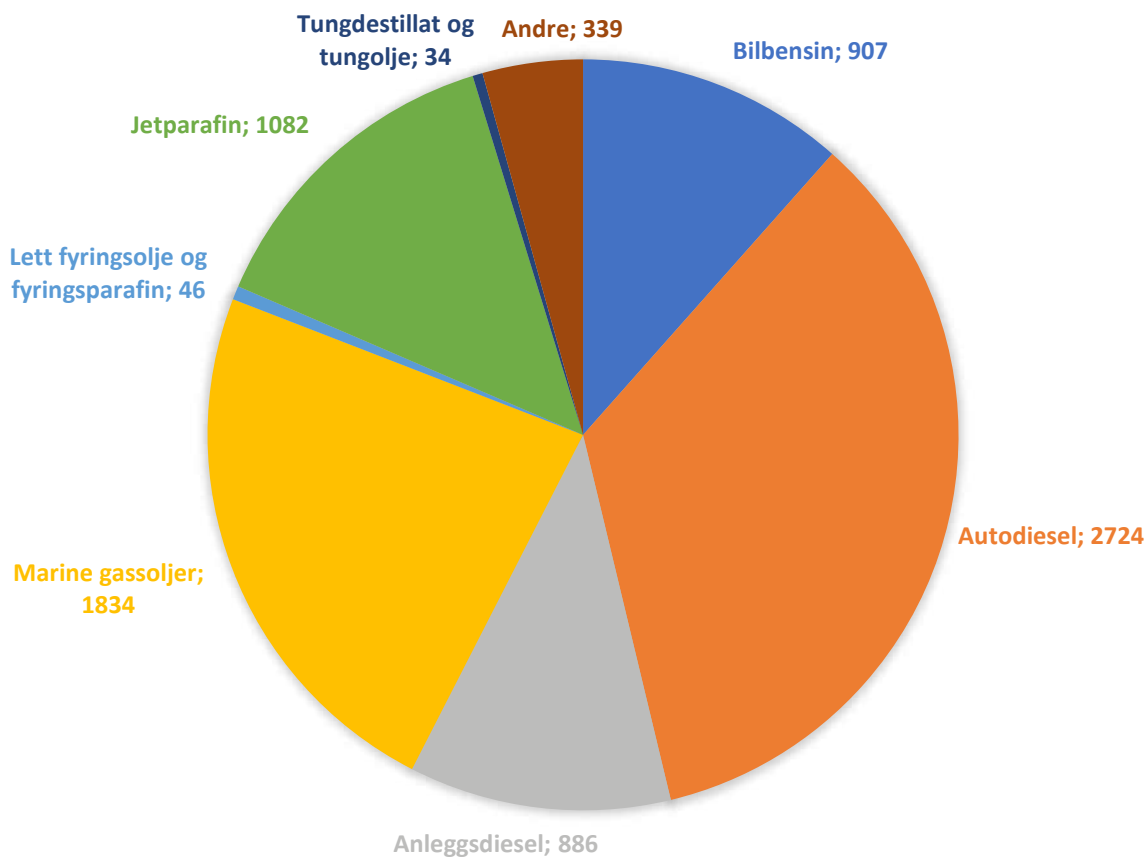
⁸ <https://www.easa.europa.eu/en/light/topics/fit-55-and-refueleu-aviation>

⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>

¹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184>

stor, dieselbruken er nesten tre ganger så stor, og bruken av MGO til skipsfart er dobbelt så stor som bruken av flydrivstoff. For å begrense mengden fornybar kraft som må bygges, bør alt som kan bruke batteri som energilagring benytte det, siden batteri har en høy systemvirkningsgrad på omtrent 80 %. Men det er også viktig å ta med utslipp fra batteriproduksjonen som krever både mye energi og mye råmaterialer. Formålet med disse beregnede tallene er å påvise hvor mye ny kraft som må bygges i hele verden for å erstatte fossile drivstoff i transportsektoren.

MENGDEN FOSSILE DRIVSTOFF I NORGE, 2023 [MILLIONER LITER]



Figur 1-1: Mengden fossile drivstoff som selges per sektor i Norge, 2023, tall i millioner liter drivstoff

2 Konklusjon og oppsummering

De ledende fly- og motorprodusentene sier selv at det ikke er sannsynlig at ny teknologi på fly og motorsiden vil kunne bidra til utslippsreduksjoner før 2030. Selv etter 2030 finnes det få gode forslag som kan redusere utslipp i betydelig grad for store fly frem mot 2050 (innlegg fra Rolls Royce, Embraer, EASA, Heart Aerospace med flere på ZERAC-konferansen i Oslo i september 2023).

Mot 2050 er det mulig å oppnå større reduksjoner, avhengig av teknologiutviklingen, og hvordan e-fuelsproduksjon kan skaleres opp. Vedtatte EU-reguleringer (ReFuelEU) krever at innblanding av SAF skal økes til 70 % i 2050. ReFuelEU har også et underkrav for e-SAF (inkludert rent hydrogen) på 35% i 2050, noe som følger en gradvis opptrapping fra 0.7% i 2030. E-fuels er med dagens teknologi mulig å ta i bruk, og vil bli en del av løsningen for utslippskutt i luftfarten.

Bruk av e-fuels vil ikke utløse behov for ny og kostbar infrastruktur på flyplassene i Rørvik, Namsos og Røros, ettersom fylling av mer eller mindre hele det samlede volum drivstoff som brukes skjer på Værnes.

Trøndelag har nok karbon gjennom punktutslipp av CO₂ til å produsere 153 millioner liter SAF, det tilsvarer 15 % av det nasjonale behovet (2023-tall). Trøndelag har per i dag imidlertid ikke tilgjengelig kraft eller nettkapasitet til å produsere e-fuels i stor skala. På nasjonal basis er det behov for 10,4 TWh for å kunne produsere nok e-fuels. Hydrogenproduksjon finnes foreløpig bare i liten skala i Trøndelag, men Midt-Norges status som «Hydrogen Valley» viser at regionen har et godt utgangspunkt for å kunne utvikle lønnsomme verdikjeder for hydrogen.

Tunge forskningsmiljøer som SINTEF og NTNU gir også Midt-Norge et kunnskapsmessig fortrinn for utvikling av grønn luftfart. SINTEF er allerede, sammen med Avinor, tungt inne i uttesting av bærekraftige løsninger på flere flyplasser i Europa.

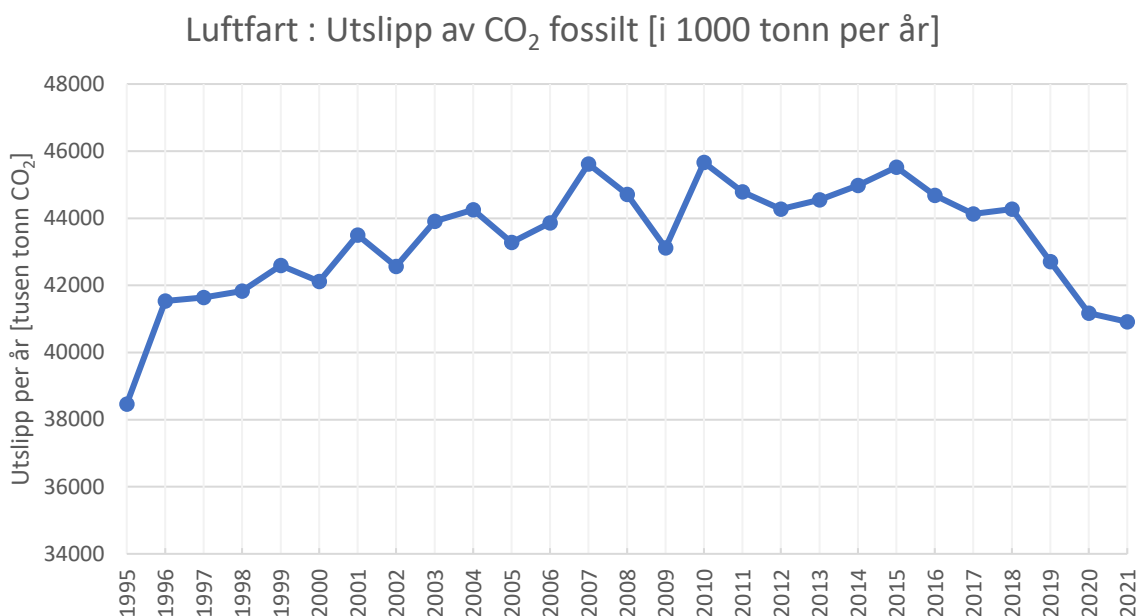
3 Forkortelser og begrep

Forkortelse	Forklaring
AtJ	Alcohol to Jet, drivstoff som fremstilles fra alkoholer av forskjellige typer
ATR	Aerei da Trasporto Regionale, fransk-italiensk flyprodusent
e-fuels	Elektrodrivstoff, drivstoff fremstilt fra hydrogen og en karbonkilde ved hjelp av fornybar strøm
SAF	Sustainable Aviation Fuel, bærekraftig flydrivstoff, definisjon i kapittel 5
MSW	Municipal Solid Waste, husholdningsavfall
FOT	Forpliktelse for Offentlig Tjenesteytelse
FT	Fischer-Tropsch
HEFA	Hydrotreated Esters and Fatty Acids
PtL	Power to Liquid, e-fuels som er fremstilt med grønt hydrogen
IEA	International Energy Agency
IRA	Inflation Reduction Act, amerikansk lov for å fremme det grønne skiftet
MIT	Michigan Institue of Technology
EU	Den Europeiske Union
PEM	Proton Exchange Membrane (type av elektrolysør)
RED	EU-dokumentet Renewable Energy Directive
RFNBOs	Renewable Fuel of Non-Biological Origin, drivstoff som ikke har biologisk opphav, hydrogen er også inkludert i begrepet. Energiinnholdet (hydrogenet) i produksjonsprosessen har vært dekket av fornybare men ikke biologiske kilder. CO ₂ inneholder ikke energi, det kan komme både fra fornybare og fossile kilder.
RCF	Recycled Carbon Fuels, drivstoff som bruker CO ₂ fanget fra et punktutslipp som et kullkraftverk eller en industri
GWP	Global Warming Potential, omregningsfaktor for utslipp som ikke er CO ₂ for å slå dem sammen til CO ₂ -ekvivalente utslipp
DNV	Det Norske Veritas
DAC	Direct Air Capture (Karbonfangst fra atmosfæren)
MGO	Marine GassOljer
NTNU	Norges Tekniske og Naturvitenskaplige Universitet
SOEL	Solid Oxide ElectroLysis

Betegnelse	Forklaring	Enhet
Acre	Areal av udefinert form som tilsvarer 4840 yard ² , 4047 m ²	Yard ²

4 Bruken av fossile drivstoff i luftfart i Trøndelag i dag

Utslippene fra fossilt flydrivstoff i Trøndelag er i 2021 40 920 tonn CO₂-ekvivalenter¹¹. Det totale salget av flydrivstoff (inkludert innblandet bio-drivstoff) var i Norge, i 2022, 948 millioner liter og i 2023 1082 millioner liter¹². Dette viser tydelig omfanget og potensialet for å ta i bruk e-fuels for å redusere utslippene fra norsk luftfart kraftig. Det viser også hvor stort volum som må erstattes for å kutte de omtrent 3 % av norske klimagassutslipp som luftfarten slipper ut (3 % er estimert å inkludere utenriks fly, innenriks fly står for 1.85 % i 2021¹³).



Figur 4-1: Utslipp til atmosfæren fra norsk luftfart hvert år i tusen tonn CO₂. Frem til 2015 var det en svak, men stabil økning. Siden 2015 har det vært en nedgang, selv om den i absolutte tall ikke er så stor. Kilde: norskeutslipp.no

Utslippene har ikke forandret seg mye siden 1996, til tross for at antall passasjerer øker. Dette stemmer ganske godt med den globale trenden, teknologiutviklingen har kompensert utslippene via mer effektive motorer, slik at utslippene har holdt seg relativt konstante. Men for å nå de norske lovpålagte målene om utslippsreduksjoner både til 2030 og 2050, er dette langt fra nok. Selv om luftfarten ikke har lovpålagte spesifikke krav om utslippsreduksjoner, forventes luftfarten å bidra.

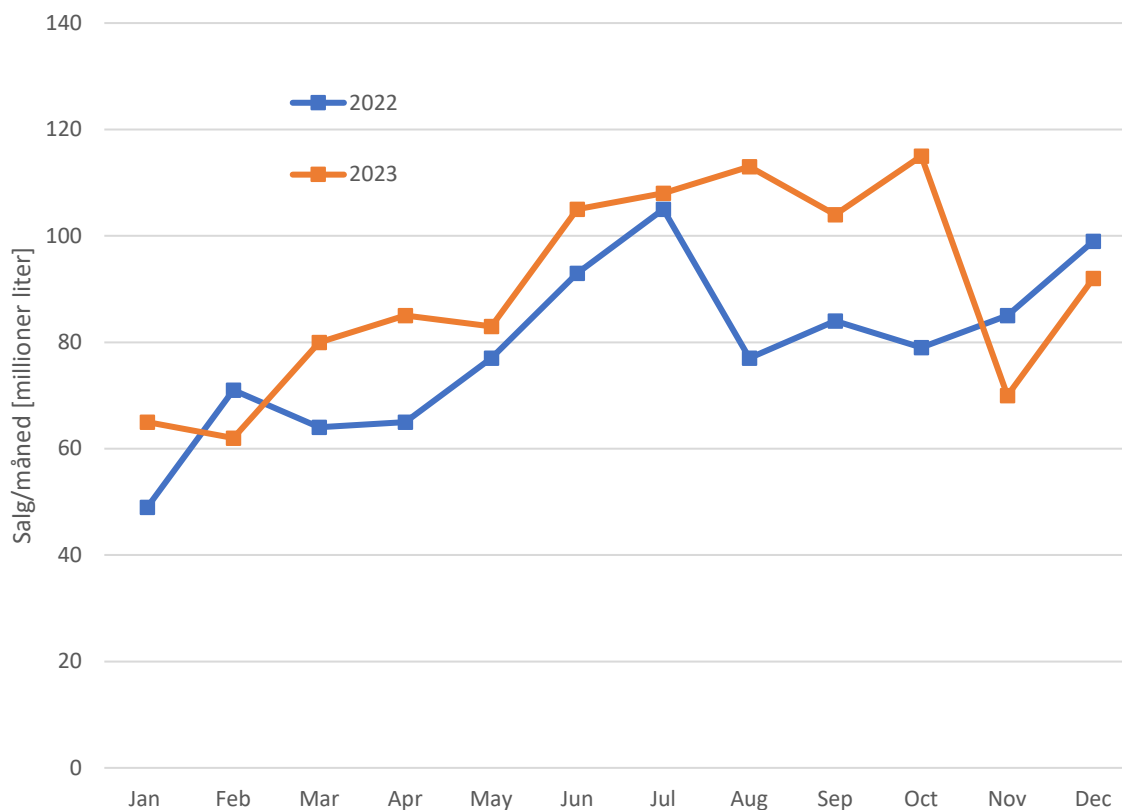
Det er ikke sannsynlig at luftfarten i noen større skala vil kunne bidra til utslippsreduksjoner gjennom ny teknologi til 2030. Det er mulig at noen små hybride fly brukes i 2030, og at bærekraftige drivstoff som SAF og e-fuels bidrar til lavere utslipp. Men det er ikke sannsynlig at luftfarten kan nå det lovfestede målet om 55 % reduksjon til 2030. Det vil ikke være økonomisk bærekraftig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, og det finnes heller ingen politiske initiativ i retning så store reduksjoner i luftfarten. Mot 2050 er det mulig å oppnå større reduksjoner, men det er vanskelig å forutse hvordan teknologiutviklingen vil bli, og hvordan e-fuelsproduksjon kan skaleres opp for å få dette til.

¹¹ <https://trondelagital.no/statistikk/klimagassutslipp>

¹² SSB, Samla sal av petroleumprodukt av Jetparafin for 2022

¹³ Norskeutslipp.no

Salg av jetparafin, 2022 og 2023



Figur 4-2: Salgsdata per måned for 2022 og 2023 av flydrivstoff. Forskjellen mellom årene er relativt liten, totalsalg i 2023 er 1082 millioner liter og i 2022 948 millioner liter. Kilde: SSB.no

Energiinnholdet i ett kilo flydrivstoff av typen som brukes i Europa og Norge, Jet-A1, er 43.15 MJ/kg¹⁴. Dette tilsvarer 12.0 kWh per kilo eller 9.6 kWh/liter (antatt en densitet på 0.80 kg/l⁶). Dette betyr at hele mengden brukt i Norge i 2023 tilsvarer 10.4 TWh energi. Et overslag, forutsatt at e-fuels skulle erstatte alt fossilt flydrivstoff hvor totalkjeden for produksjon (mer om produksjonen og forventet energibruk i kapittel 5) har en virkningsgrad på omtrent 20-25 %, viser at det kreves fornybar energi tilsvarende 41.6 – 52.0 TWh for å produsere denne mengden e-fuels. Mer om hvor forskningsfronten ligger, og hva potensialet er i Trøndelag, i kapittel 6 og 7.

I Trøndelag skjer fylling av mer eller mindre hele det samlede volum drivstoff som brukes, på Værnes. Det vil dermed ikke være behov for ny og kostbar infrastruktur for transport og bunkring av e-fuels på de mindre flyplassene Rørvik, Namsos eller Røros. Når det gjelder kontroll av blandingsforhold eller oppfølging av reguleringer, benyttes akkurat den samme teknologien som for konvensjonelle fossile drivstoff. En fordel for e-fuels, sammenlignet med andre løsninger som hydrogen, er at eksisterende infrastruktur kan brukes ettersom e-fuels er svært likt fossile drivstoff.

På det sivile markedet har drivstoffsleverandørene et lovpålagt innblandingskrav av bærekraftige drivstoff på 0.5 %. Hvor dette skjer, når, og i hvilken mengde det fylles, er helt opp til leverandørene. Men kravet er at den totale mengden drivstoff man leverer per år må inneholde 0.5 % bærekraftig drivstoff.

