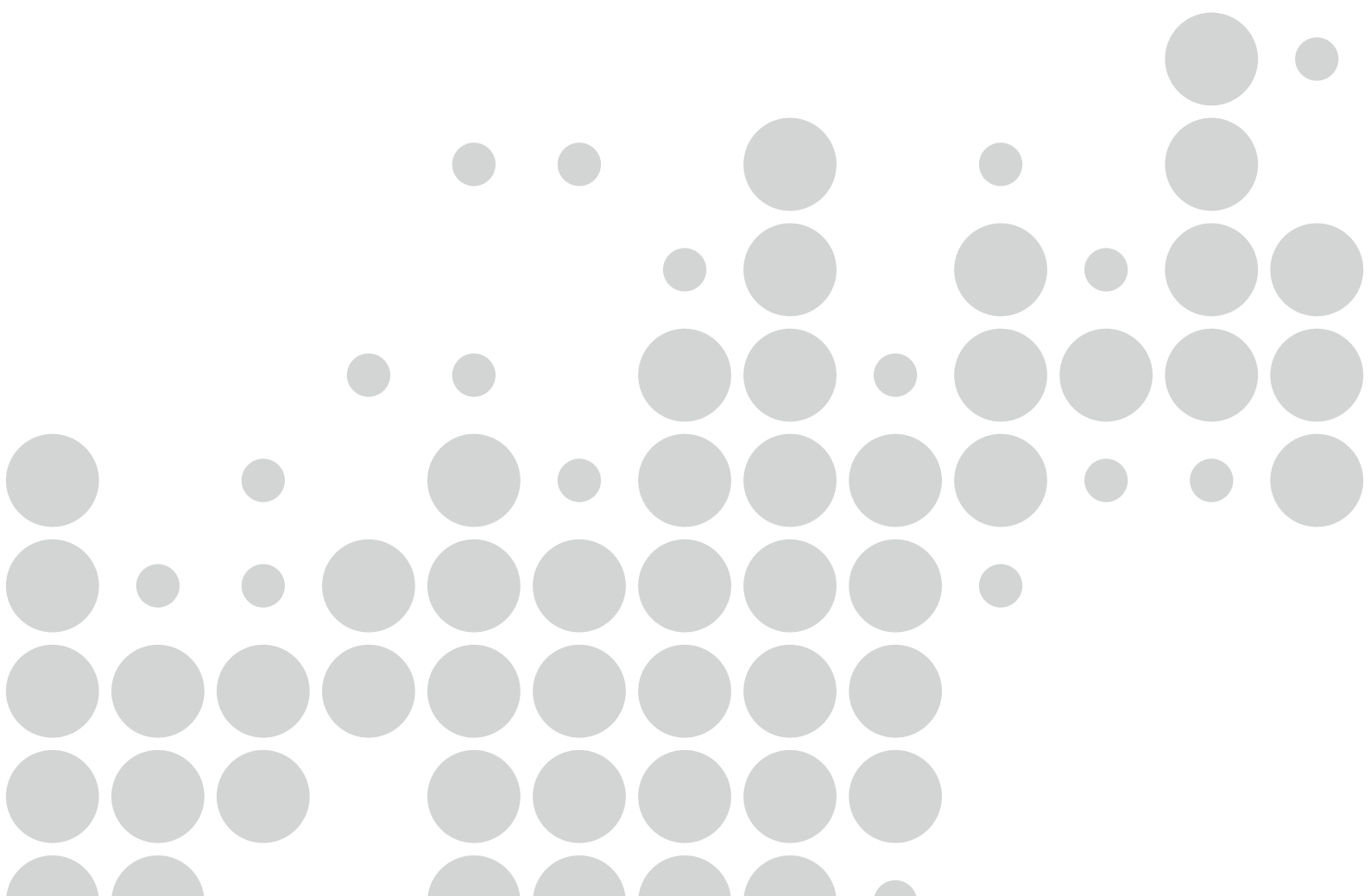




Troms og Finnmark fylkeskommune
Romssa ja Finnmarkku fylkkagielda
Tromssan ja Finmarkun fylkinkomuuni

Verdikjede for hydrogen i Troms og Finnmark

Mulighetsstudie 2021



Innholdsfortegnelse

Forord	4
Sammendrag og konklusjoner	5
Introduksjon	9
Del 1: Hydrogen – ny viktig næring	14
1. Hydrogen i energisystemet	15
2. Hydrogen på den politiske dagsorden	22
3. Status for hydrogenkjøretøy	26
Del 2: Verdikjede for rent hydrogen i Troms og Finnmark	34
4. Kartlegging av mulige leverandører og næringsareal	36
5. Potensiell produksjon av rent hydrogen	40
6. Potensielt marked for hydrogen	53
7. Distribusjon av hydrogen – Infrastruktur	75
Del 3: Potensielle gevinster	80
8. Lokalt forbruk av hydrogen, og potensiell reduksjon av klimagasser	81
9. Verdiberegninger og sysselsettingseffekt	84
10. Kompetanse – FoU – Innovasjon	89
Del 4: Cases fra Troms og Finnmark	90
EU prosjekt Haeolus - Varanger Kraft AS / SINTEF	91
Decarbonisation of Arctic shipping and off-grid power plants – Green Ammonia Berlevåg (GAB) project.	92
«Barents Blue» – Horisont Energi AS	93
Ammoniakk tanker Grieg Edge AS og Wärtsilä Norway AS	94
Berlevåg Industripark	95
Store Norske AS - Off-grid energiløsninger	96
Barents Salmon AS – Miljøvennlig landbasert matfiskproduksjon av laks	97
Landbasert oppdrett – Eksempel fra Nordkapp	98
Veksthus med bruk av biprodukt – Tana videregående skole	99
Leverandørutvikling – «Energi i Nord»	100
«Grønne kommuner» – Øst-Finnmarksrådet	101
Testing av ny teknologi - Testnor AS	102
«Fremtidens hurtigbåt» – Troms og Finnmark fylkeskommune	103
Hydrogendrevet minibuss – Troms og Finnmark fylkeskommune	104
Kystfiskefartøy – nullutslipp (hydrogen og ammoniakk)	105
Mulig konseptvalg for utvinning av gass fra Goliat og Alke-feltene i Barentshavet – Vår energi AS	106
Biogass tilført Hydrogen – Antec Biogass AS/Liholmen biogass AS	107
Ammoniakk som energiløsning for Svalbard – Statkraft/ SINTEF	108
Masteroppgave: «Hvordan kan Berlevåg Industripark utnytte hydrogenproduksjon til å fremme vekst i region Øst-Finnmark?»	109
Referanser	110

Forord

I 2018 ble det offentliggjort at det skulle startes et pilotprosjekt med produksjon av grønt hydrogen fra vindkraft i Berlevåg. Daværende Finnmark fylkeskommune brukte dette som utgangspunkt til en større strategisk satsing og søkte klimasatsmidler til et helhetlig strategiprojekt. Denne mulighetsstudien er utarbeidet i 2020 og første halvår av 2021 som et ledd i dette strategiske arbeidet. Studien skal peke ut mulighetene for produksjon av rent hydrogen og ammoniakk og mulighetene for innfasing av hydrogenbaserte energibærere i fylket og dermed potensialet for lokalt forbruk av hydrogen. Resultatet ble denne mulighetsstudien som er utarbeidet av Simon Pind Jessen (PhD - Teamleder Næring og miljø, Nordkapp kommune), Hilde S. Bersvendsen (cand. polit – seksjonsleder for næringssatsinger, Troms og Finnmark fylkeskommune) og foreløpig kvalitetssikret av Federico Zenith (PhD – seniorforsker, SINTEF). Siste og avsluttende kvalitetssikring av mulighetsstudien gjennomføres i forbindelse med rapportering til Miljødirektoratet/ Klimasatsmidler feb. 2022. Arbeidet har løpende vært presentert for strategiarbeidets referansegruppe og har over sommeren 2021 vært på en høring sammen med strategidokumentet. Innspill fra referansegruppen og diverse aktører under høringsrunden har vært viktige bidrag i arbeidet.

Mulighetsstudien er det opp i fire deler. Del 1 kan ses som en status for hydrogen i Norge og EU generelt, mens del 2 – 4 tar for seg de lokale forhold for Troms & Finnmark, med potensiell produksjon og forbruk (Del 2), potensielle gevinster (Del 3) og en presentasjon av flere spennende cases fra prosjekter og bedrifter i fylket (Del 4).

I Del 2 presenteres en rekke beregninger og framskrivninger av fylkets potensielle produksjon og forbruk av hydrogen. Beregninger av potensiell produksjon bygger på aktørenes egne forventninger og regionale planer og vil være heftet med vesentlige usikkerheter. For grønt hydrogen er det særlig usikkerhet knyttet til potensiell vindkraftutbygging på land, og for blått hydrogen er det særlig usikkerheter knyttet til tilgang på lagringsfelt og modenhet / lønnsomhet for teknologi ved CO₂-fangst. Beregningene av potensielt forbruk tar utgangspunkt i fylkets klimagassutslipp kombinert med en vurdering av hvilke områder hydrogenbaserte energibærere kan ventes å ha bli et lønnsomt nullutslippsalternativ og på hvilken tidshorisont. I Del 3 beregnes potensielle gevinster ut ifra beregningene i Del 2. Også disse tallene er behefter med store usikkerheter, men kan vise potensialet, og på samme tid understreke viktigheten av å ta i bruk hydrogen lokalt. Produksjon av 1000 tonn hydrogen årlig gir ett årsverk, mens forbruket av 1000 tonn lokalt øker sysselsettingseffektene med ytterligere fem eller seks. Lokalt forbruk vil således både bidra til å redusere klimagassutslipp og skape lokale ringvirkninger gjennom nye arbeidsplasser knyttet til helhetlige verdikjeder. I Del 4 presenteres noen av de mange potensielle leverandører i disse verdikjedene, både innen hydrogen og innen anvendelse av biproduktene fra grønn hydrogenproduksjon, oksygen og varme.

Arbeidet med mulighetsstudien har vært både utfordrende og spennende. Utvikling innen hydrogen skjer fort om dagen, og rapporten vil i praksis utdateres raskere enn den skrives. Funn og framskrivninger bør gjennomgås løpende som nye initiativer kommer til og andre er prøvd ut. Våre beregninger bør gjentas og revideres løpende, og gjerne minimum hvert 2. - 3. år.

Sammendrag og konklusjoner

Hovedfunn og geografiske fortrinn

Troms & Finnmark har konkurransefortrinn både for produksjon av grønt hydrogen fra fornybar kraft og blått hydrogen fra naturgass med karbonfangst. Her finnes vindressurser i verdensklasse og nærhet til antatt store naturgassressurser i Barentshavet. Store avstander, kaldt og værhardt klima krever sterke og sikre løsninger. Det som fungerer her vil kunne overføres til mange områder. Troms & Finnmark er dermed en ypperlig “testination” for utprøving av nye løsninger. Norges arktiske universitet, UiT, med studier og forskning innen blant mye annet arktisk rettet ingeniørvitenskap, teknologi, og bærekraftig energi, utgjør et viktig Nord-norsk kompetansesenter, som styrkes av blant annet flere forskningsinstitusjoner, Petro Arctic og Oljedirektoratet i Harstad. Tromsø er den arktiske hovedstaden og utgjør på mange felt inngangsporten til Arktis. Tromsø er dermed et naturlig knutepunkt for innfasing av hydrogenbaserte løsninger både på sjøen og på land. I store trekk er Øst-Finnmark et naturlig førstevalg for produksjon av grønt hydrogen, Vest-Finnmark det samme for blått hydrogen, og Troms er et naturlig kompetansesenter og forbrukersenter for innfasing av hydrogenbaserte løsninger. Troms & Finnmark kan bli eksportør av både hydrogen, ammoniakk og teknologi / kompetanse.

Bedriftenes eget syn på hydrogen - “Size matters”.

Det er i vår 2020 gjennomført en spørreundersøkelse blant bedrifter i fylket og denne viser at særlig de største bedriftene ønsker å bidra mot “det grønne skiftet”, og mener å kunne bidra aktivt i en hydrogenbasert verdikjede. De ser samtidig at de største barrierene for å få etablert lønnsomme verdikjeder er økonomi, investering og etablering av nødvendig infrastruktur. Hovedkonklusjonen på denne undersøkelsen er at “size matters” – størrelsen har betydning. Etablering av lønnsomme verdikjeder krever at det tenkes og handles stort og helhetlig, både hva angår produksjon, distribusjon og forbruk. Ved først å etablere storskala produksjon og få til noen storforbrukere, og få etablert nødvendig infrastruktur til dette, kan de mindre bedrifter koble seg på underveis. Forutsigbar tilgang på hydrogen til en konkurransedyktig pris er viktig for forbrukere. Tilgjengelig kapital og risikoavlastning for first-movers vil være avgjørende i form av fond for tilskudd og risikolån, gjerne kombinert med prisdempende subsidier for hydrogenbaserte energibærere i tidlig fase.

Potensiell produksjon av rent hydrogen i Troms & Finnmark

Grønt hydrogen

Potensialet for produksjon av grønt hydrogen kommer i hovedsak fra mulige utvidelser og nyetableringer av vindparker med noe oppgradering av vannkraft på toppen. Frem mot 2030 tar vi utgangspunkt i at de allerede gitte konsesjonene for Raggovidda (Berlevåg) og Hamnefjellet (Båtsfjord) bygges ut med totalt 225 MW, noe som vil gi mulighet for produksjon av over 19 000 tonn hydrogen årlig. For 2035 antar vi at det bygges ut nesten like mye ny vindkraft andre steder i fylket, og frem mot 2045 at det bygges ut totalt 1500 MW, hvorav noe kan komme fra havvind eller annen utslippsfri kraft, noe som gir mulighet for å produsere over 100 000 tonn grønt hydrogen årlig. Studien peker også ut fire potensielle lokasjoner der det i dag produseres vannkraft hvor det også er gode geofysiske forhold for vindkraftutbygging, noe som gjør det potensielt mulig å bygge ut vindkraft uten tap av urørt natur.

Blått hydrogen

Et av kun to kjente potensielle lagringsfelt for CO₂ i Europa finnes i Barentshavet, samtidig som over 60% av den gassen man forventer å finne på norsk sokkel skal komme fra Barentshavet. Dette gir gode muligheter for storskalaproduksjon av hydrogen og ammoniakk fra naturgass med karbonfangst og lagring. Det er to konkrete initiativer i Vest-Finnmark for produksjon av blått hydrogen og ammoniakk. I studien anslås det at utbyggingen vil gå i steg av ca 200 000 tonn med det første i drift omkring 2025 og et nytt i drift for hvert femte år, til totalt 1 million tonn blått hydrogen i full drift i 2045.

For 2025, 2030, 2035 og 2045 anslås dermed et totalt potensial for produksjon av rent hydrogen i Troms & Finnmark på 210, 418, 635 og 1104 tusen tonn (tabell A).

År	Grønt hydrogen	Blått hydrogen	Total
2025	10	200	210
2030	19	400	419
2035	37	600	637
2045	108	1000	1108

Tabell A Summering av potensiell produksjon av rent hydrogen i Troms & Finnmark.

Potensielt forbruk og bunkring i Troms & Finnmark

Vi anslår et lavt og høyt estimat for potensielt lokalt forbruk og etterspørsel etter hydrogen i fylket i 2030, 2035 og 2045.

Det er særlig i maritim sektor vi ser de største muligheter for lokalt forbruk av hydrogen / ammoniakk. Tromsø er i rapport av DNV GL pekt på som en havn med potensial for bunkring av hydrogen, og dermed et potensielt knutepunkt med flere hurtigbåtruter, kystruteanløp, godsruter og nærhet til flere fergesamband. Det er flere andre potensielle regionale knutepunkter. Både Hammerfest og Berlevåg er potensielle nasjonale / internasjonale knutepunkt som kan tilby bunkring av rent hydrogen langs den nordlige sjøruten.