¹⁴ <https://www.skytanking.com/news-info/glossary/jet-fuel/#:~:text=The%20specific%20energy%20of%20the,and%20lots%20of%20hot%20air.>

Selv om syntetisk fremstilte drivstoff er svært lik konvensjonelle fossile flydrivstoff, er de ikke helt identiske i kjemien. Derfor må alt alternativt drivstoff sertifiseres, noe som blir utført av ASTM. Det må omfattende testing til for å sikre at drivstoffet ikke påvirker sikkerheten eller får andre effekter på motor/fly. Syntetiske drivstoff er blitt testet blandet med sertifisert, fossilt flydrivstoff opp til 100 % SAF. Dette har fungert godt, men det finnes en del risikoer knyttet til pakninger og lignende. Fossile drivstoff inneholder relativt mye aromater, e-fuels inneholder det i mye lavere grad. Aromatene bidrar til at gummiringer i pakninger utvider seg og tetter som de skal. Hvis aromatinholdet er for lavt, kan det lede til brensellekkasjer. Syntetiske drivstoff har normalt sett svært lave nivåer av aromater (avhengig av produksjonsmåte). Dette er en av grunnene til at man i dag begrenser tillatt innblanding av e-fuels og SAF for sivile fly. Det trengs mer testing, og testing av ulike fremstilte e-fuels og SAF-varianter, for å få oversikt over alle konsekvenser. Det er mulig at man kan løse eventuelle problemer med tilsetninger, eller gjennom å begrense blandingsforholdet. Begrensning av blandingsforholdet er metoden som brukes i dag, da flere motorprodusenter har godkjent sine motorer for opptil 50 % innblanding¹⁵.

5 Hva er e-fuels og hvordan kan de fremstilles

Det finnes mange forskjellige begreper for ulike former drivstoff som fremstilles syntetisk, altså skapes i fabrikker på grunnlag av strøm og karbon. Rapporten fra DNV fra mai 2023 bygger på EUs mål; at syntetiske drivstoff som e-fuels skal fremstilles uten biologiske karbonkilder.

Karakteristisk for e-fuels er at de produseres av to hovedkomponenter:

- Hydrogen, produsert ved hjelp av elektrisitet
- Karbondioksid

Avhengig av produksjonsmetoden, kan elektrodrivstoffet (e-fuel) ha en kvalitet som kan blandes rett inn i fossilt flydrivstoff, Jet A-1, da kalles kvaliteten «drop-in». Det kan da blandes rett inn i konvensjonelt og fossilt flydrivstoff opp til 50% i dag.

Nyere forskning viser imidlertid at det ikke er karbondioksid som har den største påvirkningen på global oppvarming fra luftfart, men utslippene av vanndamp. Det gjelder særlig i stor høyde, siden vanndamp kan lede til danning av cirrus-skyer, som bidrar omtrent til 2/3 av global oppvarming fra fly¹⁶¹⁷. Mer om dette i kapittel 6.1.1. Her er det mye usikkerhet fortsatt, og det kreves mer forskning, noe som også kan påvirke andre teknologiske løsninger, som forbrenning av hydrogen og hydrogen i brenselceller, der vann er det eneste restproduktet.

SAF som brukes i dag er hovedsakelig produsert fra vegetabilsk fett, animalske fettstoffer og lignende som inneholder triglyserider. Disse sammenføres under høyt trykk og høy temperatur, med hydrogen som bryter opp fettstoffene og skaper hydrokarboner. Med en del etterbearbeiding får man et drivstoff som regnes som et biodrivstoff, og som kan brukes på lignende måte som bensin, diesel og flybrensel, avhengig av lengden på hydrokarbonet. Denne rapporten vil følge EUs direktiv og fokusere på e-fuels produsert fra andre karbonkilder enn biologiske, i likhet med DNVs rapport fra 2023.

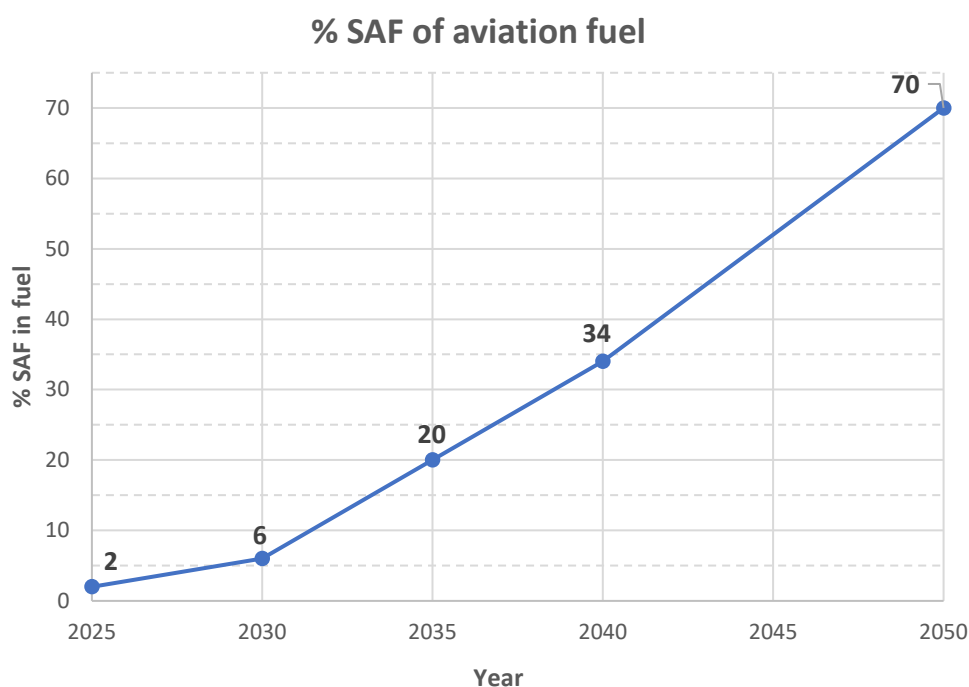
¹⁵ <https://www.aerospacemanufacturinganddesign.com/news/100-saf-most-read-2023/#:~:text=Aero%2Dengine%20manufacturers%20CFM%20International,with%20standard%20Jet%20A%20kerosene.>

¹⁶ Formation and Climate Impact of Contrail Cirrus, Ulrike Burkhardt, DLR, 2021

¹⁷ Seniorforsker ved NTNU, Helene Muris nye paper om temaet (ikke publisert ennå, men presentert på NTNU i oktober 2023)

5.1.1 Definisjon av SAF i EU¹⁸, og innblandingsmål

EUs regelverk rundt klassifisering av SAF og e-fuels er komplekst når det gjelder ikke-biologisk SAF. De viktigste dokumentene for e-fuels-produksjon er Renewable Energy Directive¹⁹ og ReFuelEU²⁰ og to andre paragrafer, hvor den ene beskriver krav til fornybar hydrogenproduksjon og den andre beskriver måten en må beregne klimagassutslipp. For å redusere klimapåvirkningen fra luftfarten i Europa har EU fremmet et forslag om andelen bærekraftig drivstoff som skal blandes med det fossile drivstoffet, dette er vist i Figur 5-1.



Figur 5-1: ReFuelEU foreslår at SAF skal blandes inn i tradisjonelt flydrivstoff. Det skal starte med 2 % i 2025 og øke i femårsintervall til 70 % i 2050.

Figur 5-1 viser andelen SAF som skal blandes inn i fossile drivstoff per år frem til 2050. Dette viser hvor stor tiltro EU har til SAF (som e-fuels er en undergruppe av) som middel til å redusere luftfartens utslipp.

Mange lovende startups jobber med små batterifly, brenselcelleløsninger og lignende. Disse har potensial til å redusere utslippene mye. Men disse flyene har passasjerantall på maksimalt 30, og ofte mye mindre. Dette betyr at de ikke kan erstatte de store flyene som for eksempel Boeing 737 og Airbus A320, som brukes på mange ruter i Norge og Europa i dag, og tar opp mot 200 passasjerer. Det er usannsynlig å erstatte store fly med mange små, på grunn av mangel på piloter, og at det dessuten vil kreve en total omlegging av kontrollen av luftrom, ettersom små fly normalt flyr lavere og saktere enn større fly. De har større potensial for å bli realisert på regionalruter som FOT-rutene og korte flyvninger i Norge. Men mange av produsentene som i starten satset på rene batterifly, har nå gått over til hybrider, som gir lengre rekkevidde, men også lavere reduksjoner av utslipp siden de fortsatt vil bruke

¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32023R2405>

¹⁹ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en

²⁰ <https://www.iata.org/contentassets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/fact-sheet---us-and-eu-saf-policies.pdf>

forbrenningsmotorer i hybridsystemene. De håper på å bruke SAF i forbrenningsmotoren for å minimere utslippene, noe som krever storskala produksjon av disse typene drivstoff. Produksjon som i dag ikke er på plass.

USA har valgt en helt annen vei sammenlignet med Europa og har via sin «Inflation Reduction Act» (IRA) valgt en vei som bygger på biodrivstoff og en utvidelse av amerikansk landbruk. 5.3.

5.2 Produksjonsprosessen for syntetiske drivstoff

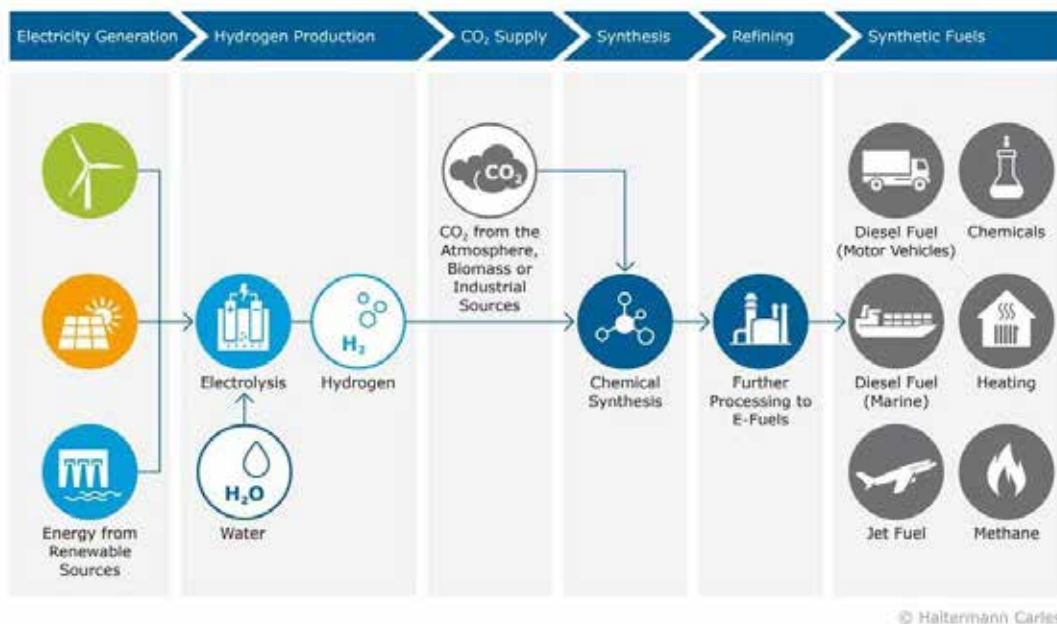
For å gi en bedre forståelse for de ulike innsatsfaktorene som kreves for å lage e-fuels (kalles ofte også power to Liquid, PtL på grunn av prosessen som er beskrevet under) beskriver dette kapitlet overordnet hvordan e-fuels produseres.

Dette er en forenklet versjon av prosessen, beskrevet i seks trinn:

1. Fornybar kraft – Det kreves tilgang på fornybar kraft for å minimere utslippene fra flere av de neste trinnene, som elektrolyse av hydrogen og kjemisk syntese. Norge har en nesten utslippfri energimiks i dag, og dermed et godt grunnlag for å lage grønt hydrogen. Det trengs imidlertid betydelig mer fornybar kraft enn i dag, det er svært store energimengder som skal erstattes. EUs regelverk har krav om addisjonalitet, det betyr at fornybar kraft til drivstoffproduksjon ikke kan gå på bekostning av fornybar kraft til andre formål. Kraften som benyttes må være bygget for formålet.
2. Hydrogenproduksjon – Hydrogen kan fremstilles på mange forskjellige måter og dette gjøres allerede i dag i stor skala, siden hydrogen er nødvendig i mange kjemiske prosesser til fremstilling av produkter i oljeindustrien, metallfremstilling, kunstgjødsel, kjemiske prosesser, og matindustrien. Problemet er at hoveddelen av hydrogenet fremstilles fra naturgass, en prosess som resulterer i «grått hydrogen» og store utslipp av drivhusgasser. For å minimere utslippene må man gå over til elektrolyse, det vil si spalting av vann til hydrogen og oksygen, med strøm som energikilde. Elektrolyse med strøm fra fornybare kilder kalles «grønt hydrogen». Vannelektrolyse er kommersielt idag men det er begrenset kapasitet på anleggene. Kapasiteten på vannelektrolyse anses som en betydelig flaskehals i grønn hydrogenproduksjon i nærmeste fremtid.
3. Karbon – For å lage hydrokarboner, som konvensjonelle fossile drivstoff i transportsektoren er, kreves både hydrogen og karbon. For e-fuelsproduksjon er karbonet, i form av karbondioksid, fanget fra atmosfæren eller punktutslipp fra anleggene som slipper ut det. Karbonfangst er mer effektiv på mer konsentrerte kilder, dvs. punktutslipp gir bedre effektivitet enn fangst fra atmosfæren. Teknologien for karbonfangst fra atmosfæren er i dag umoden og dyr. Den er testet i pilotanlegg og det er påvist at den virker, men teknologien må effektiviseres og skaleres opp kostnadseffektivt for å være et godt alternativ i fremtiden.
4. Kjemisk syntese – I dette trinnet tas hydrogen fra trinn 2 og karbon fra trinn 3 og sammenføres til hydrokarboner i flere steg via syngass og Fischer-Tropsch-prosess. For å produsere e-SAF for luftfart tenkes det å benytte Fischer-Tropsch-prosess. Prosessen er utviklet under andre verdenskrig, og benyttes i dag kommersielt for å produsere flytende drivstoff av kull og naturgass. For å kunne bruke den i e-fuelsproduksjon, må den nedskaleres, og den nedskalerte versjonen er ikke kommersiell ennå. Fischer-Tropsch-prosessen benytter karbonmonoksid (CO) og hydrogen til å produsere flytende hydrokarboner. Hydrokarbonene må deretter videre foredles til ønsket drivstoffkvalitet (punkt 5). Siden Fischer-Tropsch-prosessen benytter karbonmonoksid og ikke karbondioksid, må førstnevnte produseres av sistnevnte først.

Produksjonen går via en kjemisk reaksjon, som heter water-gas-shift og hvor karbonmonoksid og vandamp framstilles av hydrogen og karbondioksid. Dette betyr at hydrogen ikke bare kreves til drivstoffproduksjon, men også til å produsere den ene innsatsfaktoren (CO) til det.

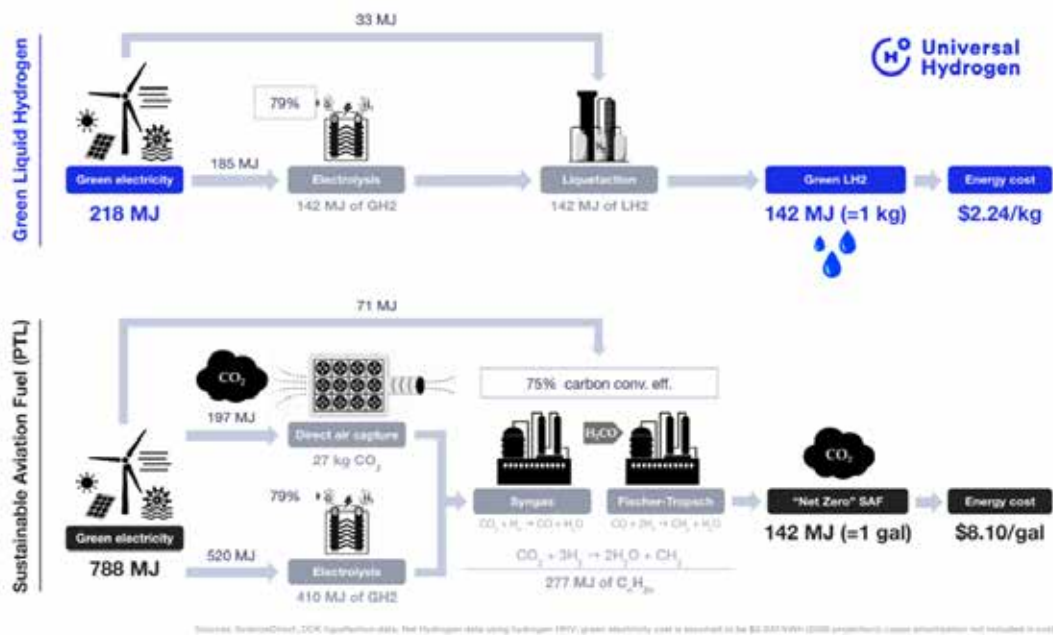
5. Raffinering – Når hydrokarbonene skapes, er de en blanding av karbonkjeder av ulike lengder. For å separere ut de som ønskes, må raffinering til.
6. Distribusjon og lagring – For å få drivstoffet til kunden, må effektiv distribusjon og lagring på plass.



Figur 5-2: Beskrivelse av prosessen for fremstilling av e-fuels i grafisk form.

5.2.1 Hvor mye energi kreves for å produsere e-fuels?

Alle trinn som beskrives i listen i kapitel 5.2 krever energi. Et godt oversiktsbilde er satt sammen av Universal Hydrogen, en bedrift som jobber med hydrogenkonvertering av ATR 72 og Dash-8 fly. Dette bildet viser hvor hovedmengden av energien kreves som innsatsfaktor for å produsere grønt hydrogen, alle tall i Figur 5-3 er for å produsere 1 amerikansk gallon SAF som tilsvarer 3.785 liter.



Figur 5-3: Sammenligning av energimengden som kreves for å produsere 1 kg flytende hydrogen og tilsvarende energimengde e-fuel med DAC (Direct Air Capture) av CO₂ som karbonkilde (1 US gallon = 3.785 l), tallene brukt i bildet er ikke presentert. For å lage en prosess med full kildehenvisning, se Figur 5-4.

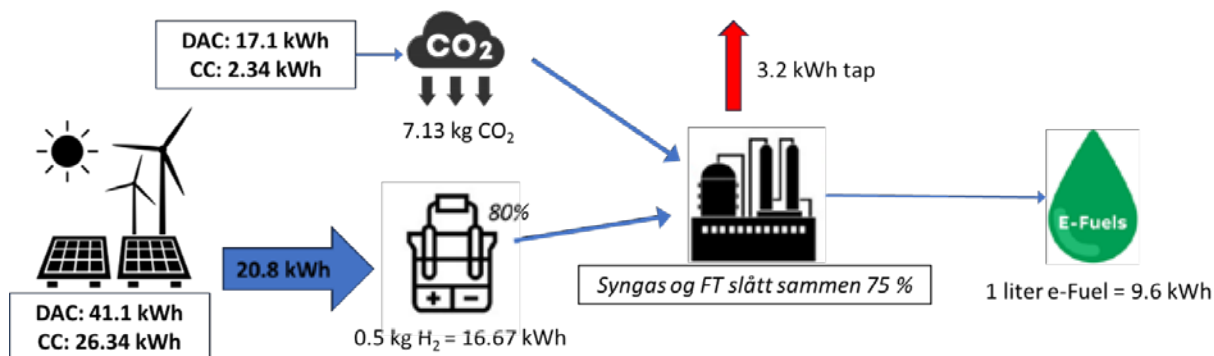
Tallene i Figur 5-3 resulterer i en virkningsgrad fra mengden fornybar strøm til energien i ferdig e-fuel på 18.0%. Dette betyr at i underkant av 1/5 av strømmen som produseres blir til energiinnhold i drivstoffet. For å utfordre disse tallene, oversette til mer kjente enheter i strømsystemet og for å finne kilder til tallene som Universal Hydrogen kan ha brukt, er en egen versjon laget av bildet ovenfor med energimengdene tilsvarende 1 l e-fuel. Tabell 5-1 sammenfatter tallene brukt i Figur 5-4.

Parameter	Verdi	Enhet
Energi for karbonfangst	DAC = 2.40 Karbonfangst = 0.33	kWh / kg CO ₂
Kg CO ₂ per liter e-Fuel	7.13	Kg
Virkningsgrad elektrolyse av H ₂ O	80	%
Virkningsgrad syntesegass	67.5	%
Virkningsgrad Fischer-Tropsch	51.3	%

Tabell 5-1: Tall brukt for å lage Figur 5-4

Tallene er hentet fra forskjellige kilder, energibruken for karbonfangst er hentet fra en artikkel av David og Herzog fra MIT²¹, de oppgir tall for karbonfangst fra ulike typer kraftverk, som kullkraft- og kombikraftverk med gasturbin. Tallet kalt karbonfangst er et gjennomsnitt av fossile kraftverk fra dette paperet, energien for karbonfangst fra atmosfæren (DAC) er tatt fra samme paper. Mer diskusjon rundt tallene følger i kapittel 5.2.2.

²¹ Cost of Carbon Capture, David and Herzog, MIT



Figur 5-4: Figur som viser prosessstegene for å lage 1 liter e-fuel med elektrolyse av vann og karbonfangst fra punktutslipp med tradisjonell karbonfangst (CC, Carbon Capture) og med karbonfangst fra atmosfæren (DAC, Direct Air Capture)

Dette bildet viser flere forhold, og kan brukes til å konkludere med flere ulike konsekvenser, fordeler og ulemper med e-fuels og hydrogen. Figur 5-3 beskriver metoden som er godkjent for fremstilling av e-fuels også etter 2041, ettersom karbonkilden er CO₂ fra luften, som trekkes ut med DAC. Dette er ikke den mest energieffektive metoden, da atmosfæren har mye lavere konsentrasjon av CO₂ enn for eksempel røykgassene (eksosen) i et gass- eller kullkraftverk.

- Elektrolysevirkningsgraden er høy med 80 %, det samme gjelder energien som kreves for å gjøre hydrogenet flytende. Men andre kilder oppgir at tallene i figuren er mulige, men det er på et godt teknologinivå²² (SOEL teknologi, Solid Oxide Electrolysis).
- Systemvirkningsgraden for å lage e-fuels gir store tap. Hvis man i tillegg tar med forbrenningsmotoren som skal bruke drivstoffet, blir virkningsgraden i Figur 5-3 og Figur 5-4 mer enn halvert nok en gang grunnet virkningsgraden i forbrenningsmotoren.
- Å kunne bruke hydrogenet direkte, er mer effektivt, ifølge tallene i Figur 5-3 og Figur 5-4.
- Alle prosessstrinn for å lage e-fuels krever energi som kunne blitt brukt mer effektivt til noe annet.
- Som sammenligning har et batterielektrisk system en virkningsgrad på omtrent 75-80 %. Dette er en tung driver for å bruke batterier der det er teknisk mulig, og en god grunn til å fortsette å utvikle batteriteknologi. Selv om batteriteknologi krever mye høyere energidensitet for å kunne brukes i fly. Produksjon av batterier er dog også veldig resurs og energikrevende og må tas med hvis man ønsker å gjøre en rettferdig sammenligning, noe som er vanskelig å gjøre siden mange av råmaterialene er vanskelig å spore både når det gjelder energi og utslipp.

5.2.2 Analyse og kvalitetssikring av tall fra kapittel 5.2.1

Det er vanskelig å kvalitetssikre tallene som Universal Hydrogen har brukt i Figur 5-3. Det enkleste er elektrolysevirkningsgraden, hvor verdier kan hentes fra papers og fra produsenter. Flere eksempler, blant annet en artikkel fra IEA (International Energy Agency)²³, nevner 80 %. Men hvilken virkningsgrad og kostnad som er mulig å oppnå, er avhengig av hvilken teknologi som benyttes. For konvensjonell alkali-elektrolyse, nevnes virkningsgrader på 70 %²⁴. Når det gjelder PEM- (Protone Exchange

²² Vidas, L.; Castro, R. Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with Focus on Green-Electrolysis. Appl. Sci. 2021, 11, 11363. <https://doi.org/10.3390/app112311363>

²³ <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>, hentet februar 2024

²⁴ Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology. John Wiley & Sons. p. 898. ISBN 9783527674299

Membrane) elektrolyse, viser ulike kilder virkningsgrad mellom 70 og 80 %. SOEL teknologi kan også komme opp i over 80 % (Solid Oxide Electrolysis).

Disse andre kildene er årsaken til at en virkningsgrad på 80 % i forrige kapittel benevnes som høyt, men realistisk, da det ligger i øvre delen av spennet at virkningsgrader som brukes for teknologien som er på markedet i dag.

Det er også mulig finne tall for hvor mye energi som kreves for å fange CO₂ til e-fuelsproduksjonen. Kildene blir ofte selskaper som selger løsninger for CO₂-fangst. Den amerikanske bedriften Carbon Engineering sier at det kreves 2.44 kWh/kg_{CO₂}²⁵. Dette er faktisk høyere enn tallet som er brukt i Figur 5-3, hvor 2.03 kWh/kg_{CO₂} er brukt. MIT-forsker Howard Herzog skriver i en internettartikkel at det kreves 1.2 kWh/kg_{CO₂}²⁶, men paperet som er referert til i fotnote 21 er brukt som hovedreferanse. Dette viser spriket i denne umodne teknologien, som hittil bare brukes i liten skala. Men det viser også at verdiene brukt i Figur 5-3 og Figur 5-4 er rimelige.

Det er vanskeligere å validere tallene for energimengde som kreves for syngas- og Fischer-Tropsch-prosessen. Uten andre kilder enn de Universal hydrogen har oppgitt, er disse blitt brukt. Wikipedia refererer til lignende tall, så videre studier har konkludert med at tallene er innenfor hva som er rimelig. Masteroppgaven i kilde²⁷ nevner også lignende tall. Den endelige kilden som er brukt i Figur 5-4 er tatt fra et paper skrevet av Patrick Schmidt²⁸

5.3 Reguleringer for e-fuels (SAF) i EU og USA

EU og USA har begge mål om å redusere sine utslipp kraftig for å nå klimamålene. Det gjøres med ulike insentiv, reguleringer og skatter. Dette kapittelet skal gi en forenklet forståelse EU og USAs visjoner, hva som er felles for dem, og hvordan de skiller seg fra hverandre i hvordan de ser for seg løsningen.

5.3.1 EU

EU har to ulike rapporter som ligger til grunn for dekarbonisering av luftfarten. Disse er:

- «Fit for 55»²⁹ - Et dokument som inneholder lov og policy-forslag
- «ReFuelEU»³⁰ – Dokument som har til mål å introdusere og akselerere produksjonen av SAF

Alle drivstoff som skal brukes må oppfylle kravene i ASTM D7566-22, som beskriver konvensjonelle flydrivstoff som er syntetisk blandete. Dette dokumentet beskriver alle krav som stilles til alternative flydrivstoff.

De to viktigste typene av SAF i EU-dokumentene er «Renewable Fuels of Non-Biological Origin» (RFNBOs) og «Recycled Carbon Fuels» (RCF). Hovedforskjellen på de to typene er opphavet for

²⁵ <https://www.rechargenews.com/energy-transition/the-amount-of-energy-required-by-direct-air-carbon-capture-proves-it-is-an-exercise-in-futility/2-1-1067588>

²⁶ <https://www.protocol.com/bulletins/direct-air-capture-energy-use>

²⁷ Modelling and Optimization of a Process from biomass to Liquid Fuels via Fischer-Tropsch Synthesis, Helene Florine Amndine Bour, NTNU, 2016

²⁸ Schmidt et al, Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review (2017)

²⁹ <https://www.iata.org/contentassets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/fact-sheet---us-and-eu-saf-policies.pdf>

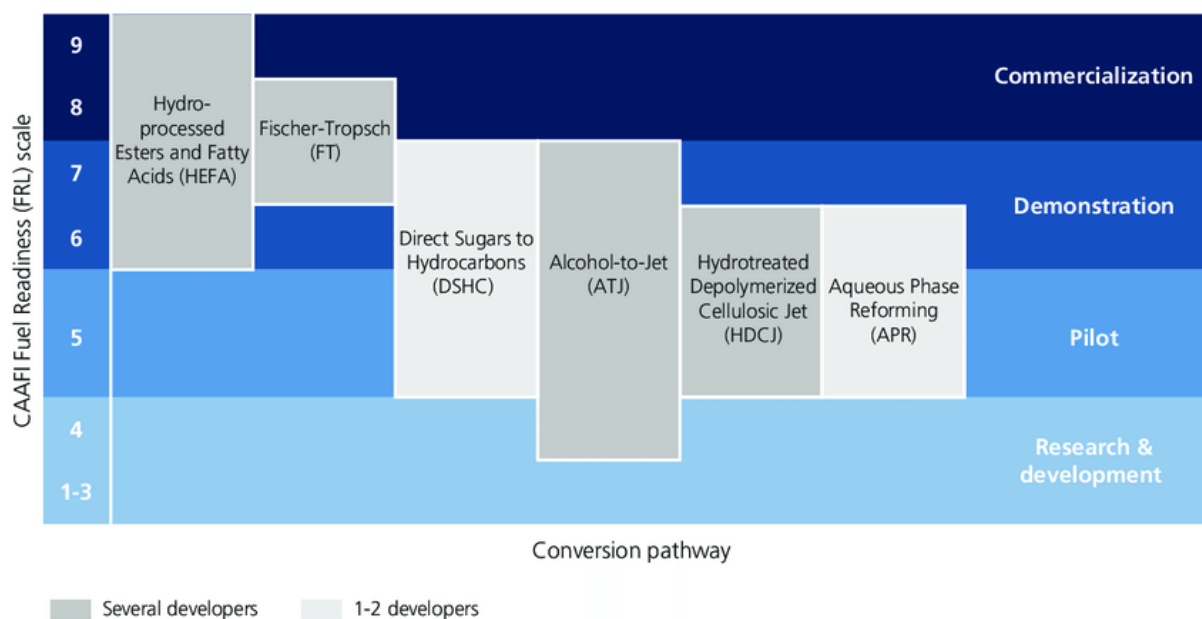
³⁰ <https://www.iata.org/contentassets/d13875e9ed784f75bac90f000760e998/fact-sheet---us-and-eu-saf-policies.pdf>

karbonkilden. På lang sikt, for at man skal kunne oppnå negative klimagassutslipp (etter 2041), ønsker EU at karbonet skal komme rett fra atmosfæren ved at man skiller ut CO₂ fra luften rundt oss. Dette er en energikrevende prosess som krever omtrent 2 kWh energi per fanget kg CO₂³¹. Generelt krever det mindre energi jo høyere CO₂-konsentrasjonen er. Det er mindre energikrevende å fange karbon fra ett sted, for eksempel røykgassene i pipa fra et fossilfyrte kraftverk eller en industri, ettersom det der er høyere konsentrasjon av CO₂. Men industri og kraftverk skal også redusere sine utslipp, derfor ønsker ikke EU å legge til rette for slik CO₂-fangst over tid, da det kan ses som en indirekte aksept av fortsatt bruk av fossile energikilder. CO₂-fangst fra fossildrevne anlegg kan bli et forsvar for fortsatt bruk av fossile energikilder fremfor å gå over til grønne energialternativer.

EU har satt strikte mål om at produksjon av SAF og andre syntetiske drivstoff med biologisk karbonkilde ikke skal påvirke matproduksjon. Derfor stiller EU i sine dokumenter krav om ikke-biologisk opphav for karbonkilden. Dette er grunnen til at DNV i sin rapport skriver om RFNBO, syntetiske drivstoff fra ikke-biologisk kilde. Her har USA gjennom IRA valgt en annen vei, fordi USA har større tilgjengelige jordbruksarealer enn Europa, og ønsker å fremme eget landbruk ved å produsere bio-drivstoff.

5.4 Status for forskjellige e-fuelsteknologier

Hoveddelen av det bærekraftige drivstoffet som brukes i dag, er biodrivstoff fremstilt fra brukt matolje eller bioavfall fra skog eller matproduksjon. Noen større mengder e-fuels produseres ikke, men e-fuels er forventet å bli en naturlig del i EUs fremtidige hydrogendrevne økonomi og energisystem. Dette krever mye strøm for, som første steg, å produsere store mengder hydrogen. Dette er ikke på plass i dag, men forventes å øke til 2030, og enda mer mot 2050, for å oppfylle innblandingmålene.



Figur 5-5: Modenheten for forskjellige måter å fremstille syntetiske drivstoff på. De to eneste som brukes i dag i noen større skala, er omdanning av matoljer og lignende, og Fischer-Tropsch-prosessen.

³¹ <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>

Dagens status for SAF produksjon er³²:

- HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids) er i dag den mest økonomiske måten å produsere SAF på, men begrenses av tilgangen på råstoff som brukt matolje og andre råstoff rike på triglyserider, dette kvalifiserer ikke som e-fuel og regnes som biodrivstoff
- Andre lovende teknologier er Fischer-Tropsch- og alkohol til jet-metoden (AtJ)
- SAF og e-fuels har stor potensial til å redusere utslipp fra luftfarten med opptil 80 %
- SAF og e-fuels er mye dyrere enn dagens fossile drivstoff som Jet A1
- Incentiver og støtteordninger kreves for å gjøre SAF/e-fuels konkurransedyktig på pris
- Verdensproduksjonen av SAF tilsvarte i 2019 (før covid 19) mindre enn 1 % av den totale etterspørselen av flydrivstoff
- Antallet passasjerer som bruker fly forventes å øke frem til 2050, dermed forventes etterspørselen etter flydrivstoff også å øke med 1.5 % per år til 2050

For å nå EUs mål om reduksjon av utslipp fra luftfarten kreves en oppskalering av hydrogenproduksjon, siden dagens HEFA produksjon er avhengig av mengden tilgjengelig restråstoff. Mengden hydrogen som kan produseres er noe som kan påvirkes i større omfang så lenge nok fornybar strøm er tilgjengelig.

6 Pris for e-fuelsproduksjon, skatter og avgifter

Det finnes mange papers, master- og doktorgradsoppgaver, rapporter og avisartikler, som tar opp dette temaet. Drivere for pris, forutsetninger og utfordringer og andre aspekter, gås gjennom i dette kapittelet, som også sammenfatter hva disse kildene konkluderer med.

En studie, gjort av forskere på Chalmers, konkluderer med at bio-drivstoff er billigere og at e-fuels er det dyreste³³. I denne studien settes den fossile drivstoffkostnaden til 0,2-0,7 €/liter diesel, avhengig av råoljeprisen som varierer fra 30-100 \$/fat³⁴. Kostnaden for å fremstille e-fuel med jetdrivstoffs kvalitet sies å på lang sikt være omtrent 90-160 €/MWh. En liter flydrivstoff inneholder omtrent 10 kWh energi, så det kreves 100 l for å tilsvare 1 MWh (1000 kWh). Dette betyr at de forutser at e-fuels skal kunne produseres til en kostnad av 0.9 – 1.6 €/liter. Dette er uten tvil konkurransedyktig sammenlignet med dagens drivstoffpriser. Dette tilsvarer 10.5-18.8 NOK/liter, og kan sammenlignes med prisen på fossilt Jet-A1 som primo 2024 ligger på omtrent 12 NOK/liter, men varierer avhengig av flyplass.

En masteroppgave fra NMBU³⁵ (Norges miljø- og biovitenskapelige universitet) i 2021 har kommet frem til at e-fuels kan komme til å koste 17-22 NOK/liter, det legges til grunn biologisk kullkilde og 18-25 NOK/liter for karbonfangst fra enten punktutslipp eller direkte fra atmosfæren.

Flere kilder peker, av flere grunner, på at den største utfordringen er å få skala nok på hydrogenproduksjonen. Det trengs enorme mengder strøm til elektrolyse, noe som i dag ofte ikke er

³² The current techno-economic, environmental, policy status and perspectives of sustainable aviation fuel (SAF), Shahriar/Khanal, 2022, publisert i Science Direct

³³ Grahm, M., Malmgren, E., Korberg, A. et al (2022). Review of electrofuel feasibility - Cost and environmental impact. Progress in Energy, 4(3). <http://dx.doi.org/10.1088/2516-1083/ac7937>

³⁴ Grahm, Malmberg, Korberg et al, Review of Electrofuel Feasibility –, 2022

³⁵ Cohen, En tekno-økonomisk undersøkelse av biojetdrivstoff og E-fuel som alternative fornybare flydrivstoff for langdistanse i 2040, NMBU, 2021

nødvendig for dagens hydrogenbruk, da naturgass er kilden i majoriteten fabrikker som lager flytende drivstoff fra gassformige energikilder³⁶ - eller grått hydrogen.