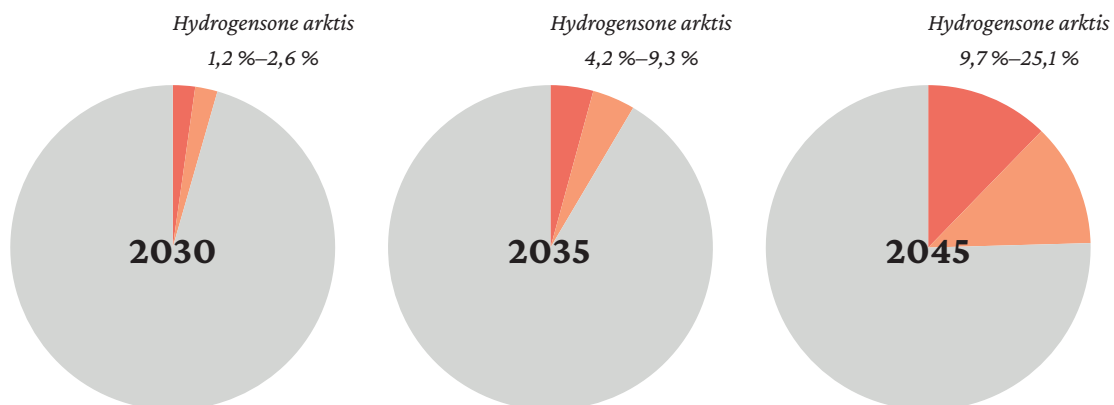
I maritim sektor ser vi for oss en lokal etterspørsel etter hydrogen (enten som hydrogen eller omformet til ammoniakk) på mellom 10 000 og 26 500 tonn i 2035 og mellom 23 500 og 63 500 tonn i 2045

Når det gjelder lokal etterspørsel, er tungtrafikken på land (lastebiler og busser) en mulig vesentlig forbruker. Samtidig ser vi for oss at en storskala produksjon i regionen kan tiltrekke seg ny industri som kan ta i bruk hydrogen / ammoniakk. Hydrogen kan erstatte kull i stålproduksjon og petroleumsindustrien kan gå for hydrogenelektrifisering som alternativ til landstrøm for petroleumsfelt, dersom disse ligger lagt fra land og etablering av landstrøm blir svært kostnadskrevende. Totalt anslår vi et potensial for lokal etterspørsel på 3500 – 29 000 tonn i 2030, 22 500 – 62 000 tonn i 2035 og 60 000 – 130 000 tonn i 2045.

Potensielle gevinster¹ – Omsetning, arbeidsplasser, klimagasskutt og sparte CO₂-avgifter

Vi har ut fra estimatene for produksjon og forbruk i fylket beregnet omsetning og potensielle klimagasskutt samt anslått hvor mange årsverk aktiviteten kan generere.

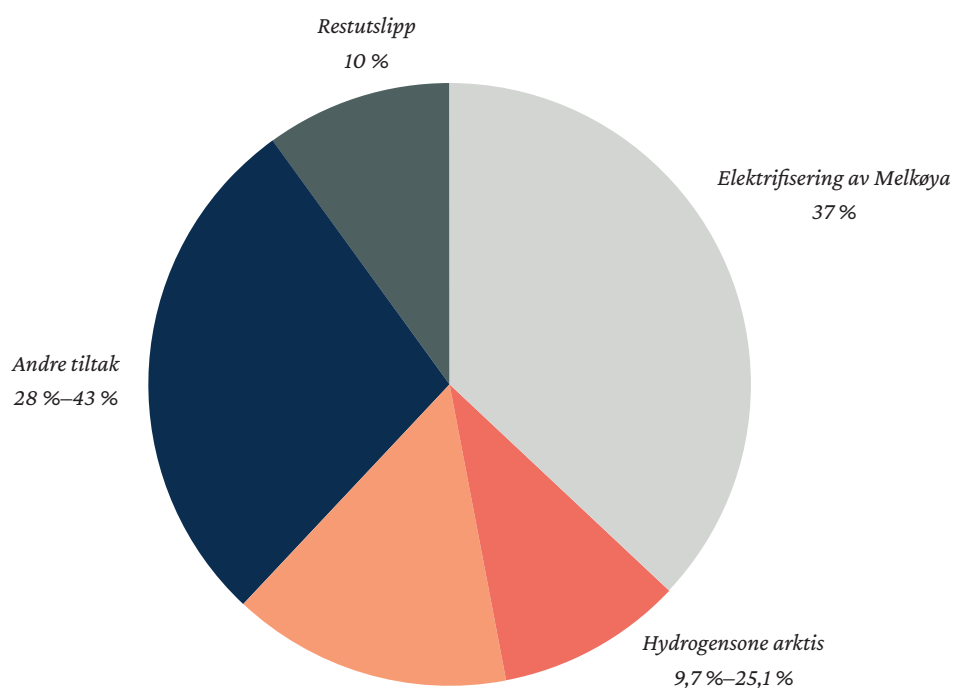
- For 2030: Salgsverdier (omsetning) beregnes til mellom 8450 og 8700 millioner kroner. Sparte CO₂-avgifter vil være mellom 60 og 155 millioner. Totalt ca 8500–8850 millioner i verdier (Tabell 11). Antall nye årsverk i driftsfasen beregnes til 460–550, alt etter hvor stor en andel som forbrukes lokalt. Til dette kan legges 200–300 årsverk innen etablering, slik at total økt sysselsetting i dette scenariet kan bli på ca 650–850 årsverk.
- For 2035: Salgsverdier (omsetning) beregnes til mellom 13 000 og 13 500 millioner kroner og sparte CO₂-avgifter vil være mellom 225 og 580 millioner. Totalt mellom ca 13 200 og 14 100 millioner i verdier (Tabell 11) og 780 til 910 nye årsverk i driftsfase, alt etter størrelsen på lokalt forbruk. Med tillegg på 200–300 årsverk i etableringsfase vil total økt sysselsetting i dette scenariet bli på ca 1000–1200 årsverk.
- For 2045: Salgsverdier (omsetning) beregnes til 22 900–23 800 millioner kroner og sparte CO₂-avgifter mellom 520 og 1400 millioner. Totalt mellom 23 400 og 25 200 millioner i verdier (Tabell 11) og 1510 til 1820 nye årsverk.



Figur A. Potensielle klimagasskutt fra hydrogenbaserte verdikjeder i Troms & Finnmark (i % av 2019-utslipp)

Etablering av hydrogenbaserte verdikjeder beregnes til å kunne bidra til et totalt klimagasskutt på 10 til 25% mot 2045. Sammen med elektrifisering av Melkøya vil dette føre til reduksjoner på 47 til 62%. Hydrogenbaserte verdikjeder kan dermed være en vesentlig del av veien mot 90% klimagasskutt mot 2025 (Figur B).

- 1 Omsetning beregnes i forhold til estimert volum hydrogen som produseres i fylket, uansett hvilken form hydrogenet selges i (gass, flytende eller som del av en kjemisk hydrogenbærer, f.eks. som ammoniakk. Hydrogen som sendes ut av fylket som eksport verdisettes til kr 20 per kg, hydrogen som distribueres og bunkres til skip i fylket verdisettes til kr 30 pr kg, mens hydrogen fra fyllestasjoner i fylket verdisettes til kr 40 per kg. Dette er hydrogenpriser som vil være konkurransedyktige overfor fossile energibærere. Eventuelle prisdempende subsidier er ikke medregnet. Antall arbeidsplasser estimeres ut i fra et anslag på omsetning per årsverk innen produksjon, distribusjon og sluttbruk.



Figur B Hydrogenbaserte verdikjeder (Hydrogensone Arktis) som en del av veien mot 90% klimagasskutt innen 2045 (i forhold til 2019).

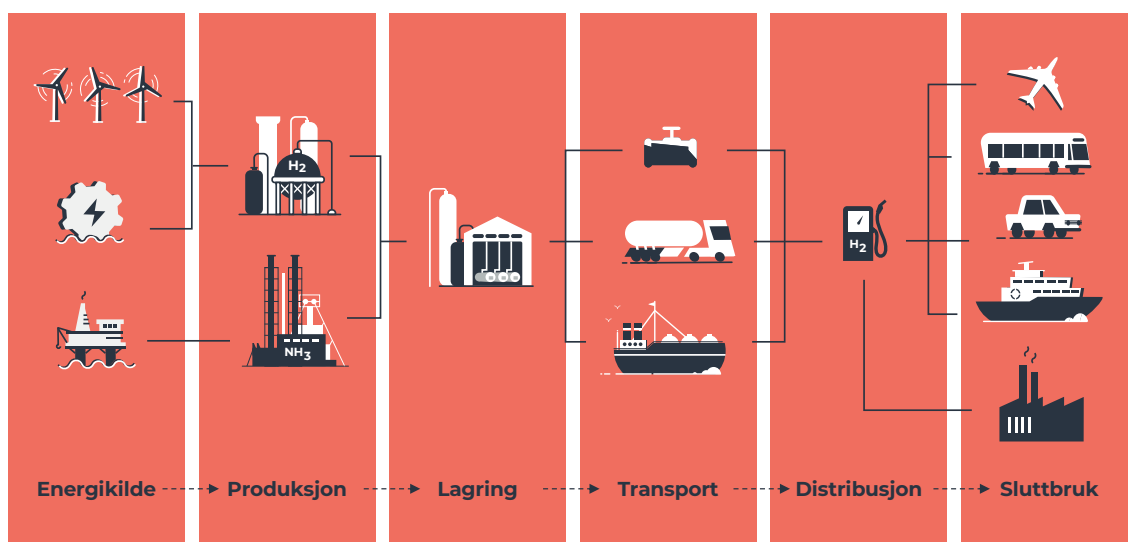
Ifølge våre anslag kan etableringen av lokale verdikjeder for hydrogen resultere i 1200 til 3000 millioner i økt lokal verdiskaping og 300 til 700 ekstra nye årsverk i fylket i forhold til om man kun produserer hydrogen og ammoniakk for eksport. Dette understreker viktigheten av å satse på helhetlige lokale verdikjeder og ikke kun satse på produksjon. Av potensielt ekstra 3000 millioner årlig kommer 1600 millioner fra økt omsetning langs verdikjeden og 1400 millioner i sparte CO₂-avgifter gjennom innfasing av hydrogen som energibærer.

Introduksjon

Denne mulighetsstudien inngår i klimasatsprosjektet «Hydrogenstrategi for Troms & Finnmark fylkeskommune». Strategiarbeidet løper over 2020 og 2021 og er finansiert av Miljødirektoratet/ Klimasats. Prosjektet hadde i starten et særlig fokus på Øst-Finnmark knyttet til pågående EU-prosjekt innen produksjon av grønt hydrogen. I løpet av prosjektperioden er det kommet flere initiativ i forhold til blått hydrogen i Vest-Finnmark.

Mulighetsstudien er delt inn i 4 deler. I del 1 gjennomgås status for hydrogen både som en del av energisystemet, politisk og knyttet til mulig forbruk. I del to er fokuset på Troms & Finnmark, og hvilke muligheter det er for etablering av produksjon - infrastruktur - marked for hydrogen. I del 3 skisseres potensielle gevinster av en etablering av verdikjede for hydrogen, både i form av reduksjon av klimagasser, arbeidsplasser og økt FoU aktivitet i landsdelen. I del 4 er ulike case presentert. Disse representerer blant annet FoU prosjekter, utredninger, forprosjekter og forretningsmuligheter. Alle disse er potensielle aktører i en kommende verdikjede i Troms & Finnmark.

Studien skal slå fast hvor Troms & Finnmark fylket står i dag i forhold til etablering av lønnsomme hydrogenverdikjeder, og gi et kvalifisert anslag på potensialet for produksjon og forbruk av utslippsfritt og lavutslipps-hydrogen (både i ren form og som ammoniakk eller metanol) innen 2030 og videre frem mot 2045. Verdikjeden for hydrogen inkluderer produksjon, logistikk og marked, se illustrasjon nedenfor.



Figur 1: Verdikjeden fra produksjon til distribusjon og bruk av hydrogen. Hentet fra St.mld nr 36 «Energi til arbeid»

Hydrogen som energibærer er ikke noe nytt, det er ikke heller håndtering av hydrogen. Det som er nytt er at det begynner å bli mulig å gjøre hydrogenbaserte energiløsninger konkurransedyktige i forhold til fossile alternativer, og dermed inngå i et lønnsomt grønt skifte.

Nyheter om prosjekter og store investeringer innen utslippsfritt og lavutslippshydrogen blir stadig hyppigere, og veien til et lønnsomt grønt skifte blir kortere for hver dag. Gjennom prosjektet Hydrogenstrategi for Troms & Finnmark ønsker fylkeskommunen å bidra aktivt til at fylkets naturgitte fortrinn innen produksjon og forbruk av hydrogen utnyttes til å skape ny vekst, nye arbeidsplasser og samtidig redusere fylkets utslipp av klimagasser. Kort sagt å legge ned en grunnstein for et lønnsomt hydrogenbasert grønt skifte i Troms & Finnmark.

I tillegg til å redusere fylkets eget CO₂-utslipp skal dette lede til etablering av mange nye kompetansearbeidsplasser i fylket og økt verdiskaping. Mulighetsstudien tar utgangspunkt i dagens kraftproduksjon og dagens klimagassutslipp i og rundt Troms & Finnmark. Det er utført en statusanalyse for aktørenes (bedrifters) eget syn på hydrogen og deres egne muligheter for å bidra aktivt inn i en hydrogenbasert verdikjede. Det pekes på muligheter for storskala produksjon av utslippsfri "grønt" hydrogen og lavutslipps "blått" hydrogen fra naturgass med karbonfangst og lagring. De mest potensielle områder for forbruk pekes ut og det anslås hvor mye hydrogen fylket kommer å forbruke i 2030 og videre mot 2045.

Troms & Finnmark har konkurransefortrinn både for produksjon av grønt hydrogen fra fornybar kraft og blått hydrogen fra naturgass med karbonfangst. Her finnes vindressurser i verdensklasse og nærhet til antatt store naturgassressurser i Barentshavet. Store avstander, kaldt og værhardt klima krever sterke og sikre løsninger. Det som fungerer under disse forholdene, vil kunne overføres til mange andre områder. Troms & Finnmark er dermed et ypperlig testområde for nullutslipps kjøretøy, fly og båter. Her kan man teste ut hvilke applikasjoner som kan gå på batteri, og hvilke det må andre utslippsfri energibærere som hydrogen til. Fylkets rolle som potensiell "Testination" for ny teknologi vies et eget avsnitt og en konkret case "Test i nord"

«Høna eller egget problematikk»

Overgang til hydrogenbaserte løsninger preges av en "høna eller egget" problematikk. Skal hydrogen bli et lønnsomt alternativ til fossile brenslers må det produseres mye av det, slik at kostnadene reduseres gjennom stordriftsfordel. Samtidig vil stor produksjon kreve stor etterspørsel. Dilemmaet at produksjon krever etterspørsel og etterspørsel krever produksjon omtales gjerne som «høna/egget» dilemmaet. Så hva kom egentlig først? I paleontologisk forstand er det ingen tvil om at egget kom først. Det ble lagt egg lenge før det fantes fugler og det var fugler lenge før det fantes høner. Høna har dermed utviklet seg *fordi egget allerede eksisterte*. På samme vis kan en betydelig og sikker tilgang på rimelig hydrogen føre til at det kan utvikles den infrastrukturen og det forbruket som må til, for at hydrogen skal kunne konkurrere fossile energibærere med CO₂-utslipp. Et logisk første steg er da å få etablert storskala produksjon av hydrogen, gjerne med eksport for øye. Med dette på plass kan det investeres i logistikk og applikasjoner som drives med hydrogen, og utvikles helhetlige hydrogenbaserte verdikjeder i fylket. Når vi i denne studien estimerer fylkets eget forbruk av hydrogen i 2030 legger vi til grunn at en tilstrekkelig lokal produksjon av grønt og/eller blått hydrogen er etablert i god tid innen 2030. Storskalaproduksjon av hydrogen er imidlertid ikke nok for å bygge helhetlige lokale verdikjeder. Hydrogenet må samtidig kunne gjøres allment tilgjengelig i en håndterbar form. Det må således infrastruktur på plass for å nå ut til potensielle sluttbrukere, noe som krever investeringer. Virkemiddelapparatet har en viktig rolle i denne fasen, da investeringsstøtte / risikoavlastning for "first-movers" synes å være avgjørende. Differansekon-

trakter² kan være et viktig virkemiddel for å tilskynde investeringer i nødvendig infrastruktur som fyllestasjoner, bunkringsanlegg og transportløsninger. Differansekontrakter vil fungere som en subsidie som holder hydrogenprisen hos sluttbruker på et konkurransedyktig nivå, hvormed flere sluttbrukere vil kunne velge hydrogenbaserte løsninger og det dermed vil være økonomi i å etablere den nødvendige infrastrukturen for en overgang til hydrogenbaserte løsninger. Pålegg er en annen mulighet for å pushe på for overgang til hydrogenbaserte løsninger.