Prisene kan påvirkes av politiske beslutninger via krav, skatter, avgifter og lignende. I dag finnes det flere politiske forhold som påvirker prisen på en flybillett:

- EUs kvotesystem for utslipp inkluderer luftfart avhengig av hvor store utslippene er, men det er bare innenriks fly som regnes med i norsk klimaregnskap
- Alle drivstoffsleverandører har krav om å blande inn 0.5 % bærekraftig drivstoff i alt flydrivstoff de selger på årsbasis
- Norge har også en passasjeravgift på 75 NOK/passasjer for alle som har sluttdestinasjon i Norge eller Europa, og 200 NOK/passasjer for alle med sluttdestinasjon utenfor Europa

For å presse prisene og for å få opp et marked for grønt hydrogen, er det viktig å jobbe på flere områder. Hydrogen er en energibærer som kan brukes i mange ulike transportformer maritimt, på land og i luften. Hydrogenet som brukes i dag er hovedsakelig grått, og det er også en mulighet å erstatte grått med grønt hydrogen, utfordringen er da å få ned prisen siden det ikke er konkurransedyktig i dag.

Det er nødvendig å jobbe for nye og utvidede markeder for grønt hydrogen for å redusere utslipp og få til de forventede storskalafordelene som kan presse prisen for grønt hydrogen. Her vil synergieffekter på alle områder, maritimt, industrielt og til transportsektoren, være viktig for å fremme omstillingen, utløse mange prosjekter, øke produksjonsvolumene og få ned prisene.

6.1 Utslipp fra luftfart og påvirkningen på global oppvarming

De totale utslippene fra luftfarten, både globalt og i Norge, er omtrent 2.0 % av totale utslipp (for Norge regnes bare innenriks fly inn i Norges klimaregnskap). Utslippene fra en gassturbin (motortypen i nesten alle kommersielle fly) er hovedsakelig karbondioksid, vanndamp og NO_x. I de vanligste sammenstillingene av utslipp beregner man normalt sett om alle typer av utslipp til karbondioksidekvivalenter med omregningsfaktorer. Disse faktorene er internasjonale og skal brukes i all offisielle klimaregnskap. Tabellen under viser eksempel som er tatt fra IEA, International Energy Agency³⁷. Litt forenklet er det en omregningsfaktor for å beregne klimaeffekten av utslippet sammenlignet med hvis utslippet hadde vært CO₂. CO₂ er en forholdsvis svak klimagass, noe som forklarer hvorfor metan (CH₄) er 25 ganger kraftigere og N₂O har 298 ganger sterkere klimaeffekt.

Designation or Name	Chemical Formula	100-Year GWP
Carbon Dioxide	CO ₂	1
Methane	CH ₄	25
Nitrous Oxide	N ₂ O	298

Tabell 6-1: Omregningsfaktorer for utslipp sammenlignet med CO₂, denne rapporten går ikke inn mer i detalj på dette, men IEA og andre internasjonale organisasjoner har meget detaljert dokumentasjon inkludert mange flere utslipp enn bare disse i denne tabellen, for eksempel i referanse 37.

³⁶ Power-to-Liquids as Renewable Fuel Option for Aviation: A Review, Schmidt et al, 2017

³⁷ IEA – Emission Factors 2022 – Database documentation, https://iea.blob.core.windows.net/assets/631bfd9a-fea7-4ef3-8cc0-a11ab416805d/CO2KWH_Methodology.pdf

6.1.1 Utslipp i stor høyde

Luftfarten, i likhet med resten av transportindustrien, er dominert av forbrenning av fossile drivstoff som resulterer i store utslipp av flere ulike gasser. Noe som er unikt for luftfarten, er at hovedparten av utslippene skjer i stor høyde. Dette påvirker oppvarmingseffekten på andre måter enn utslipp som skjer på bakkenivå. Karbondioksid som slippes ut i stor høyde får ofte en lengre påvirkningstid når det gjelder global oppvarming. Vanndamp kan også forme cirrus-skyer i stor høyde, som har en mye kraftigere oppvarmingseffekt enn utslipp av vanndamp i lav høyde. Her forskes det mye for å forstå nøyaktig mekanismene og hvor stor oppvarmingseffekten faktisk er. Flere kilder viser at utslippene av vanndamp i stor høyde kan være flere ganger verre enn påvirkningen fra karbondioksid, selv om mengdene er lavere³⁸. I referanse³⁹ kommer forfatterne frem til at utslipp som ikke er CO₂ påvirker global oppvarming 60 % av de totale utslippene fra luftfarten. De kommer også frem til at påvirkningen på global oppvarming fra luftfarten er dobbelt av hva karbondioksidekvivalente utslipp tilsier. Dette betyr at oppvarmingseffekten er dobbelt så stor som de 2 % av utslipp som kommer fra luftfarten. Her pågår det forskning, men uansett så må luftfarten også bidra til utslippsreduksjoner både til 2030 og til 2050 for å nå pålagte klimamål.

7 Tilgjengelighet for hovedkomponentene til e-fuelsproduksjon i Midt-Norge

Produksjon av e-fuels krever tilgang på de tre hovedkomponentene:

1. Fornybar strøm
2. Karbon
3. Hydrogen

Hovedbarrierene for produksjon av e-fuels som nevnes i mange rapporter, er strømprisen og investeringskostnad i anlegg som fanger karbon, produserer hydrogen, og videreforedler dette til e-fuels. For å sikre lave og stabile strømpriser kreves det god tilgang til store mengder fornybar kraft. Siden elektrifisering, hydrogen og andre alternative drivstoff er identifisert som løsningen i transportsektoren i den grønne omstillingen, er den mest grunnleggende komponenten utbygging av fornybar kraftproduksjon. Elektrifisering og produksjon av alternative drivstoff for luftfart må konkurrere med mange andre områder om tilgang til strøm. Elektrifisering av industri, oljeplattformer, biler, båter og mye annet gjør at energi som kommer fra fossile kilder må erstattes av fornybar kraft for å redusere utslipp.

I 2022 var den fossile energibruken i Norge 165 TWh, dette kan sammenlignes med elektrisitetsbruken som var 138 TWh⁴⁰. Elektrifisering kan ofte redusere energiforbruket, siden elektriske systemer er mer effektive enn forbrenningsmotorer, som utgjør hoveddelen av den fossile bruken i transportsektoren, oljeproduksjon, landbruk, marin sektor og industri. Særlig hvis batteri brukes som energibærer, da kan systemvirkningsgraden nå opp mot 80 %, det er mer enn dobbelt så høyt som mange forbrenningsbaserte systemer.

³⁸ High-resolution modelling of aviation emissions in Norway, Klenner, Muri, Strømman, (2022)

³⁹ The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018, Lee et al (2021)

⁴⁰ Energikommisjonens rapport – Mer av alt -raskere, NOU 2023:3 (2023),

<https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nou202320230003000dddpdfs.pdf>

Ulike rapporter viser ulike prognoser om hvor mye strømbruken forventes å øke, men alle er enige om at den vil øke. I dette kapitlet belyses eksempler på hvordan det kan bygges mer fornybar energi i Norge for å møte denne økte etterspørselen. Videre analyseres strømsituasjonen i NO3 for å gi bakgrunn for hvordan prisutviklingen kan bli i fremtiden. Jo større etterspørsel det blir i forhold til produksjonen, jo høyere blir prisene. Dette gir dog ikke hele bildet, siden hele strømsystemet henger sammen med alle nærliggende områder både i Norge og Sverige. Men det gir perspektiv og påviser at det trengs ny kraftproduksjon for å sikre lave og stabile priser i Midt-Norge fremover.

7.1 Strømsituasjonen i prisområde NO3



Figur 7-1: Norske prisområder, Trøndelag er en del av prisområde NO3

Trøndelag er en del av prisområde NO3, sammen med Møre og Romsdal. Prisområdene er delt inn slik at naturlige flaskehalsen i nettet som begrenser fri overføring av strøm definerer områdene.

NO3 har flere forbindelser med både Nord-Norge (NO4) og Sverige østover (SE2). Sørøst finnes det flere forbindelser med NO5 og NO1. En typisk dag skjer det utveksling av kraft over alle disse. Hvordan kraften flyter, er avhengig av produksjon og etterspørsel i de ulike prisområdene og håndteres av kraftbørsen NordPool. Kraften flyter alltid fra områder med lav pris til områder med høyere priser. Flyten kan variere gjennom et døgn, avhengig av lokale forbruks- og værforhold.

For å forklare og forstå hvordan strømsituasjonen ser ut i NO3, trengs en nærmere analyse av data som finnes tilgjengelig. Dette er gjort i det følgende kapittel 7.1.1. Her ser vi på den totale produksjonen og

forbruket i hele NO3, og hvordan det varierer gjennom året. Alle data er hentet fra offisielle Nord Pool-databasen⁴¹ som inneholder data fra 2021 og fremover. Fra 2022 finnes det også separate data for vindkraftproduksjon, noe som også brukes til å se hvordan ulike typer kraft i NO3 produserer gjennom året for å finne trender og hvordan det påvirker pris. I analysene er vindkraft fra 2022 vist for seg, og øvrig kraft (hovedsakelig vannkraft) også visualisert separat.

Det er en kompleks oppgave å analysere en del av et stort system. Dette gjør det også vanskelig å lage sikre prognoser for hvordan produksjon og utbytte med sammenkoblede områder vil se ut i fremtiden. Det finnes også mange store prosjekt i både Nord-Sverige og Nord-Norge som kan påvirke situasjonen. Eksempel på dette er elektrifiseringen av Melkøya og oljeplattformer, og ambisiøse grønne stålprosjekt i Sverige. Hvis disse realiseres frem mot 2027, kan det påvirke både priser og kraftbalansen på en dramatisk måte. Melkøya forventes å bruke 3.1 TWh strøm i året, det tilsvarer 10 % av den årlige produksjonen i NO4, som i 2022 var på 30.2 TWh⁴². Elektrifisering av plattformer forventes å bruke

⁴¹ <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Power-system-data/Production1/Production1/NO>

⁴² <https://elhub.no/statistikk/stromproduksjon/>

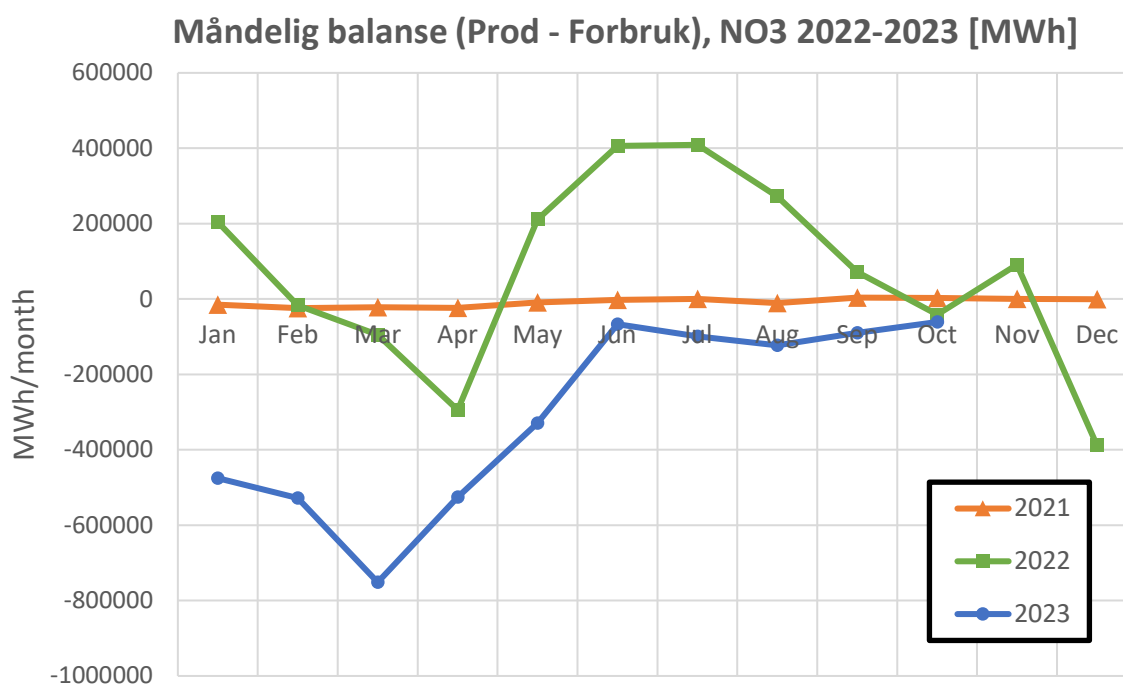
mellom 10 og 15 TWh per år (tall fra Equinor og Norwea⁴³) Andre elektrifiseringsprosjekt som H2 Green Steel i prisområde SE1 forventes å bruke mellom 12 og 20 TWh strøm. For et lignende prosjekt i regi av statlige LKAB, HYBRIT, er anslag på opp mot 70 TWh blitt nevnt. Hvor mye som vil bli realisert, og når det eventuelt kommer, er usikkert. Men vi kan ikke forvente import av store mengder kraft fra Sverige fremover, ettersom Sverige har samme mål som Norge; storstilt elektrifisering av transport og industri.

Noe som er sikkert, er at flere store prosjekt i både Nord-Norge og Nord-Sverige vil påvirke både kraftbalansen og prisene betydelig. Det er uklart hvordan kraft skal kunne bygges ut i begge land. Både i Sverige og Norge er de gjenstående, uregulerte vassdragene vernet. Da gjenstår vindkraft, enten på land eller til havs, av de fornybare kildene, for å nå målene på kortere sikt. På litt lengre sikt er det mulig å bygge ulike varianter av kjernekraft. Kjernekraft er ikke fornybar, men har lave utslipp per produsert kWh. Norge mangler erfaring, regelverk og prosesser for tillatelse, håndtering av avfall, osv. Det er mulig å starte et samarbeid med Sverige, som har hatt kjernekraft med fungerende regelverk siden 1954, for å akselerere bygging kjernekraft i Norge hvis det er ønskelig.

Denne rapporten tar ikke stilling til hva som bør bygges eller hvor, men peker på muligheter for å svare på forventet økt behov ut fra ulike tidshorisonter. Solkraft er ikke sett på nærmere, siden det ikke forventes å bli bygget ut i en skala som de nærmeste årene vil påvirke strømsituasjonen i NO3. Men også solkraft kan bli et positivt bidrag fremover.

7.1.1 Kraftbalanse i prisområde NO3 2021-2023

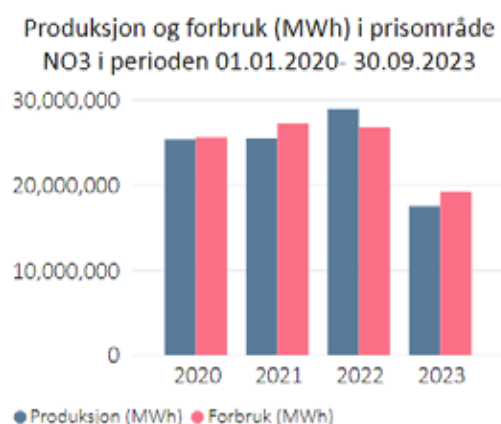
I dette kapitlet er alle data for kraftbalansen daglig sammenstilt over hele året og visualisert i bilder.



Figur 7-2: Kraftbalansen månedlig for NO3 fra 2021 til og med oktober 2023.

⁴³ <https://www.faktisk.no/artikler/z5xev/atte-sporsmal-og-svar-om-elektrifisering-av-sokkelen>

I Figur 7-2 ser vi at nesten alle verdier var i balanse på månedlig nivå i 2021. Avviket fra null er svært lavt hver eneste måned. Ifølge NVEs egen årsanalyse⁴⁴ av kraftåret 2021, var prisene i NO3 og NO4 beskyttet fra større prispåvirkning fra kontinentet på grunn av begrenset overføringskapasitet. Grunnen til det endrede mønstret i kraftbalansen fra 2021 til 2022 og 2023 er kompleks og vanskelig å gi en enkel analyse av. På helårsbasis er kraftbalansen vist fra 2020 til og med september 2023 i Figur 7-3.



Figur 7-3: Produksjon og forbruk av strøm i NO3 fra 2020 til sept 2023.

Tallene viser, med unntak av 2022, at NO3 har et kraftunderskudd. Det betyr at kraft må importeres fra nærliggende områder. I Figur 7-2 ser vi at forbruket har vært høyere enn produksjonen i alle måneder så langt i 2023. Det forventes at underskuddet i 2023 blir større enn 2020 og 2021. I perioden fra 1. januar til og med 30. april i 2023 hadde NO3 positiv kraftbalanse kun én eneste dag. 9. januar var overskuddet 1739 MWh. Dette kan settes i perspektiv ved å sammenligne med gjennomsnittsimporten av strøm per dag som i 2023 hittil har vært per måned (tabellen viser månedens totale kraftbalanse delt med antallet dager i aktuell måned):

MWh	Balanse/måned
Jan	-15339
Feb	-18851
Mar	-24241
Apr	-17502
May	-10626
Jun	-2214
Jul	-3184
Aug	-3975
Sep	-2981
Oct	-1965
Nov	
Dec	

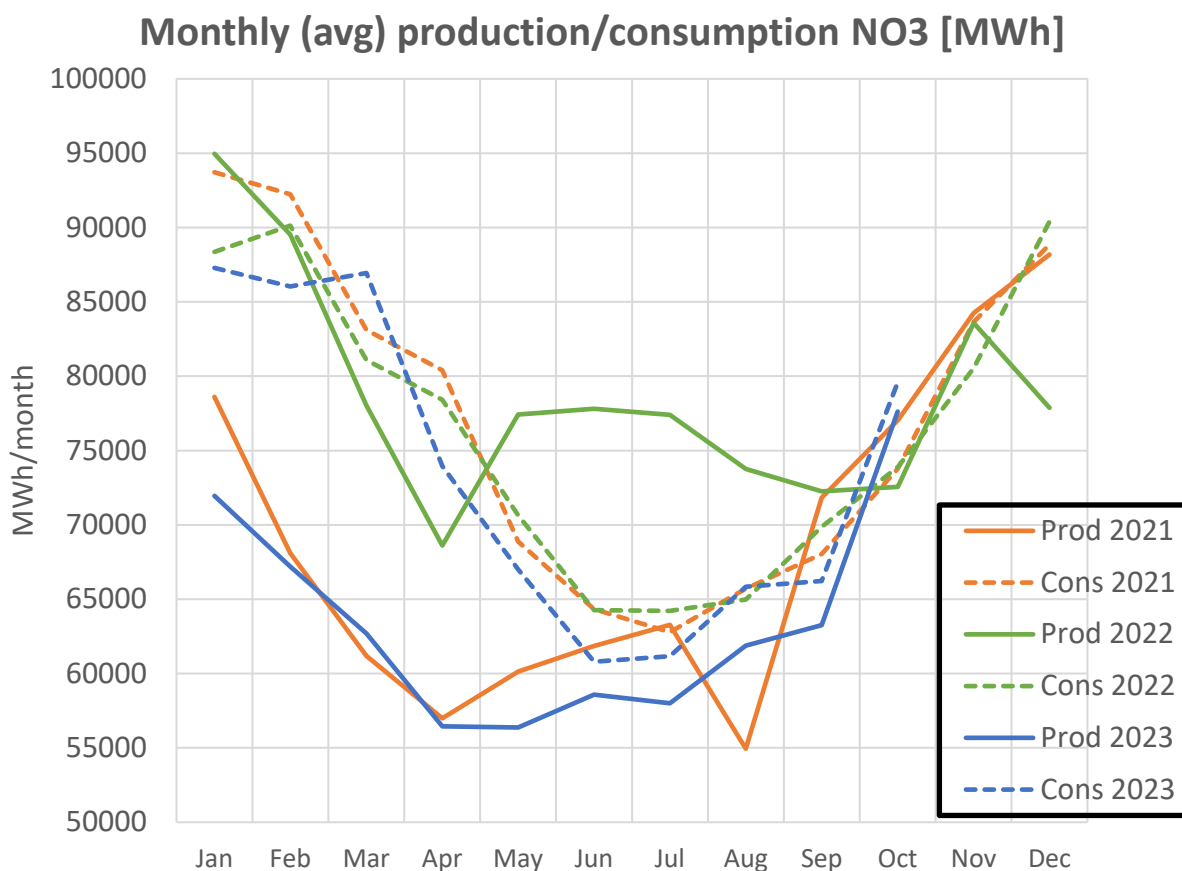
Tabell 7-1: Kraftbalanse i NO3 per dag for hver måned i 2023.