I et nytt EU-direktiv foreslås det å pålegge EU-landene om å etablere fyllestasjoner for hydrogen innen 2030. Fyllestasjonene skal legges langs hovedvegnettet og avstanden mellom fyllestasjonene skal ikke overstige 15 mil³. På lang sikt kan fornybare alternativer som grønt hydrogen og grønn ammoniakk bli rimeligere enn fossile brensler dersom prisen på fornybar kraft blir lav nok. Motsatt vil blått hydrogen / ammoniakk fra naturgass med karbonfangst alltid være dyrere å produsere enn grått hydrogen / ammoniakk fra samme kilde og uten karbonhåndtering, og dermed kun økonomisk lønnsomt dersom CO₂-avgiften er høyere enn prisen for karbonhåndtering, eller hvis andre subsidier dekker prisen for CO₂-håndteringen.

På lang sikt kan det forventes at grønt hydrogen/ammoniakk vil kunne utkonkurrere blått hydrogen/ammoniakk. Det er imidlertid nødvendig med rask etablering av storskalaproduksjon av hydrogen/ammoniakk for å kunne underbygge et stort nok forbruk til å etablere helhetlige verdikjeder. I tidlig fase kan det være en utfordring å få produsert nok grønt hydrogen. Storskalaproduksjon vil raskere kunne være på plass for blått hydrogen. Blått hydrogen kan dermed kick-starte lønnsomme hydrogenbaserte verdikjeder som grønt hydrogen etter hvert kan ta over⁴. Et eksempel på bedriftsnivå er at Horisont energi følger opp sin satsing på blått hydrogen i fylket med en videre satsing også på grønt hydrogen i samarbeid med St1.⁵

Code betingelser for produksjon av grønt hydrogen i Nord-Norge i dag

Nord-Norge har vindressurser i særklasse og landets laveste strømpriser samtidig som nettopp strømprisen er den vesentligste faktoren i kostprisen for grønt hydrogen. NVE venter at strømprisene i Nord-Norge vil være 7-8 øre lavere per kWh enn i Sør-Norge i de neste 20 årene

2 tu.no/artikler/differansekontrakter-binder-regjeringen-til-masta/512757?key=e3ru15lS

3 Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. (Se artikkel 6 pkt 1 side 35). Hovedvegnettet er i denne sammenhengen Trans-European Transport Network (TEN-T). Dette er EUs program for utbygging av grensekryssende infrastruktur i Europa, som Norge er tilknyttet gjennom EØS-avtalen Meld. St. 25 (2014–2015) På rett vei – Reformen i veisektoren – Figur 2).

4 Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany. oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf

5 horisontenergi.no/st1-and-horisont-energi-to-collaborate-on-green-ammonia-production-in-finnmark/

mot 2040⁶. Finnmarksvidda er et stort og høytliggende platå som grenser mot åpent hav. Dette er en særlig god kombinasjon for vindressurser på land. Raggovidda vindpark, Berlevåg og Hamnefjellet vindpark, Båtsfjord er de eneste vindparker i Norge som i dag leverer over 3900 fullasttimer. Til sammenligning leverer en gjennomsnittlig norsk vindpark ca 2900 fullasttimer⁷. En vindturbin plassert i Berlevåg eller Båtsfjord kan dermed potensielt levere 35% mere strøm enn samme type vindturbin plassert i en gjennomsnittlig norsk vindpark.

Professor Joris Proost angir i en forskningsartikkel til tidsskriftet Hydrogen Energy⁸ at grensen for om grønt hydrogen kan være et konkurransedyktig alternativ vil være produksjonskostnader på 2 euro per kg. Hans beregninger viser samtidig at dette kan oppnås ved hydrogenproduksjon fra 50-100 MW gitt strømpriser på 30 euro / MWh og minst 3600 timers årlig drift for elektrolysører. NVEs temakart angir vesentlig under 30 øre per kWh (= under 30 euro / MWh) i levelized cost of energy (LCOE) for store deler av Finnmark og deler av Troms⁹. Vindparkene på Raggovidda og i Båtsfjord kan samtidig vise til nærmere 4000 fullasttimer. De naturgitte forholdene for en lønnsom storskala satsing på produksjon av grønt hydrogen er dermed allerede til stede. Lav produksjonspris i kraft av Finnmarks ekstraordinært gode vindressurser er et stort lokalt konkurransefortrinn for Troms & Finnmark.

Bedre betingelser i fremtiden forutsatt økt vindkraftutbygging

Nord-Norge hadde i 2018 et kraftoverskudd på 6 TWh. Analyser fra NVE og Statkraft i 2018 har anslått at kraftoverskuddet kan øke til opp imot 15 TWh i 2030, forutsatt en stor utbygging av vindkraft i Troms & Finnmark. Det kan imidlertid forventes en stor økt kraftetterspørsel fra industrien, delvis som følge av en hydrogensatsing, men også av at elektrifisering av eksempelvis Melkøya vil kreve store mengder fornybar kraft. NVE har i 2020 analysert effektene av økt elektrifisering (NVE rapport 36/2020). Den såkalte elektrifiseringsbanen fører til en reduksjon av landets kraftoverskudd til ca 7 TWh og Nord-Norges til om lag det samme, altså en halvering av estimert kraftoverskudd fra rapport i 2018. Det knytter seg samtidig større usikkerheter til utbyggingstakten av ny vindkraft enn forventet for tre år siden.

Nord-Norges kraftoverskudd i dag kunne produsere 110 000 tonn hydrogen per år, mens det tidligere anslåtte kraftoverskuddet i 2030 kunne produsere opp til 300 000 tonn hydrogen, noe som først og fremst illustrerer potensialet for produksjon dersom det er tilgjengelig tilstrekkelig fornybar kraft til formålet. Hydrogenproduksjon fra overskuddskraft vil økonomisk skulle veies opp mot alternativet å sende ut kraften i nettet til annen anvendelse.

En økt andel av vindkraft vil føre til større forskjeller i frekvensen i el-nettet og større periodiske forskjeller i forholdet mellom lokalt tilbud og etterspørsel etter elektrisk kraft. Det kan være

6 Rapport 84/2018: Kraftmarkedsanalyse 2018 – 2030 – Mer vindkraft bidrar til kraftoverskudd, og Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020 – 2040 - MER FORNYBAR KRAFTPRODUKSJON GIR MER VÆRAVHENGIGE KRAFTPRISER (NVE rapport 37/2020 oktober 2020)

7 publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_10.pdf

8 Proost, J (2020): Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen. Hydrogen Energy, 45, pp. 17067 - 17075, doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.259

9 nve.no/Media/6958/nasjonal-ramme-for-vindkraft-lcoe-kart.pdf

en god forretningscase å produsere hydrogen i de periodene regionens kraftoverskudd er stort og de lokale strømprisene dermed er ekstra lave¹⁰. Norges store andel av vannkraft har en balanserende effekt, men strømprisen er væravhengig spesielt av magasinenes fyllingsgrad, og med økt andel vindkraft og utfasing av fossile kraftkilder i landene rundt kan strømprisen fremover forventes å variere mere enn hittil. Eksempelvis har strømprisene i 2021 vært svært høye i Sør-Norge. I november ble det satt ny prisrekord på 2,79 kr pr kilowattime. I perioder der det er kraftoverskudd i en region kan det være lønnsomt å produsere grønt hydrogen fra balansekraft (Flote, 2020).

10 Flote, Martin Nord: Automatic Frequency Regulation Through Hydrogen Production. Master's thesis NTNU juni 2020

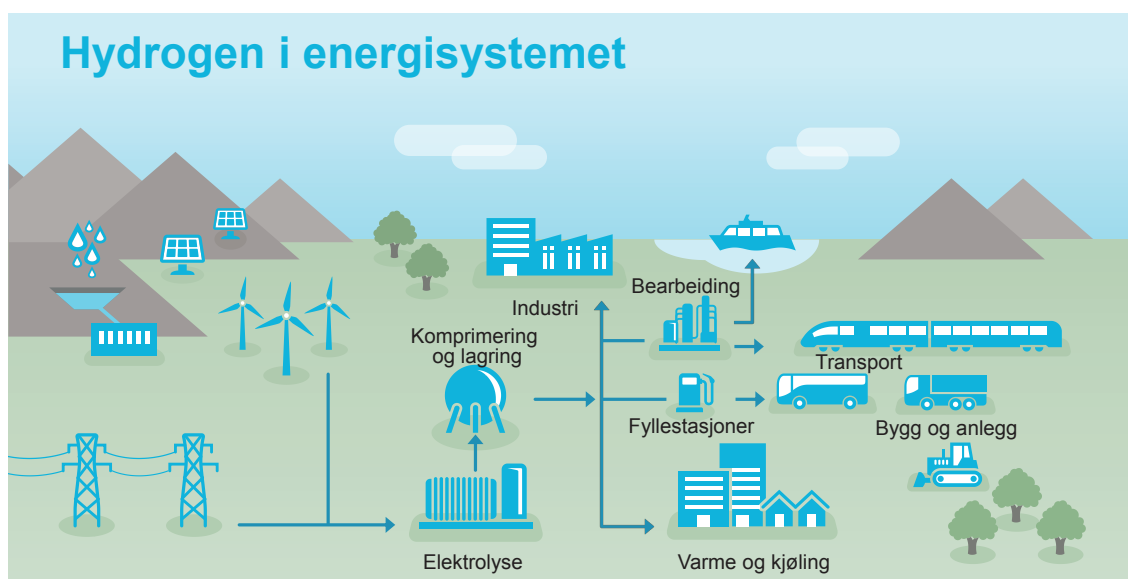
Del 1: Hydrogen – ny viktig næring¹¹

¹¹ Del 1 er med enkelte modifikasjoner hentet fra “Mulighetsstudie: Statusrapport for hydrogen, Evig Grønn AS” og kan anses som en statusrapport for hydrogen per første kvartal 2021. Kapittel 3.6 om sikkerhet bygger i sin helhet på en leveranse fra NTNU.

1. Hydrogen i energisystemet

Norsk kraftproduksjon står i en særstilling i Europa, med den høye andelen fornybar strøm og at den er tilnærmet fri for utslipp. Vannkraft sto i 2018 for 95% av kraftproduksjonen her i landet¹². I Europa er situasjonen en helt annen. Selv om andelen fornybar energi har økt betydelig i flere land med bruk av sol- og vindkraft, er det fortsatt omfattende bruk av naturgass, olje og kull til industri, oppvarming og transport. Kravene til reduksjon av klimagassutslipp gjør at energisystemet må omstilles – de fossile kildene må erstattes av fornybare, og det må en storstilt elektrifisering til.

Statkraft peker i sitt Lavutslippsscenario 2020 på at de store kostnadsreduksjonene man ser på fornybar kraft gjør at det blir stadig mer attraktivt å avkarbonisere industri, transport- og byggsektorene gjennom elektrifisering. For de områdene som man ikke kan elektrifisere direkte kan man utnytte den fornybare kraften ved å bruke hydrogen som energibærer. Dette fører til en omstilling i den europeiske kraftsektoren, og også innen transportsegmentet ser man nå endringer der spesielt langtransport i større grad går over til elektrisitet og hydrogen. Omstillingen gir et globalt energisystem som er fundamentalt annerledes enn dagens. De ulike sektorene blir tettere integrert gjennom elektrisitet og hydrogen. Bedre samspill mellom sektorene reduserer behovet for fossil energi, med lavere etterspørsel etter kull, olje og naturgass som resultat.



Figur 2: Hydrogenets rolle i energisystemet. Hydrogen som energibærer kan bidra til å koble sammen de ulike sektorene i energisystemet, i tillegg til blant annet å være drivstoff til transport, energikilde for oppvarming og industri samt som innsatsfaktor i metallurgisk industri. Kilde: Statkraft

1.1. Hydrogen i ulike farger

Hydrogen kan produseres på ulike måter. Hydrogengassen som er sluttproduktet er den samme, men vi betegner den allikevel med fargebeskrivelse for å skille de ulike produksjonsmetodene (Figur 3). Grønt hydrogen produseres med bruk av fornybar energi ved elektrolyse av vann. Blått hydrogen produseres ved reformering av naturgass med CO₂-fangst og lagring. Grått hydrogen produseres fra fossil energi uten fangst av CO₂. Mer enn 99% av alt hydrogen som brukes i verden i dag er produsert med fossil energi¹³.

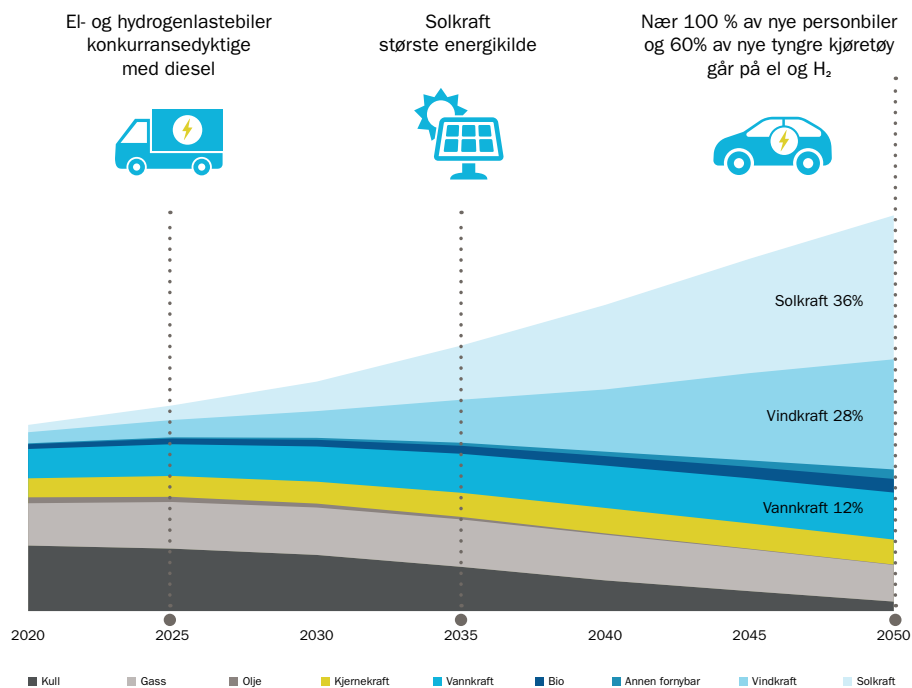


Figur 3: Hydrogen betegnes med ulike farger ut fra produksjonsmetoden. Gassen er imidlertid den samme, uansett produksjonsmetode.

Ifølge Statkrafts Lavutslippsscenario er grønt hydrogen per i dag 50-100% dyrere enn grått hydrogen, mens det forventes å være konkurransedyktig med blått hydrogen allerede i dag, i områder med gode fornybarressurser (Proost, 2020).

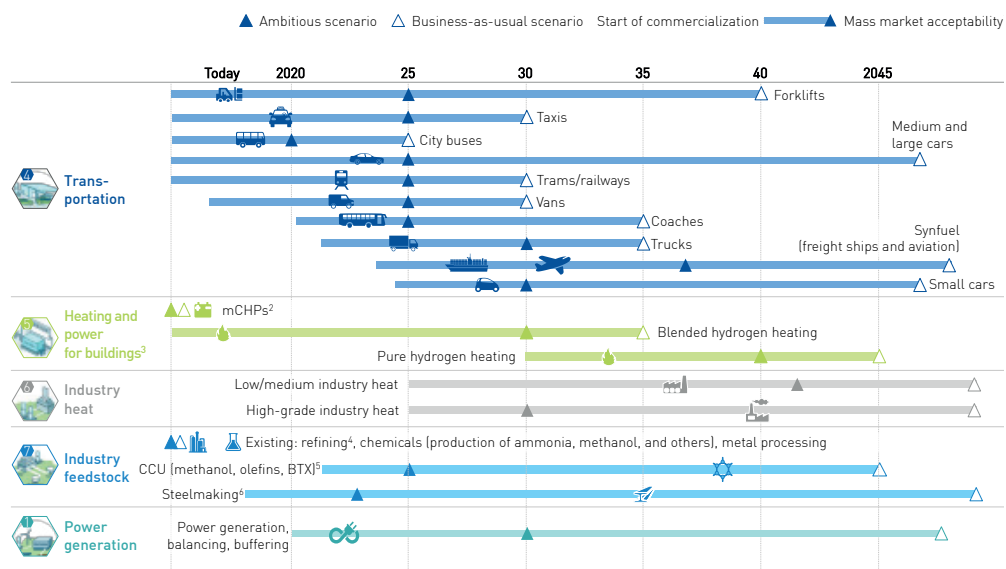
De siste fem årene har kostnadene for elektrolysører falt med over 30 prosent og med kraftig oppskalering av produksjonsvolum som er ventet framover forventes kostnadene å falle videre. Statkraft antar i sitt lavutslippsscenario (Figur 4) at blått og grønt hydrogen vil komplettere hverandre heller enn å konkurrere, der blått hydrogen i hovedsak vil bli produsert i stor skala og sentralt, mens grønt hydrogen typisk produseres i mindre skala, ofte lokalt, nær etterspørselen.