Tabell 7-1 viser at i vintermånedene med høyt kraftforbruk er underskuddet i gjennomsnitt stort, men det varierer fra et kraftoverskudd på 1739 MWh 9. januar til et kraftunderskudd som er som størst 21.

⁴⁴ https://www.nve.no/media/13338/kvartalsrapportq4_2021.pdf

mars, på -36942 MWh. I de varmere månedene med lavere forbruk er underskuddet i gjennomsnitt mye mindre enn om vinteren.

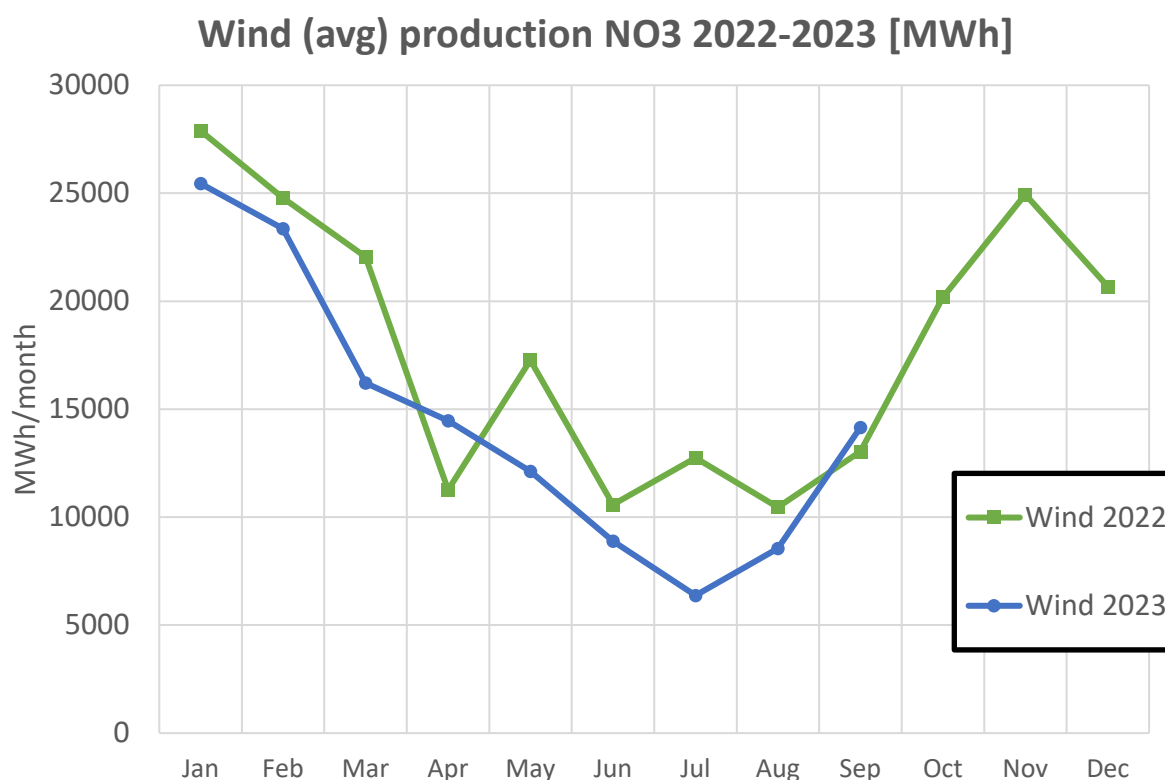
Det som stikker ut fra trenden fra 2020 og fremover, er produksjonen i 2022, som var uvanlig høy fra januar til og med september. Dette vises i Figur 7-4.



Figur 7-4: Produksjon og forbruk for alle måneder i NO3 fra 2021 til og med okt 2023. Produksjon er heltrukne linjer og konsum er stiplede linjer.

Det er vanskelig å trekke entydige konklusjoner fra et prisområde som er en del av et stort og komplekst system med både magasinkraft og væravhengig kraft (som hovedsakelig er vindkraft i NO3). Men noe kan leses ut av de data som ligger bak Figur 7-4. Forbruket i NO3 er svært likt fra år til år. Det ser man tydelig ved at månedsforbruket fra 2021 til 2023 er ganske likt (stiplede linjer i Figur 7-4). Produksjonen i 2021 og 2023 er også veldig like hverandre (oransje og blå linje), men produksjonen i 2022 fra januar til og med august er på et betydelig høyere nivå.

Siden data for vindkraftproduksjon finnes tilgjengelig i Nord Pools databaser fra og med 2022, kan disse brukes for å enkelt analysere hvordan vindkraftproduksjonen ser ut i 2022 og 2023. Vindkraft har store variasjoner i produksjonen fra dag til dag, siden det er helt avhengig av hvor mye det blåser til enhver tid. For å visualisere tall som kan vise trender på en oversiktlig måte er all vindkraftproduksjon slått sammen som den totale kraftmengden produsert per måned i MWh. Dette vises i Figur 7-5.



Figur 7-5: Kraftproduksjon fra vindkraft i NO3 i 2022 og 2023

Når månedsgjennomsnitt av kraftproduksjonen fra vind visualiseres, ser man tydelig noen trender. En trend som er svært positiv, er at det generelt sett produseres mest kraft i måneder der forbruket er høyest, om vinteren. Vi ser også at kraftproduksjonen i både 2022 og så langt i 2023 er ganske lik. Kraftproduksjonen er på omtrent 25000 MWh/måned på sitt høyeste, og omtrent 10000 MWh/måned i sommermånedene. Dette skal da sammenlignes med NO3s totale strømforbruk på omtrent 90000 MWh/måned om vinteren, og omtrent 65000 MWh/måned om sommeren. Dette betyr at vindkraften i NO3 står for omtrent 28 % av kraftbehovet om vinteren og 15 % om sommeren.

Et energisystem med mye regulerbar vannkraft som kan kompensere for vindkraftens varierende produksjon, er et godt system med bare fornybar kraftproduksjon, selv om det stiller høye krav til regulerbarhet i vannkraften.

Siden det ble produsert normalt med kraft fra vind i 2022, er forklaringen at det ble produsert mer kraft fra vann enn normalt i første halvdel av 2022. Magasinfyllingsnivåene er også relativt normale, og minner om årene både før og etter⁴⁵. Dette betyr at en god konklusjon som forklarer den høye vannkraftproduksjonen i første halvåret i 2022 ikke kan gis i denne rapporten.

⁴⁵ <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/magasinstatistikk/>

7.1.2 NVE – Nasjonal ramme for vindkraft på land og til havs

NVE har pekt på anbefalte områder i hele Norge som er godt egnet for utbygging av vindkraft på land. Tre av disse ligger i Trøndelag og ett tilhører Møre og Romsdal, som inngår i samme prisområde som Trøndelag, NO3. De fire områdene er nærmere beskrevet i de følgende kapitlene. All informasjon er tatt direkte fra NVEs temakart⁴⁶. Videre i kapittel 7.1.3 blir to av områdene utforsket nærmere. Grunnen til å gå videre med områdene «Grenseområde mellom Trøndelag og Møre» og «Indre Sør-Trøndelag» beskrives av NVE selv i kapittel 7.1.2.2 og 0. Hovedgrunnene til å velge bort Namdal, er at området ligger i reinbeitedistrikt, og har flaskehals i nettet som gjør det vanskelig å koble på flere vindkraftparker på kort sikt. Området «Sunnmøre og Nordfjord» ligger lengst unna fokusområdet for denne rapporten, i tillegg finnes det bare én konsesjonssøknad - som er avslått - i området, det er derfor valgt bort. Hvor områdene ligger er vist i Figur 7-6.

7.1.2.1 Namdal

Områdenavn	Namdal
Størrelse	6581 km ²
Status	utpekt
Begrunnelse	Namdalsregionen har veldig gode produksjonsforhold for vindkraft. I et kraftsystemperspektiv er området middels egnet for ny produksjon, sammenlignet med andre områder. Det er per i dag flaskehals i transmisjonsnettet, men Statnett har konsesjon til flere tiltak som på lengre sikt kan forbedre nettkapasiteten til ny produksjon i området. I det utpekte området er det viktige miljø- og samfunnsinteresser, og de viktigste interessene er knyttet til sørsamisk reindrift. Søknaden om Kalvvatnan vindkraftverk i Bindal ble i 2016 avslått på grunn av samlet belastning for reindriftsinteresser. Området er imidlertid stort, og vi mener at det enkelte steder i dette området bør kunne bygges ut vindkraftverk med akseptable virkninger for reindriften. Til tross for middels nettkapasitet per i dag, framstår Namdal som et av de mest egnede områdene for ny vindkraftutbygging i Norge. Vi har lagt mye vekt på de gode produksjonsforholdene i denne vurderingen.
Egnede vindkraftverk	Dette området er relativt stort, og det kan i teorien bygges både store og små vindkraftverk mange steder. På grunn av samlet belastning for reindriften, bør det ikke være aktuelt med mange store vindkraftverk som påvirker de samme reinbeitedistriktene. Per i dag er også nettkapasiteten en faktor som begrenser potensialet for et stort omfang av vindkraft i området.

7.1.2.2 Grenseområde mellom Trøndelag og Møre

Områdenavn	Grenseområde mellom Trøndelag og Møre
Størrelse	3036 km ²
Status	utpekt
Begrunnelse	Det utpekte området har gode produksjonsforhold for vindkraft. Også i et kraftsystemperspektiv er området veldig godt egnet for ny produksjon, sammenlignet med andre områder. I det utpekte området er det viktige miljø- og samfunnsinteresser, blant annet knyttet til Forsvaret og friluftsliv. Våre overordnede analyser tilsier imidlertid et lavere konfliktnivå i dette området enn i store deler av landet. Fra et nasjonalt perspektiv framstår dette området derfor som et av de mest egnede områdene for ny vindkraftutbygging.
Egnede vindkraftverk	I dette området er det i teorien plass til flere større vindkraftverk. Arealene som har plass til store vindkraftverk, har imidlertid også i flere tilfeller viktige friluftslivsinteresser. Det samlede arealet er likevel så stort at det kan være mulig å identifisere mange steder med potensial for vindkraftverk av varierende størrelse. På grunn av topografien i området er fjellområdene mest aktuelle for vindkraftutbygging.

⁴⁶ <https://temakart.nve.no/tema/nasjonalramme> - Hentet november 2023

7.1.2.3 Indre Sør-Trøndelag

Områdenavn	Indre Sør-Trøndelag
Størrelse	3275 km ²
Status	utpekt
Begrunnelse	Indre Sør-Trøndelag har veldig gode produksjonsforhold for vindkraft. I et kraftsystemperspektiv er området godt egnet for ny produksjon, sammenlignet med andre områder. I det utpekte området er det viktige miljø- og samfunnsinteresser knyttet til blant friluftsliv. Våre overordnede analyser tilsier imidlertid et lavere konfliktnivå i dette området enn i store deler av landet. Unntaket er områder med samisk reindrift, der vindkraftverk i tillegg kan påvirke reindriften. Hensynet til reindriften er viktig, men vi mener det kan være mulig å finne steder der vindkraftverk kan gi akseptable virkninger. Fra et nasjonalt perspektiv, framstår Indre Sør-Trøndelag derfor som et av de mest egnede områdene for ny vindkraftutbygging i Norge. Vi har lagt mye vekt på de gode produksjonsforholdene i denne vurderingen.
Egnede vindkraftverk	I dette området er det i teorien plass til flere større vindkraftverk. Områdene som har plass til store vindkraftverk, er imidlertid også i flere tilfeller viktige friluftslivs- eller reinbeiteområder. Det samlede arealet er likevel så stort at det kan være mulig å identifisere mange steder med potensial for vindkraftverk av varierende størrelse. Vindkraftverk er mest aktuelt i fjellområdene, som mange steder har en lite krevende topografi.

7.1.2.4 Sunnmøre og Nordfjord

Områdenavn	Sunnmøre og Nordfjord
Størrelse	1252 km ²
Status	utpekt
Begrunnelse	Sunnmøre og Nordfjord har gode produksjonsforhold for vindkraft. I et kraftsystemperspektiv er området veldig godt egnet for ny produksjon, sammenlignet med andre områder. I det utpekte området er det viktige miljø- og samfunnsinteresser knyttet til blant annet til landskap, friluftsliv, reiseliv og kulturminner. Våre overordnede analyser tilsier imidlertid et lavere konfliktnivå i dette området enn i store deler av landet. Fra et nasjonalt perspektiv, framstår Sunnmøre og Nordfjord derfor som et av de mest egnede områdene for ny vindkraftutbygging i Norge.
Egnede vindkraftverk	I dette området kan det være plass til små eller mellomstore vindkraftverk på enkelte spredte fjell som kan være egnet for vindkraft.

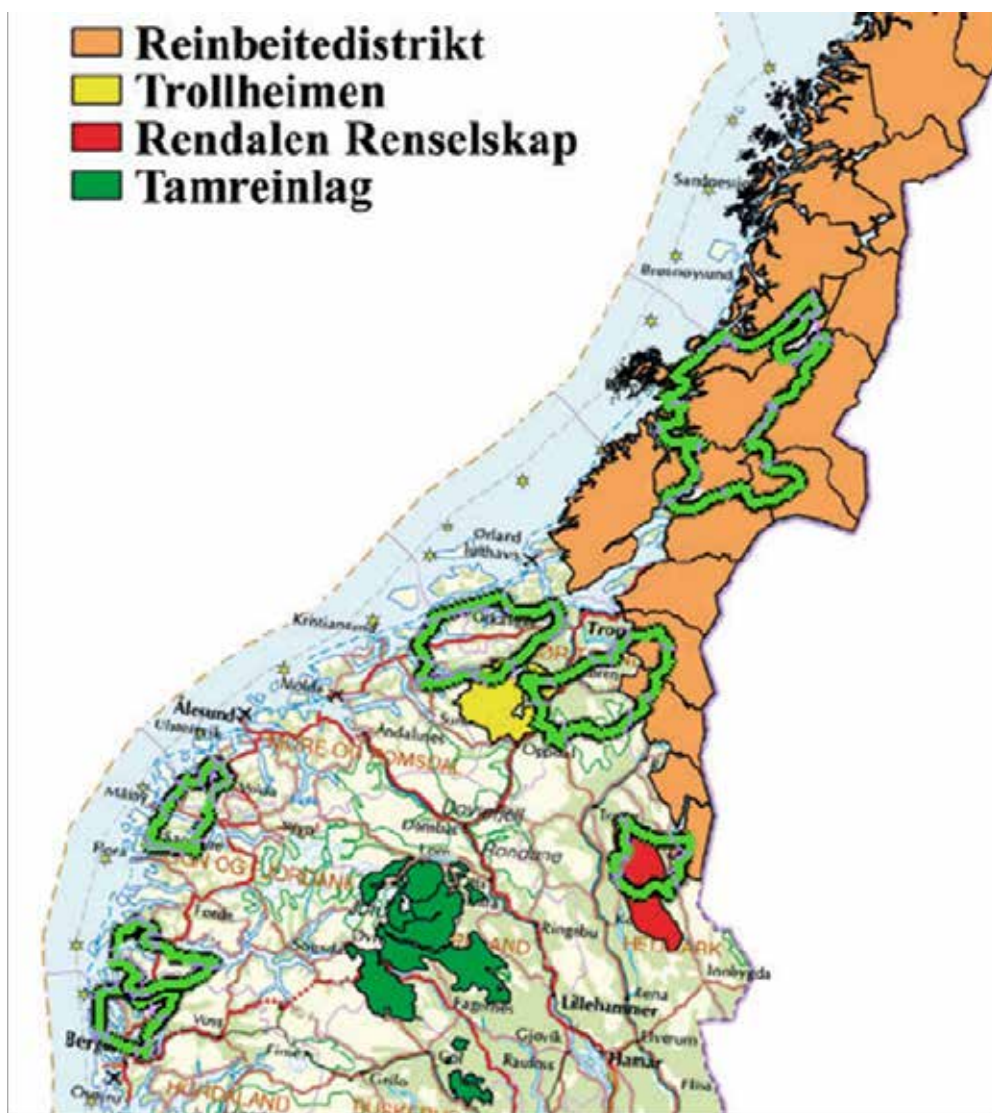
7.1.3 Potensial for utbygging av ny kraft i Trøndelag og NO3

Vindkraft på land kan potensielt bygges ut relativt raskt for å forbedre kraftbalansen i Norge ytterligere på relativt kort sikt. Men det er ofte kontroversielt og ikke uten motstand, særlig i de områder som er identifisert som reinbeiteområder. Som et svar fra myndighetene har NVE i 2023 identifisert 13 områder som er godt egnet for havvind⁴⁷ i tillegg til nasjonal ramme på land. Av disse er det områder som tilhører Møre og Romsdal, som er en del av NO3. Men ingen områder som tilhører Trøndelag. Det vil ta lengre tid før havvind kan bygges, sammenlignet med vind på land, på fordi teknologien er mindre moden og kostnadsnivået høyere. Det forventes ikke at havvind vil påvirke kraftsituasjonen i NO3 før 2030. Dette fordi de områdene som er utlyst for havvind vil få strømkabler i området sør for NO3 hvor prisene generelt er høyere enn i NO3.