13 International Energy Agency; The Future of Hydrogen. [iea.org/reports/the-future-of-hydrogen](https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen)



Figur 4: Verdens elektrisitetsproduksjon fram til 2050 i TWh. Kilde: Statskrafts Lavutslippsscenario 2019.

Hydrogen kan anvendes i alle deler av energisystemet. Innen transport kan hydrogen brukes i alle segmenter, og for mange av dem kan markedsintroduksjon i større skala skje rundt 2025 (Figur 5).



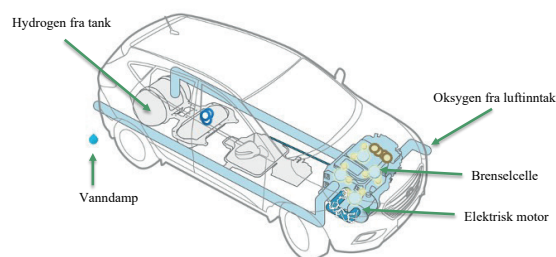
Figur 5: Status for hydrogen i ulike segmenter, og når man forventer aksept i markedet i to ulike scenarier. Kilde: FCH JU, Hydrogen Roadmap Europe, 2019.

Når det gjelder transport framgår det at hydrogen finnes i de fleste segmenter i dag, og at markedsintroduksjon i større skala vil skje rundt 2025 for mange av disse. De mest modne anvendelsene hittil er gaffeltrucker, bybusser og personbiler.

1.2. Slik virker et hydrogenkjøretøy

Et hydrogenkjøretøy er et elektrisk kjøretøy der batteriet er erstattet av en brenselcelle og en hydrogentank. Hydrogen fra tanken og oksygen fra et luftinntak omdannes i brenselcellen til elektrisk energi, varme og vanndamp. En elektrisk motor gir bilen framdrift. Brenselcellen avgjør hvor mye effekt man får ut av systemet (kW) og hydrogentankens størrelse avgjør hvor mye energi som lagres (kWh). Hydrogenbilen har også et batteri som gjør at den kan lagre energi ved regenerativ bremsing og gjenbruke denne ved akselerasjon. Dermed spares drivstoff og brenselcellen får en mer jevn belastning som også forlenger levetiden. Batteriet er mindre enn framdriftsbatteriet vi finner i en elbil. En hydrogenbil kan fylles på 3-5 minutter, og eksosen er ren vanndamp. Figur 6 viser de ulike elementene i en hydrogenbil.

Hydrogentankene i en personbil inneholder komprimert hydrogen med 700 bars trykk. Det høye trykket gjør at man får plass til mye energi på et lite volum. Busser har større plass til hydrogentanker og benytter derfor 350 bars trykk. Det er billigere, da hydrogensystem med høyt trykk gjør at man må bruke sterkere materialer som koster mer. For lastebiler vil det komme løsninger med både 350 bar og 700 bar. Daimler har varslet at de vil bruke flytende hydrogen i sine lastebiler. Det gjør at man kan få med enda større energimengde på samme volum. Ulempen er at kostnaden vil være større, både for kjøretøy og for hydrogenstasjonen. Hydrogen blir flytende ved minus 253 °C, kun 20 grader over det absolutte nullpunktet, og det er krevende og kostbart å holde en slik temperatur og lage systemer som muliggjør slik bruk. Hydrogenbilene har ytelse og levetid som tilsvarer konvensjonelle biler med forbrenningsmotor.



Figur 6: De ulike delene i en hydrogenbil. Kilde: Hyundai og Evig Grønn

1.3. Hydrogen- eller batterielektrisk?

Et argument som ofte dukker opp mot anvendelse av hydrogen er at det er mindre energieffektivt enn å bruke batterier. Inkluderer man produksjon og distribusjon av hydrogen og brenselcellesystemet i bilen, vil en hydrogenbil bruke 2,5 – 3 ganger så mye energi som en elbil. Når ett av de overordnede målene i omstillingen av energisystemet er at energibruken skal reduseres så mye som mulig, hvorfor skal vi da bruke hydrogen?

Det er utvilsomt et godt valg å bruke batterielektriske alternativer der forholdene ligger til rette for det. Suksessen som elbilene har hatt i Norge er et eksempel på at dette er teknologi og løsninger som fungerer. Det er imidlertid ikke alltid at energieffektivitet er det viktigste argumentet. I noen tilfeller kan hydrogen være å foretrekke selv om batterielektriske løsninger kan brukes.

Det er flere bruksområder eller situasjoner der hydrogen kan være et fordelaktig nullutslippsalternativ (tabell 1).

Egenskap	Hydrogen er fordelaktig
Kort fylletid	Der man ønsker at kjøretøyene skal være i «kontinuerlig drift», f.eks. gaffeltrucker på et lager, taxier eller lastebiler.
Lang rekkevidde	For kjøretøy som skal kunne kjøre lange avstander uten å måtte ta hyppige ladepauser som eksempelvis regionale rutebusser
Nyttelast	For tunge nyttekjøretøy der batterier vil ha stor vekt og/eller ta stor plass slik at det går ut over nyttelasten. Ifølge Hydrogen Council vektlegger transportører transportkostnad per vekt framfor energieffektivitet ¹⁴
Nettkapasitet	Der mange kjøretøy (f.eks. lastebiler) skal hurtiglades kan det bli utfordring med kapasiteten i nettet. Dette gjelder også for maritime anvendelser, der f.eks. fergene går fra lokasjoner som er i ytterkant av nettet. Dette kan gi begrensninger mht. antall kjøretøy som kan lades og også gi forstyrrelser i nettet for andre brukere.
Kostnad for infrastruktur	Desto større batteriene blir og desto mer hurtiglading som må benyttes, desto større økonomisk fortrinn er det å benytte hydrogen. Analyser fra Statkraft viser at infrastrukturkostnaden per kWh for fylling av hydrogen er lavere enn for batterilading for store kjøretøy ¹⁵ .
Energilagring	Fornybar energi som sol og vind varierer, og i perioder kan produksjonen være større enn forbruket. Strømmen kan da brukes til å produsere hydrogen og energien kan lagres til det er behov for den. Hydrogenlagring er over 10 ganger billigere enn batterier per lagret kWh, og hydrogen kan om nødvendig eksporteres lettere enn ladede batterier .
Life Cycle Assessment (LCA)	Hydrogenbiler har lavere utslipp av drivhusgasser over hele livssyklusen sammenlignet med batterielektriske biler og biler med forbrenningsmotor. De har også det største potensialet for ytterligere forbedringer på grunn av økt bruk av fornybar energi i hydrogenproduksjon ¹⁶ .

Tabell 1: Eksempler på bruksområder eller situasjoner der hydrogen kan være å foretrekke som utslippsfritt alternativ.