Områdene som ligger nærmest NO3 av de områdene som er identifisert i NVEs nasjonale ramme, er vist i Figur 7-6. I samme bildet er også de områder som Sametinget har identifisert som

⁴⁷ NVE. (2023). *Identifisering av utredningsområder for havvind*. <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/>

reinbeiteområder markert. Dette viser hvorfor området Namsos ikke er belyst videre, det forventes at utbygging av vindkraftparker i dette området kan ha negative effekter på reindrift og er mindre interessant enn de andre områdene.



Figur 7-6: NVEs identifiserte områder egnet for landvind er vist med lysegrønne streker på kart over reinbeitedistrikt i Norge.

Hvis vi går ut fra kraftunderskuddet i 2023, som varierer fra stort om vinteren til ganske lite om sommeren, kan vi beregne hvor mye ny kraft som må til for å gi balanse. Dette gjøres i tre scenarier, med forskjellige antakelser til grunn. Scenariene er ikke anbefaling av hva som bør gjøres eller ikke. De er hypotetiske beregninger laget for å vise omfang, potensial og muligheter for videre elektrifisering av samfunnet og en større kraftproduksjon i NO3 og Trøndelag, som kan sikre lave strømpriser og fortsatt reduksjon av utslipp via elektrifisering.

1. Landvind bygges ut slik at, basert på 2023-data, ingen måned i året skal ha kraftunderskudd. Her brukes NVE - nasjonal ramme som utgangspunkt.
2. Havvind bygges med målet om at, basert på 2023-data, ingen måned i året skal ha kraftunderskudd – Her brukes NVEs 13 identifiserte områder for havvind som grunnlag.

3. Stansede konsesjoner i de to områdene rett sør for Trondheim som er identifisert i NVEs nasjonale ramme bygges ut hvor det er mulig, basert på konsesjonsdata i NVEs temakart⁴⁸

7.1.4 Scenario 1: Landvind bygges i områder definert i NVEs nasjonale ramme

NO3 har allerede i dag en ganske høy andel vindkraft mot vannkraft sammenlignet med andre prisområder i Norge. Se Tabell 7-2.

År	Totalt	Annet	Vind	% Vind
2022	28.69	22.60	6.08	21.2%
2023*	19.27	15.36	3.91	20.3%

Tabell 7-2: Kraftproduksjon i NO3 i 2022 og 2023 (*tallene for 2023 er for januar-september)

Dette er dobbelt så høyt som på nasjonalt nivå i 2022. Men det er fortsatt mulighet for å bygge ut mer, siden NO3 har mye vannkraft med magasin som kan produsere når vinden ikke blåser og kompensere for variasjoner i vindkraftproduksjon.

I de to områdene identifisert av NVE finnes det allerede avsluttede eller pågående konsesjoner. Hvis man skulle bygge ut vindkraft i de områder som allerede er undersøkt i de konsesjoner som pågår eller er undersøkt og avsluttet, er det mulig å bygge ut ny produksjon på relativt kort tid. Alternative utslippsfrie krafttyper som vannkraft, havvind eller kjernekraft tar alle lengre tid å bygge. Både havvind og kjernekraft forventes også påvirke strømprisen negativt, da de er dyre å bygge og trenger mye nytt kraftnett for kunne kobles på transmisjonsnettet. Dette kan endres i fremtiden med forventet synkende kostnader, særlig for havvind, men forventes ikke å skje før 2030.

NO3 har i mange år (unntatt 2022) hatt kraftunderskudd. Trøndelag har siden 2019 hatt et lite overskudd, men det er ikke relevant da prisen påvirkes av hele prisområdet NO3. For å balansere underskuddet i NO3, kan mengden vindkraft som må bygges beregnes i installert effekt.

For å oppnå balanse på årsbasis i NO3, kan vi enkelt regne underskuddet per år, dette vises i Tabell 7-3.

År	Balanse	
2021	-3.0	TWh
2022	0.8	TWh
2023	-3.0	TWh*
Avg	-1.73	TWh/år

Tabell 7-3: Kraftbalanse per år i NO3 mellom 2021-2023, for 2023 er ikke desember inkludert på grunn av manglende data i Nord Pools database.

Basert på et gjennomsnittunderskudd per år fra 2021-2023 som er på 1.73 TWh/år, og en produksjon på 38 % av installert vindkraft, er det nødvendig å installere 519.7 MW vindkraft (antatt 38 % produksjon av installert effekt alle årets timer, dette tallet er samme tall som NVE bruker⁴⁹). Dette tilsvarer 124 vindturbiner av typen Vestas V136, som har en effekt på 4.2 MW/turbin. Dette er typen som er installert på Stokkfjellet i Orkland kommune.

⁴⁸ <https://temakart.nve.no/>

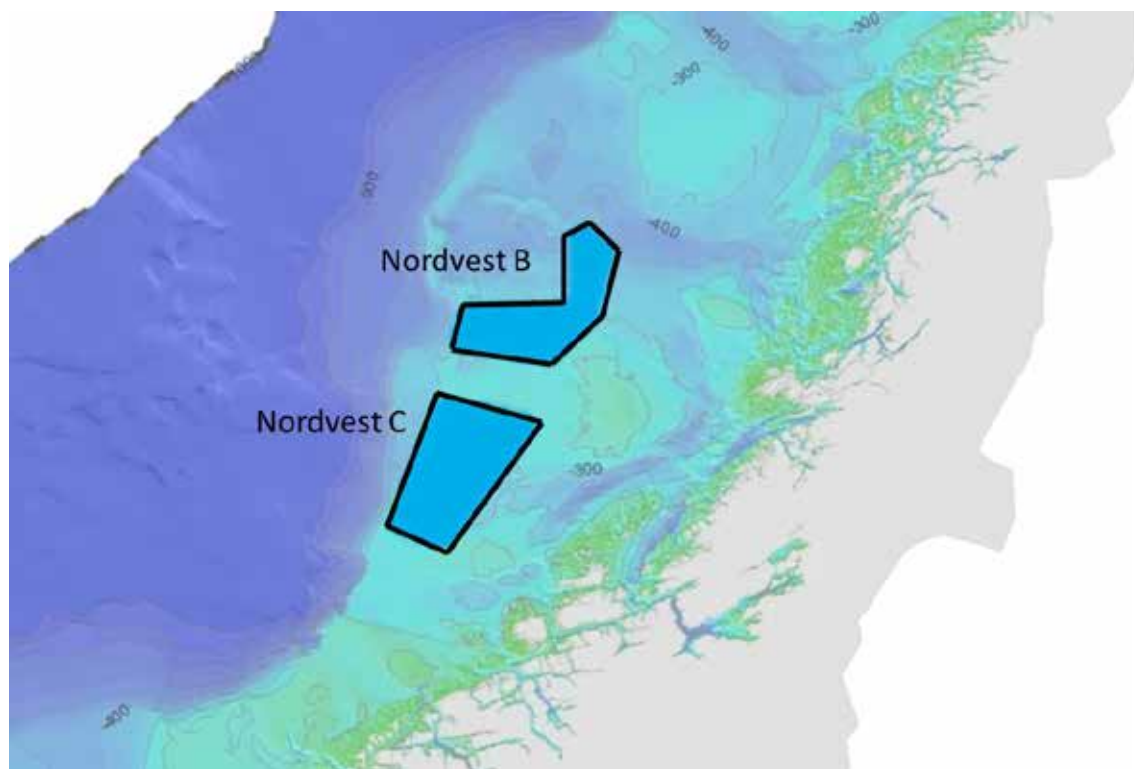
⁴⁹ <https://veiledere.nve.no/havvind/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind/metode-og-vurderinger/beregning-av-kraftproduksjon/#:~:text=Norske%20vindkraftverk%20p%C3%A5%20land%20har,lese%20om%20kraftproduksjon%20fra%20vindturbiner.>

Hvis hver eneste måned skal ha et overskudd, må vi bruke måneden med størst underskudd i tidsperioden 2021-2023. Dette er mars 2023, med et underskudd på 0.75 TWh. Det betyr at en effekt på 2652.8 MW må installeres. Dette tilsvarer litt over halvparten av all vindkraft som er installert i Norge, som er på 5083 MW⁵⁰. Tallene taler for seg, dette er ikke et realistisk scenario å oppnå på kort sikt. Det er også viktig å tillegge at dette er en konsekvens av at NO3 er tett sammenkoblet med nærliggende regioner, og har gode muligheter for import. I ett stort strømnnettverk er det ikke helt relevant at hver region skal være selvforsynt. I tillegg er det sannsynlig at vannkraft i NO3 kunne ha produsert mer for å dekke opp. Men hvem som produserer hvor og hvordan strømflyten til slutt blir mellom forskjellige regioner, styres av priser og hva som bys inn til Nord Pool.

Den viktigste konklusjonen her er at i NO3, som allerede har en relativt høy andel vindkraft, er en del av ett større system og at hvordan strømmen flyter mellom forskjellige områder, er avhengig av hvordan strømprodusentene byr inn pris og produksjonsmengde på Nord Pool. Den interesserte leseren kan lese mer om hvordan dette fungerer på Nord Pools egne hjemmesider⁵¹.

7.1.5 Scenario 2: Utbygging av havvind

Havvind er utpekt som et område med stor mulighet til å bidra til mer kraft i flere deler av Norge, uten å bruke arealer på land, og med forventet lavere konfliktnivå. Utfordringen er at havdybden er forholdsvis stor, sammenlignet med utbyggingsprosjekt som er gjennomført i eksempelvis Danmark og Storbritannia. For å fastslå om det er mulig å bygge bunnfast vind, som er billigere og mer moden teknologi enn flytende havvind, er kart fra NVE sammenstilt med de identifiserte områdene.



Figur 7-7: NVEs identifiserte områder for havvind som ligger i NO3. Her er NVEs kart for havdybde sammenstilt med kart for de identifiserte områdene for å vise hvor lokasjonene ligger og hvor dypt det er på lokasjonene.

⁵⁰ <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>

⁵¹ <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/#:~:text=The%20day%20ahead%20market%20receives,auction%20for%20the%20coming%20day.>

I Figur 7-7 kan man se at områdene er plassert så nært land at havdybden ikke går ned mot tusen meter eller dypere. Men ut fra linjene med markerte dyp, kan man se at havdybden ligger på 200-400 meter, noen steder enda dypere. Dette viser tydelig at flytende havvind må til for å bygge ut vindparker i disse områdene. Det finnes få lignende prosjekt med samme havdybde å sammenligne med for å forstå hvordan kostnadene blir for havvind sammenlignet med scenarier for landvind.

Tar man kostnadene for Hywind Tampen, som ligger på havdybde mellom 260-300 m kan det anses å være et representativt prosjekt for å estimere kostnadene. Hywind Tampen hadde kostnadene per MW på 84,1 millioner NOK. Alle tall er ifølge Equinor⁵². Dette er et av de første prosjektene på så stor havdybde og i tillegg lengre fra kysten enn områdene i Figur 7-7. Så det er rimelig å anslå at havvind utenfor Trøndelag blir billigere per MW enn Hywind Tampen. Men dette kan også sammenlignes med byggekostnaden for de omstridte vindparkene Roan og Storheia på Fosen, som kostet 10.4 millioner per MW⁵³. Dette viser tydelig at flytende havvind er mye dyrere å bygge enn landbasert vind. I tillegg er de dyrere å drifte ved at det trengs båt for service og reparasjoner. Hvordan strømprisene kan forventes å påvirkes er vanskelig å estimere. Men havvind vil uten tvil dra opp prisen, ettersom den får høyere produksjonspris enn dagens, eller nyetablert, landvind. Men hvor mye, er vanskelig å anslå.

Å dekke opp gjennomsnittunderskuddet på strøm per år i NO3 (se kapittel 7.1.4) på 1.73 TWh/år og en tilgjengelighet på 38 % krever, på samme måte som for landvind omtalt i kapittel 7.1.4, en installert effekt på 519.7 MW. Turbiner for havvind er normalt sett større enn turbiner på land. For eksempel er turbinene som ble installert i Hywind Tampen på 8 MW. Dette betyr at 65 vindturbiner på 8 MW trenger å bygges. Antallet kan da sammenlignes med Hywind Tampen, som består av 11 turbiner med en total installert effekt på 88 MW, og en forventet årlig produksjon på 384 GWh (0.384 TWh) ifølge konsekvensutredningen⁵⁴.

Det er mulig at kapasitetsfaktoren kan være noe høyere på havet, altså at de i gjennomsnitt over ett år produserer mer enn vindturbiner på land relativt installert effekt, på grunn av jevnere vindforhold på åpent hav. Eksempelvis kan antallet turbiner i havområdene da reduseres. Ett eksempel med høyere kapasitetsfaktor på for eksempel 42 %, trenger man 59 turbiner med 8 MW installert effekt, en reduksjon av 6 turbiner for en øking av kapasitetsfaktoren på 4 %.

Hvis turbinene koster like mye per MW som Hywind Tampen, betyr det en investering på 43,7 milliarder NOK for å bygge (med 38 % kapasitetsfaktor antatt). Med 42 % kapasitetsfaktor blir kostnaden noe lavere, 39,5 milliarder. For å sette dette i perspektiv kan vi regne om til en pris (uten hensyn tatt til kostander for lånte penger, service eller noe som helst i levetiden (dette kan anses å være en veldig optimistisk beste fall beregning), som er antatt til 20 år (for å gjøre det transparent og enkelt):

$$\frac{\text{Pris}}{\text{kWh}} = \frac{\text{Investering}}{\text{Levetid} \cdot \text{Produksjon per år}} = \frac{43,7 \text{ milliarder}}{20 \cdot 17300000000 \text{ kWh}} = 1.26 \text{ NOK/kWh}$$

7.1.6 Scenario 3: Utbygging av stansede konsesjoner

Årsaken til at mange prosjekter ikke har gått videre til bygging, er at det mangler strømnnett som kan ta imot og forflytte effekten til kundene. Sentralnettet på 400 kV ble bygget ut på Fosen, og gjorde det dermed mulig å bygge ut vindkraft der. Mange andre konsesjoner ble avslått eller stanset av søkeren

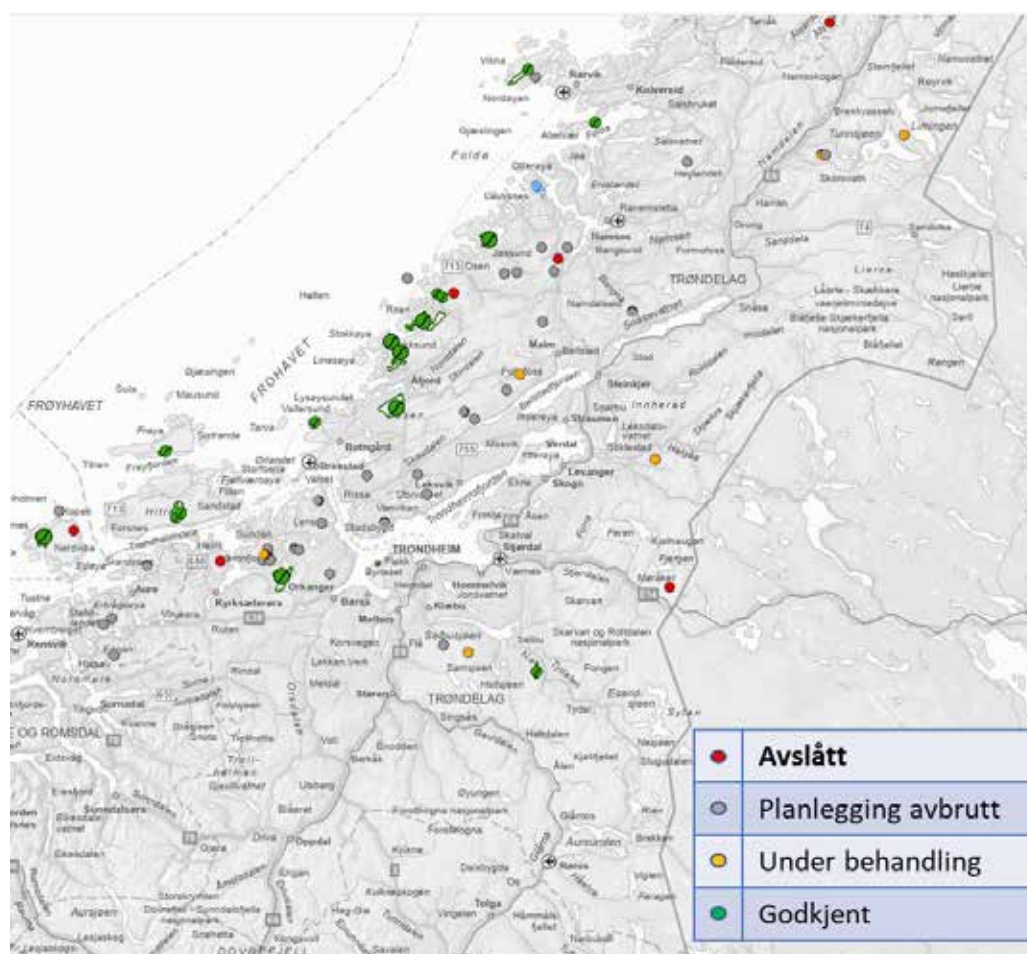
⁵² <https://www.equinor.com/no/energi/hywind-tampen#:~:text=Total%20systemkapasitet%20p%C3%A5%2088%20MW,mellom%20260%20og%20300%20meter>

⁵³ <https://e24.no/energi-og-klima/i/wAxmKG/eksperter-uenige-om-fjerning-av-vindturbiner-paa-fosen-stroemprisene-vil-gaa-opp>

⁵⁴ Hywind Tampen, PUD del II – Konsekvensutredning, Mars 2019

selv da sentralnettet ikke ble bygd ut til alle steder som var nødvendig for å kunne realisere de andre prosjektene.

Hvis nett var tilgjengelig, kunne mange av disse søknadene raskt blitt tatt opp igjen. Dette scenarioet forutsetter at det skjer, og ser på hvor mange hvilende/stoppede konsesjoner det finnes i Trøndelag for å se hvordan det kan sammenlignes med scenarioene i de to foregående kapitlene. Alle konsesjoner i Trøndelag er gått gjennom og sammenstilt. Totalt er det 30 søknader som er blitt avslått, er under behandling, eller søkeren har trukket seg, eller planlegging er blitt avsluttet. Det er i disse søkt om en installert effekt på totalt 6517.5 MW og en forventet strømproduksjon årlig på 22.8 TWh. Dette er svært omfattende, og anses ikke som realistisk på noen måte. Det kan også finnes konflikter på noen steder, hvor samme område er omsøkt enn en gang fordi fristen for oppfølging har gått ut, eller lignende. Men antallet «dobbelprosjekt» er et fåtall av de 30. Men det viser et potensial, og at utrednings- og planleggingsarbeid er gjort i ulik utstrekning fordelt over hele Trøndelag. Et utdrag fra NVEs temakart med alle vindkonsesjoner vises i Figur 7-8.



Figur 7-8: Kartet viser alle vindkonsesjoner uavhengig av status i Trøndelag, bildet er tatt fra NVEs temakart

Hvis alle stansede søknader, de som er under behandling, samt avsluttede prosjekt var blitt realisert, ville det utgjort 6500 MW installert effekt og en planlagt produksjon på 22.78 TWh per år. Dette er samme størrelsenivå som hele årsproduksjonen i NO3. Dette er ikke heller et realistisk scenario da flere av forslagene er avslått fordi det ikke finnes tilgang til sentralnett som har kapasitet å overføre den produserte kraften. Men forutsatt fortsatt strategisk bygging av nett tilpasset grupper av planlagte prosjekt, kan mye ny kraft realiseres hurtigere enn andre krafttyper. Men selv i områder hvor grunnleggende planlegging og konsekvensutredninger er gjennomført, vil det ta tid å bygge

prosjektene, og det er usannsynlig at det skjer før 2030 - selv om dette sannsynligvis er den raskeste måten å øke kraftproduksjonen på.

7.1.7 Konklusjon med hensyn til strømtilgang i NO3

Siden 2020 har NO3 hatt et høyere forbruk av kraft enn produksjon, altså kraftunderskudd. Det eneste unntaket er 2022 unormalt mye kraft fra vannkraft ble produsert i perioden januar til september. NVE har i sin kraftanalyse⁵⁵ sagt at Norge vil få mindre kraftoverskudd frem til 2027, da overskuddet forventes å være lavest, men så øke igjen mot 2030, som et resultat av at mer kraft bygges. Lokale prognoser for NO3 og nærliggende områder finnes ikke. Den krafttypen som kan bygges fort nok for å endre på dette, er vindkraft på land. Men med den situasjonen vi har i Midt-Norge og nordover, er det usannsynlig at det skjer frem mot 2027 og 2030. Et sannsynlig scenario, som NVE også løfter frem i sin langsiktige kraftanalyse, er at prisene øker som en følge av dagens situasjon, hvor forbruket forventes å øke raskere enn ny produksjon kan bygges.

Det finnes flere rapporter som tar opp denne utviklingen og hva som kan gjøres for å holde prisene nede. Utbygging av vindkraft på land for å sikre at Norge fortsatt har et kraftoverskudd fremover, er et av de scenarioer McKinsey⁵⁶ tar opp. En kraftig utbygging av landvind for å utnytte de gode vindressursene Norge har er mulig, da det ikke krever noe ny teknikk eller omfattende oppgraderinger i nett, eller lignende. Avhengig av omfang og lokasjon kan det være nødvendig å oppgradere transformatorstasjoner og lignende. Men det er forventet at vindkraft på land er den eneste krafttypen som kan produsere nok ny, fornybar energi frem mot 2030. Ny vannkraft, storskala solkraft og kjernekraft er enten ulovlig, gir ikke nok energi, eller ligger for langt inn i fremtiden til å være løsninger før 2030. Vindkraft på land er også en krafttype som ikke krever subsidier og som kan bidra til fortsatt lav strømpris for industri og privatkunder.

Denne rapporten stiller seg teknologinøytral til hvordan vi løser kraftforsyningen på lengre sikt. Men poengterer tydelig at hvis vi skal erstatte alt flydrivstoff, båt drivstoff og bidra med videre elektrifisering av industri, tiltrekke oss ny industri og nye arbeidsplasser, må vi bygge enorme mengder fornybar og/eller utslippsfri strømproduksjon. Dette gjelder både Midt-Norge, Norge og hele Europa.

7.2 Hydrogenproduksjon i Trøndelag og Midt-Norge

Hydrogen er en grunnforutsetning for e-fuels. Hydrogen er også ønsket i maritim sektor, og kan være et alternativ som drivstoff (uten videreføring til syntetisk Jet-A1/e-fuels/SAF) i fly i fremtiden. Midt-Norge er sertifisert som «Hydrogen Valley» av EU, og har mange initiativ for å produsere hydrogen. Hovedsakelig er driveren fartøy og båter som skal gå på hydrogen. Man bygger, planlegger eller har bygd ferdig hydrogenproduksjon allerede. Men det er i liten skala ettersom det ikke finnes et marked i dag. Dette er litt av grunnproblematikken i det maritime markedet, det er få muligheter for å tanke hydrogen, fordi det finnes få fartøy som bruker hydrogen som drivstoff.

For å hjelpe hydrogenmarkedet i gang, finnes det mange viktige synergier med andre deler av transportbransjen. På person- og småbil-/båtmarkedet pågår det en overgang til biler og båter med batterier som energibærere, bort fra forbrenning av fossile drivstoff. For store lastebiler og store transportskip som krever større mengder energi er det ikke kommet like langt. Batteriene er dyre i

⁵⁵ NVE rapport 25/2023 – Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023: energiomstillingen – en balansegang

⁵⁶ McKinsey & Company – Norge i morgen 2023 – Fra kraftunderskudd til bærekraft

forhold til mengden energi man trenger å ta med seg uten å forandre driftsmønster kraftig. Fly er også i denne kategorien, hvor batterier er teoretisk mulig, men hvor batteriene ikke er lette nok i forhold til mengden energi som de kan holde på med dagens teknologinivå.

Som alternativ til batterier kan det brukes e-fuels, som er veldig lik dagens fossile drivstoff og i stor grad kan blandes inn i fossile drivstoff, eller brukes uten å blandes. Denne muligheten er avhengig av store investeringer i drivstoffproduksjon, men ingen eller små investeringer i nye transportmiddel, lagring eller distribusjon, siden de fungerer som fossile drivstoff. Et alternativ som betinger store investeringer i både produksjons-, distribusjons- og brukerledd, er å gå over til hydrogen som drivstoff. Hydrogen kan brukes som energibærer i elektriske systemer sammen med en brenselcelle eller forbrennes. Begge alternativene krever fremdriftssystem som er tilpassede energibæreren. Alternativet med hydrogen er også avhengig av store investeringer i ny energiproduksjon og i store, industrielle anlegg for å få til konkurransedyktig pris. Hydrogenet er en fellesnevner for mange alternativer, som rent hydrogen som drivstoff direkte og for e-fuels som Jet-A1, ammoniakk, metanol. m.m.

På den maritime siden ser vi tydelig viktigheten av langsiktighet hen hensyn til til insentiver og etableringer av nye markeder. Noen mindre båter blir bygget med hydrogen som drivstoff. Hvis det ikke blir mange nok, og insentivene ikke er til stede til det blir lønnsomt for produsenter og kunder å ta del i et fungerende marked, er det risiko for tilbakegang til teknologi med større utslipp. Dette har vi allerede erfaring med da båter som ble bygd om fra MGO (Marine GassOljer) til LNG (Liquified Natural Gas) grunnet støtteordninger. Når fremdriftssystemet slites og deler må byttes likevel, kan det skje en tilbakegang til teknologi med større utslipp fordi det koster for mye å fortsette å redusere utslipp når insentiver/regler/støtteordninger forandrer seg over tid.

7.2.1 Hydrogenets rolle i den grønne omstillingen i Europa

Hydrogen er i EUs planer en sentral del i både transportsektorens omstilling, og som en måte å lagre energi på. EUs plan REPowerEU⁵⁷ har ambisjoner om å produsere 10 millioner tonn grønt hydrogen og import av like mye innen 2030. For å oppnå dette er det estimert at det trengs 500 TWh fornybar kraft. Grønt hydrogen må produseres via elektrolyse av vann. Tanken er at dette skal gjøres når væravhengig kraft har stort overskudd og prisen på strøm er lav. Dette krever fleksible elektrolysører, og her må det utvikling til rent teknisk. Analyser som Renergy har gjort, viser at det er vanskelig å få dette lønnsomt⁵⁸. I praksis finnes det ikke innestengt kraft, særlig ikke i områder og på steder hvor det vurderes storskala hydrogenproduksjon. For å få ned prisen på investeringen i et produksjonsanlegg må tilgjengeligheten, det vil si produksjonstiden, være høy.

Flere bransjer ser på ulike løsninger for å fase ut fossile drivstoff, luftfart er bare en av mange. Også i maritim og landbasert transport betraktes hydrogen og videreforedling av hydrogen til syntetiske drivstoff for å oppnå utslippsreduksjoner som en viktig vei fremover. En stor utfordring er at markedet for grønt hydrogen ikke finnes i dag, selv om det allerede brukes mye grått hydrogen og hydrogenmarkedet har et stort utviklingspotensial. Hydrogenets rolle som innsatsfaktor i syntetiske drivstoff forventes å vokse mye, og det vil være nødvendig for å oppfylle Parisavtalens utslippsmål.

Gjennom EU-sertifiserte «Hydrogen Valley Mid-Norway» er det tilrettelagt for en helhetlig verdikjede for hydrogen i regionen. Utfordringen er å utvikle både etterspørsel og produksjon. Bruken av hydrogen

⁵⁷ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en

⁵⁸ Veikart for Hydrogen i Trøndelag – Sluttrapport 2019, <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2020/02/20191121-Veikart-hydrogen-rapport-DIGITAL-WEB.pdf>

i dag er dominert av fossilt hydrogen fra naturgass, og siden grønt hydrogen som er mye dyrere har det ikke tatt noen direkte markedsandel. Men potensialet er der og den totale etterspørselen etter hydrogen var i 2022 95 000 000 tonn⁵⁹.

Produksjonen av lavutslipps-hydrogen er økende, og kan ifølge IEA være 38 000 000 tonn i 2030. Men omtrent halvparten er fra prosjekt som er «tidlig i utviklingsfasen», altså er det usikkert hvor mange av disse prosjektene som blir realisert. For å nå de 38 Mtonn som er i IEAs prognoser, kreves en hurtig oppskalering. I 2022 var mindre enn 1 % av den globale bruken av hydrogen i kategorien «lavutslippshydrogen»⁵⁹.

7.3 Tilgang på karbon, punktutslipp av CO₂

For å produsere e-fuels trengs stor tilgang på karbon. CO₂ er en god kilde som kan brukes via karbonfangst for en kraftig reduksjon i utslipp i Trøndelag fra eksempelvis industri. Men når karbonkilden har fossilt opphav, er ikke kravene til e-fuel oppfylt etter 2041, karbonkilden må da ha et bærekraftig opphav for å oppfylle kravene som slår inn fra 2041. For å kartlegge dette nærmere, må vi se nærmere på energikilden og bakgrunnen for utslippene for hvert anlegg.

Trøndelag har flere industrianlegg med store CO₂-utslipp, de største punktutslippene er vist i Tabell 7-4. I tillegg kommer Equinor Tjeldbergodden, som geografisk ligger utenfor Trøndelag, men utgjør en stor mulighet for karbonfangst i regionen. Det er kun Norske Skog som har et grønt (biologisk) opphav til utslippene. De behandler tre og andre bio-produkter, og har derfor, ifølge EUs regler, godkjent CO₂-opphav etter 2041. Utslippene fra de øvrige bedriftene er industrielle utslipp hvor det vil komme nye krav, uavhengig av om CO₂ skal lagres permanent eller brukes videre. Hvis vi i Trøndelag kan lykkes med å finne en bruk for CO₂, kan dette gi ekstra insentiver for å komme i gang med karbonfangst i større skala, og nå utslippsmålene til 2030.

Etter 2041 er eneste alternativ til CO₂-utslipp med biologisk opphav å fange CO₂ rett fra luften med DAC-teknologi. Dette er mye mer energikrevende enn å fange CO₂ fra et punktutslipp, fordi konsentrasjonen av CO₂ er lavere. Jo lavere konsentrasjonen av CO₂ er, jo mer energi kreves for å fange den.

Anlegg	2022
Wacker Chemicals Norway	428748
Elkem Thamshavn	219656
NorFraKalk	202938
Statkraft Varme - avfallsforbrenning Heimdal	119600
Verdalskalk	66346
Ranheim Paper & Board	2053
Rockwool Trondheim	24248
Norske Skog Skogn	9302
Glava Stjørdal	4274
MM Follacell	3628
Mowi Feed- forfabrikk	11200
Sum	1091993

Tabell 7-4: Utslipp i tonn/år for de 11 største punktutslippene i Trøndelag i sektoren industri ⁶⁰

⁵⁹ <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>

⁶⁰ norskeutslipp.no/no/Landbasert-industri/

Summen av alle utslippene i Tabell 7-5 utgjør 36 % av Trøndelags totale utslipp. Hvis de var blitt fanget, ville de gitt rikelig tilgang på karbon til produksjon av syntetiske drivstoff. Gjennom å finne gode støtte-/samarbeidsordninger for å gjøre det lønnsomt å fange og bruke CO₂, kan vi legge til rette for utvikling av andre grønne teknologier som kan utvikles i Trøndelag og Norge, et eksempel er karbonfangstteknologi. Her har Trøndelag og hele Norge en mulighet å utvikle teknologi som hele verden trenger for å nå klimamålene fra Parisavtalen.

Alle de store utslippsstedene i trøndersk industri har god tilgang til sjø, og er i dag avhengige av materialleveranser via skip. Dette gir gode muligheter for at transportskipene skal kunne bruke bærekraftige drivstoff, i et system med produksjon av e-fuels. Både for karbonfangst for å hindre utslipp direkte til atmosfæren, og for distribusjon av CO₂ og hydrogen for e-fuelsproduksjon.



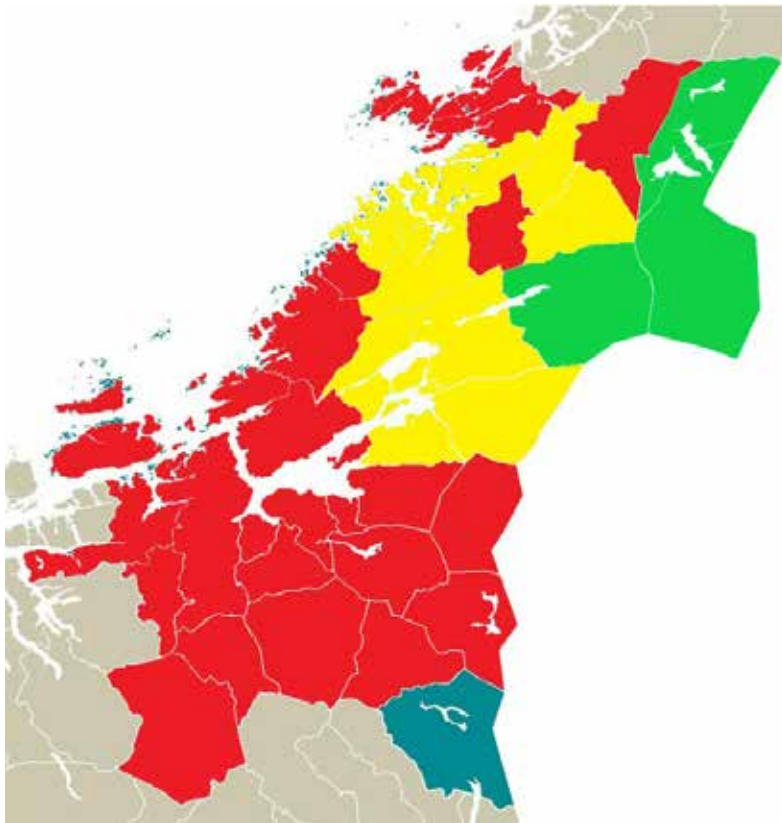
Figur 7-9: Trøndelags største punktutslipp, med stor mulighet for karbonfangst for produksjon av syntetiske drivstoff

7.4 Raffinering

Hvis e-fuels produseres via Fischer-Tropsch, skapes det en blanding av karbonkjeder av ulike lengder. For å produsere rene produkter som flydrivstoff, diesel eller andre produkter, må det raffineres. I dag finnes bare ett raffineri i Norge, Mongstad, og det er ikke uttrykt noen interesse for å raffinere e-fuels der så langt. Om det blir mest lønnsomt med distribuerte raffinerier på produksjonsstedene, eller at det bør skje sentralt på ett sted gjenstår å se.

7.5 Nettilgang i Trøndelag

For å kommersialisere driften og på sikt konkurrere med fossile drivstoff må produksjonen av e-fuels skje i stor skala. Dette betinger tilgang til både store energimengder og høy effekt. Hvordan stor og billig tilgang til fornybar strøm kan sikres er diskutert i kapittel 7.1, men stor effekt krever også et godt utbygd nett. Nettet er allerede i dag utnyttet i stor grad, med lite ny plass uten forbedringer. Situasjonen beskrevet av Tensio AS vises i Figur 7-10.



Figur 7-10: Situasjonen for effektkapasitet i nettet i hele Trøndelag, bildet er fra Tensio AS. Rødt: Begrenset kapasitet.

Tensio har ved flere anledninger presentert at det kreves mer kraftproduksjon lokalt for å stabilisere nettet. I dag importeres mye strøm fra Sverige og fra Nord-Norge, kraftområde NO4. Statnett har planer om å bygge ut transmisjonsnettet fra Fosen over Trondheimsfjorden til Snilldal. Dette vil lette situasjonen noe i retningen nord/sør og for å transportere vindkraftproduksjonen på Fosen sørover.

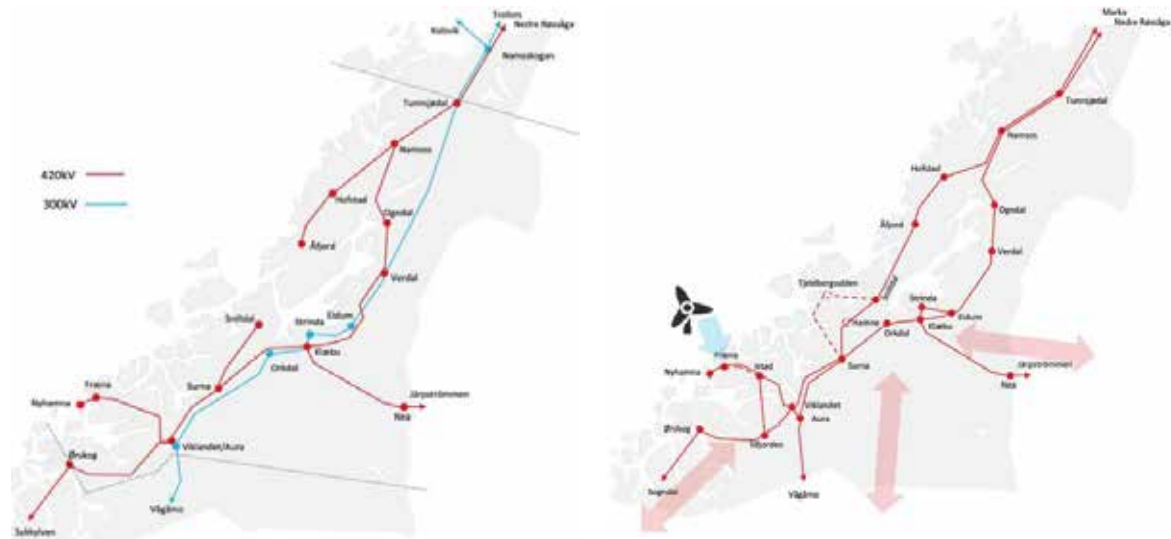
I Figur 7-10 er det mye rødt, som betyr begrenset kapasitet. Grunnen til dette er at det mangler en kombinasjon av både strømkabler og transformatorstasjoner. Nesten alle områder hvor det er stort forbruk og industri, er i områder med store begrensninger. Dette viser tydelig at det fortsatt må investeres i nettet for å videreføre elektrifisering av industri og for å ha muligheten å realisere nye industriprosjekter, både til økt produksjon og forbruk.

7.6 Statnetts planer for transmisjonsnettet i Midt-Norge⁶¹

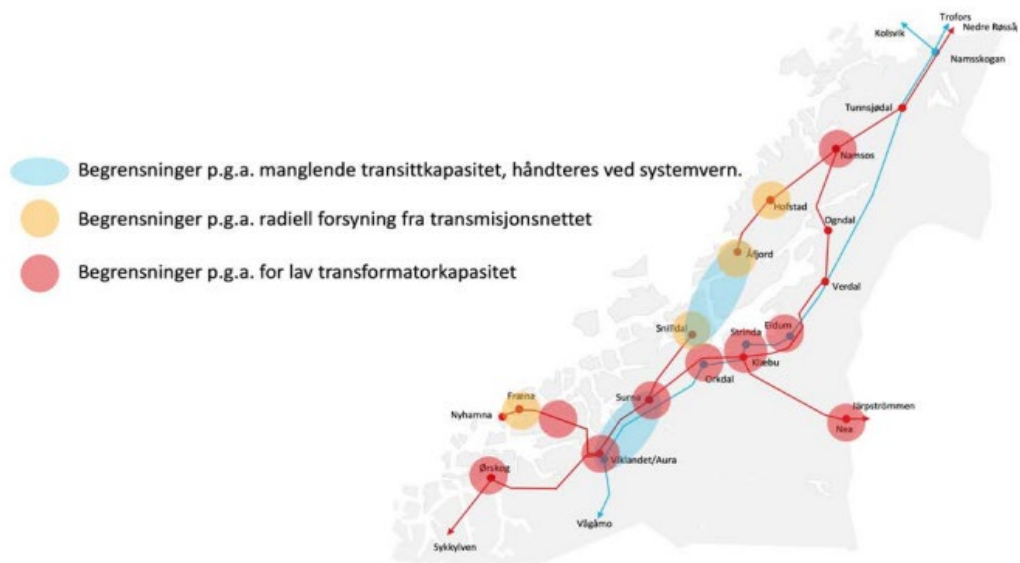
Med bakgrunn i det foregående kapittelet, som viser at nett er en stor utfordring, er her en kort beskrivelse av Statnetts planer som vil ligge til grunn for videre utvikling av nett på regionalt nivå.

⁶¹ Områdeplan Midt – Trøndelag, Romsdal og Nordmøre, Statnett, februar 2023

Området omfatter Trøndelag og deler av Møre og Romsdal. I nord avgrenses området ved Tunnsjødal, og sørover ved Aura (Sunndalsøra) og Ørskog. Transmisjonsnettets består 420 og 300 kV anlegg. Fra Tunnsjødal til Ørskog er det en 420 kV forbindelse, mens det fra Tunnsjødal til Aura stasjon i Sunndalsøra går en 300 kV forbindelse. Fra Klæbu og østover inn i Sverige er det en 420 kV forbindelse. Regionalnettet består av 132 kV og 66 kV anlegg.



Figur 7-11: Transmisjonsnett i område Midt. Dagens situasjon t.v. og målnett (planlagt utvikling frem mot 2040) t.h.



Figur 7-12: Begrensninger i nettet i nettområde Midt både hva det gjelder nett og transformatorstasjoner.

Det er i dag utfordringer med overføring av kraft i området. Dette skyldes at eksisterende regionalnett er for svakt og behov for økt transformeringskapasitet mellom transmisjonsnett og regionalnett (Figur 7-10). For kysten er utfordringene mye radiell forsyning fra transmisjonsnett og underliggende svakt regionalnett. Det er behov for oppgradering av både transformator kapasitet og ledningsnett. Det er planlagt fire nye transformatorstasjoner og totalt 13 nye transformatorer frem mot 2030. Dette vil bedre forsynings-sikkerheten og heve overføringskapasiteten mellom transmisjonsnett og regionalnett. I tillegg planlegges tre tiltak i ledningsnett for økt driftssikkerhet: Åfjord-Snilldal, Surnå-Viklandet 2 og Isfjorden-Istad. Når nye anlegg er på plass vil tidligere 420 kV-radialer erstattes av tosidig 420 kV forsyning. Som vist i Figur 7-11 planlegges det også oppgradering av alle 300 kV linjer til 420 kV i området.

8 E-fuels i Norge i dag, og mulighetene i Trøndelag fremover

I dag produseres ikke e-fuels i Midt-Norge. I Norge planlegges produksjonsanlegg, men det er ikke noen pågående produksjon i dag.

I dag har ikke Trøndelag noe kraftoverskudd, se kapittel 7.1.1. Tensio, som er største netteier, har laget et kart som viser at nettet er høyt belastet, se Figur 7-10. Til tross for dette er situasjonen i Nord-Skandinavia god, med stor tilgang på fornybar kraft og lave kraftpriser sammenlignet med lenger sør i Norden. Fordelen i pris er enda større mot resten av Europa. Tensio har uttrykt sin uro for et enda større underskudd av kraft i Trøndelag og NO3 før 2030, noe denne analysen også viser i kapittel 7.1.1.

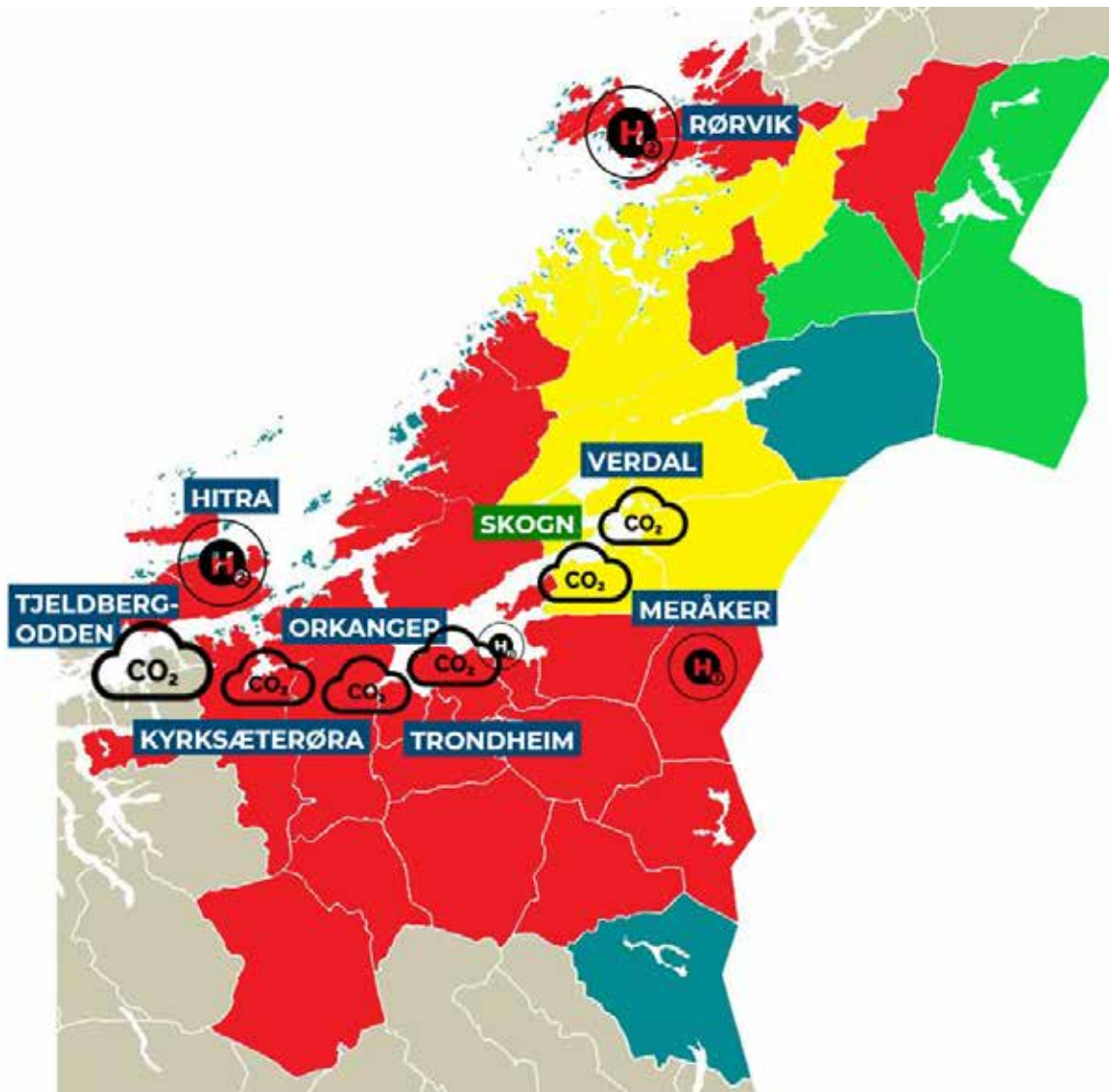
Et underskudd av kraft og store muligheter for større forbruk av kraft i ny industri, hydrogenproduksjon, e-fuels og lignende burde være et godt grunnlag for videre utbygging av fornybar kraft og nett. Særlig siden NVEs kraftscenarier⁶² frem mot 2027 prognostiserer økt kraftpris og dermed raskere nedbetalingstid og bedret lønnsomhet for nye kraftinvesteringer i Trøndelag og NO3. Den åpenbare ulempen med høyere kraftpris er at det påvirker industri og husholdninger via økte strømreregninger, en situasjon som også demper investeringsviljen i hydrogen og e-fuelsproduksjon.

Det er ikke mulig å diskutere utbygging av fornybar kraft i NO3 uten å komme inn på Fosen-saken. Etter dommen i Høyesterett, som peker på at grunnlaget for konsesjonen ikke er gyldig, er alle landvindkonsesjoner i Trøndelag blitt trukket eller stanset. Dette har ledet til at det nesten ikke er blitt bygget noen ny vindkraft på land i Trøndelag de siste årene.

Det finnes imidlertid fortsatt muligheter å bygge mer kraft i Midt-Norge. To av NVEs 13 anbefalte områder for landvind ligger i Midt-Norge, med gode vindforhold og relativt stort areal som burde være attraktive å bygge på for strømprodusenter.

⁶² Figur 1, side 36 i NVE langsiktig kraftmarkedsanalyse, oktober 2023

9 Mulige lokasjoner og fremtidsutsiktene for produksjon i Trøndelag



Figur 9-1: Hydrogen- og karbonkilder i Trøndelag. Kommunene er farget etter tilgangen på kapasitet i strømmettet (kilde: Tensio). Større utslippskilder for CO₂, og hydrogenproduksjon som er i gang eller er planlagt er markert. Norske Skog i Skogn er markert med grønn bakgrunnsfarge siden karbonutslippene har biologisk opphav.

Med strømunderskudd i NO₃, utfordringer i strømmettet, og med bare to lokasjoner som produserer hydrogen (Rørvik/ Kråkøya og Asko i Trondheim for egen bruk i lastebiler) i dag i liten skala, er det tydelig at forutsetningen for å starte e-fuelsproduksjon ikke er på plass per i dag. Dette betyr ikke at forutsetningene er dårlige fremover. Så lenge som strømprisen er forholdsvis lav og det er mulig å bruke de karbonkildene som finnes i Trøndelag, er mulighetene gode fremover. Men for at mulighetene skal forbli gode og produksjonsprosjekt skal kunne realiseres kreves følgende:

- Akselerasjon av utbyggingen av kraft uavhengig av krafttype, dette kreves for å holde prisene på rimelige nivåer og for å gjøre Trøndelag mindre avhengig av nærliggende kraftområder og økt forbruk i dem

- Videre utbygging av nett, både det sentrale transmisjonsnettet og lokale nett for å skape mer plass og fleksibilitet i dagens nett for både ny kraftproduksjon og økt forbruk (for eksempel e-Fuels produksjon)
- Videre utbygging av hydrogenproduksjon og markedsutvikling av hydrogen, her kan mange synergier med annen bruk av hydrogen utnyttes som transportsektoren og balansekraftsektoren
- Fokus på innsamling av utslipp fra industri, med karbonfangstteknologi kan utslippene i Midt-Norge reduseres kraftig og CO₂ for e-Fuels produksjon eller annen bruk muliggjøres
- For å lære mer om teknologien, kostnadsbilde og utslippsreduksjon i Trøndelag kan en pilot bygges for å fremstille forskjellige typer av e-fuels. Til forskjell fra eksempelvis hydrogenmarkedet kreves ikke nye fremdriftssystemer siden e-fuels kan blandes rett inn i dagens fossile drivstoff uavhengig av hvis det er bensin, diesel eller flydrivstoff

Komponentene og kunnskapen for å produsere e-fuels finnes i Trøndelag i dag. Med både NTNU og SINTEF i regionen finnes den kompetanse som kreves for å utvikle og bygge anlegg. Markedet finnes også, siden mye fossilt drivstoff allerede brukes i alt fra biler og båter til fly. Kortsiktig er den største utfordringen å finne finansiering for et pilotanlegg og få det koblet på strømmettet. På lengre sikt er den største utfordringen å få det skalert opp til tilstrekkelig store volum og til en konkurransedyktig pris.

Den største produsenten av e-fuels i verden i dag er finske Neste som lager e-fuels fra matolje og slakteriavfall. Resursen brukt matolje og avfall er begrenset, og forventes ikke å kunne dekke en stor del av EUs totale behov fremover. Neste skriver på sine hjemmesider⁶³ at de bruker et globalt nettverk for å samle inn råstoff til sin SAF-produksjon. Dette betyr at det er vanskelig å bygge lignende anlegg i Norge, da store aktører allerede kjøper opp råvarene på et globalt restråstoffsmarked.

10 Veien videre

Uansett hvordan teknologiutviklingen vil se ut, og når teknologien blir tilgjengelig på et kommersielt marked, vil e-fuels og andre bærekraftige drivstofftyper være en del av hvordan luftfarten kan redusere sine utslipp. Det er en løsning som kan redusere utslipp allerede i dag, i hybridsystemer når de kommer, og er den eneste løsningen for større fly som skal fly over lange distanser, også på lang sikt.

Med EUs mål om høyere og høyere andel SAF i tankene på fly, vil etterspørselen også øke. For å kunne oppfylle EUs innblandingsmål, trengs det omfattende produksjon. Målet for innblanding er 2 % allerede i 2025, noe som er fire ganger høyere enn innblandingkravet i dag på 0.5 %. Dette tilsvarer (2 % av 1082 millioner liter) 21.6 millioner liter. Denne mengden må ikke produseres i Norge, men påviser at et marked blir skapt som en direkte konsekvens av EU sine mål. Dette er en stor mulighet, og lokal produksjon er noe som kan støttes og insentiveres for å skape gode muligheter for både norsk industri og for å redusere utslipp.

Forsvaret er i dag en stor forbruker av flydrivstoff, og en mulig storkunde for eventuelle norske produsenter. Forsvaret er i dag unntatt innblandingsskrav, et unntak Forsvaret egentlig ikke trenger, og noe som ble diskutert mye i avslutningsseminaret for dette prosjektet. Forsvaret har et prosjekt som skal sertifisere innblanding av fornybart drivstoff til bruk i alle former av kjøretøyer, inkludert fly. Forsvaret har store ambisjoner om å bidra til det grønne skiftet gjennom å redusere sine utslipp. Forsvarets ambisjoner hjelper til å skape et større marked i Norge. Forsvaret har også vært tydelig på

⁶³ Neste.com

at prisen ikke er en stor hindring. Dette kan åpne en mulighet for norske produsenter til å skape avtaler som sikrer en kjøper for lokal produksjon over tid.

Videreføringen av dette prosjektet blir å søke å finne konkrete partnerskap og prosjekt som har produksjon som mål. Prosjektet har ikke oppdaget noen konkrete aktører som ønsker å produsere e-fuels i Trøndelag dag. Flere har vurdert det, men har konkludert med at markedet og betalingsviljen er usikker, og at det kreves store investeringer for å realisere produksjon. Dette er årsaken til at ingen investeringsbeslutninger er tatt ennå.

Prosjekt:

Grønn Luftfart Trøndelag | Veikart for E-fuels i Trøndelag

Tittel:

Veikart for E-fuels i Trøndelag

Publisert: November 2024

Utgitt av: RENERGY - Renewable Energy Cluster | renergycluster.no

Finansiert av: Trøndelag fylkeskommune | Forskningsrådet

Prosjektansvarlig:

Thomas Bjørdal, RENERGY | Fremtidens Industri

Ken Flydalen, RENERGY | Fremtidens Industri

Judit Sandquist, SINTEF

Utforming:

FI - Fremtidens Industri AS | www.fi-nor.no



www.renergycluster.no