14 Hydrogen Council 2020: Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/

15 Statkraft og Norsk Hydrogenforum, 2020.

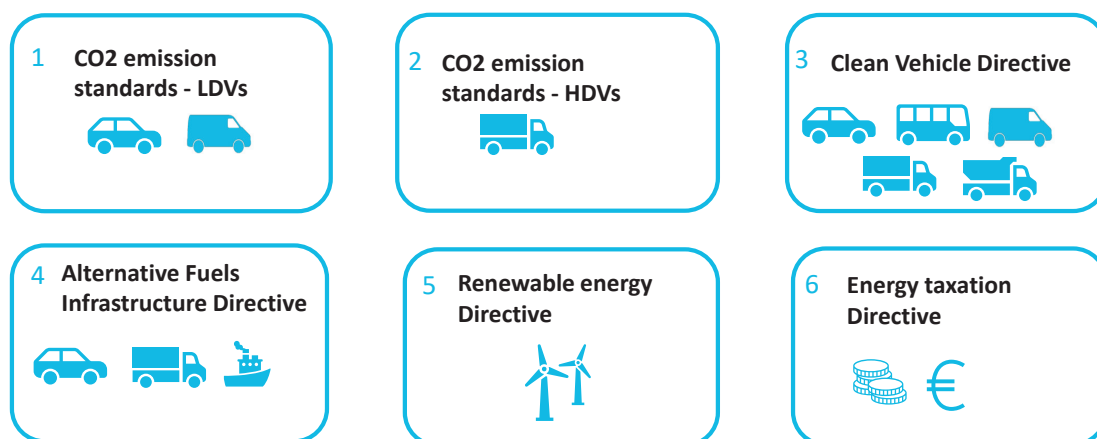
16 Deloitte og Ballard, 2020: Fueling the Future of Mobility: Hydrogen and fuel cell solutions for Transportation. deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf

Det vil til syvende og sist være helhetsvurderinger som bør avgjøre om det er fornuftig å satse på hydrogen som drivstoff til transportanvendelser. Utfordringene med å gå over til alternative drivstoff er mange, og vi har behov for både batterier, hydrogen og biogass hvis vi skal klare å nå målsettingene om reduksjon av klimagassutslipp.

1.4. EUs standarder og direktiver gir økt fokus på hydrogen

Norge har vært verdensledende på utbredelse av elektriske biler i mange år. Omfattende insentiver har vist at det er mulig å omstille bilparken til fornybar energi relativt raskt. I flere år var utfordringen heller mangel på attraktive kjøretøy enn forbrukernes interesse for å kjøpe elektriske biler. Norge er fortsatt betydelig foran i Europa på dette området. Mens markedsandelen av elbiler for nyregistrerte biler i Norge per oktober 2021 var 75%, var den totalt for EU- og EFTA-landene på 9,3%¹⁷. Elbilandelen vokser imidlertid raskt i Europa, med ca. dobling per år de siste to årene. Også for varebiler, lastebiler og busser skjer det nå en betydelig endring.

Årsakene til dette er flere, blant annet at både vi som privatpersoner og bedrifter stiller krav om utslippsfrie løsninger. I Norge har politikerne hatt ambisiøse målsettinger og altså også lagt til rette med insentiver for å stimulere utviklingen. Den viktigste grunnen til at utviklingen nå for alvor skyter fart er nok imidlertid EUs målsettinger, lovgivning og direktiver, som sammen med nasjonale og lokale insentiver får stor effekt.



Figur 7: Noen standarder og direktiver i EU som har betydning for utvikling og bruk av utslippsfrie kjøretøy også for oss i Norge.

17 European Alternative Fuels Observatory: eaf.eu/vehicles-and-fleet/m1#

Standard / direktiv	Betydning
CO ₂ -standarder for lette kjøretøy	Det er satt krav for utslipp fra bilprodusentenes flåte av nye lette kjøretøy som følger, målt etter utslipp i 2021: personbiler: 15 % reduksjon fra 2025 og 37,5 % fra 2030; lette varebiler: 15 % reduksjon fra 2025 og 31 % fra 2030. For å øke tilbudet av utslippsfrie kjøretøy gis det ekstra belønning til produsentene basert på andelen slike de tilbyr. Produsentene får store bøter dersom de ikke når utslippsmålene.
CO ₂ -standarder for tunge kjøretøy	På samme måte er det satt krav for utslipp fra lastebilprodusentenes flåte. Målene baserer seg på en startverdi satt pr juni 2020, med følgende mål: fra 2025: 15 % reduksjon; fra 2030: 30 % reduksjon. Også her er det en ekstra belønning til de som har utslippsfrie lastebiler. Produsentene får store bøter dersom de ikke når utslippsmålene.
Clean Vehicle Directive	Dette direktivet retter seg mot offentlig anskaffelse av kjøretøy og mobilitetsløsninger. Direktivet setter standarder for CO ₂ -utslipp fra kjøretøy som anskaffes eller leies, med fokus på lavutslippskjøretøy fram til 2025 og deretter utslippsfrie kjøretøy. Det skal iverksettes av medlemslandene innen august 2021.
Alternative Fuels Infrastructure Directive	Dette direktivet stiller krav til medlemslandenes etablering av infrastruktur for el, hydrogen og biogass / naturgass. Infrastruktur for hydrogen har så langt vært frivillig for det enkelte land, men det forventes at dette blir obligatorisk når direktivet blir revidert i 2021. Norge er omfattet av direktivet gjennom EØS-avtalen.
Renewable Energy Directive (RED II)	Direktivet stiller krav til andelen fornybar energi som benyttes. Overordnet krav for EU er 32% i 2030. Medlemsstatene må kreve at minst 14% av energien som brukes i vei- og jernbanetransport innen 2030 er fornybar energi.
Energy Taxation Directive	Dette direktivet ble vedtatt så langt tilbake som i 2003, og stimulerer på noen områder bruk av fossil energi. Det fornyes i juni 2021 som en del av European Green Deal, og skal da gjenspeile målsettingen om avkarbonisering av det europeiske energisystemet. Direktivet kan få stor betydning for skattlegging av fossil energi og dermed på utviklingen av utslippsfrie løsninger.

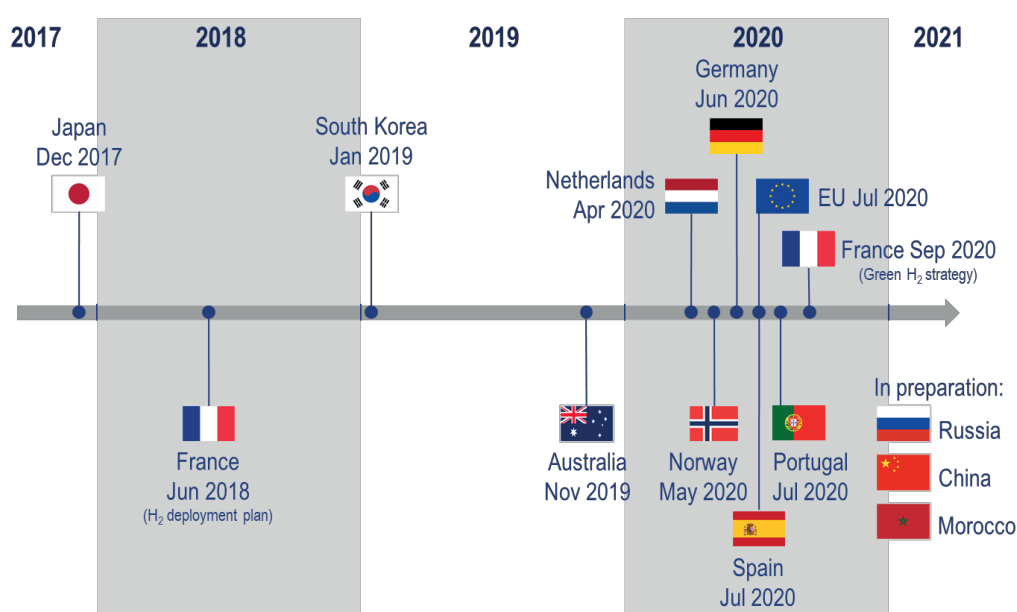
Tabell 2: Standarder og direktiver i EU som betydning for utvikling og bruk av utslippsfrie kjøretøy også i Norge.

De nevnte standarder og direktiver har allerede satt fart i utviklingen av utslippsfrie løsninger; med direktiver som skal vedtas i 2021 kan man forvente at utviklingen vil akselerere ytterligere. Dette vil få betydning for hvilke kjøretøy som er tilgjengelig på markedet, og volumene vil øke betydelig. Det gir kostnadsreduksjoner, muliggjør nye forretningsmodeller og dermed nye muligheter for norske bedrifter og privatpersoner til å velge utslippsfrie løsninger.

2. Hydrogen på den politiske dagsorden

Med behovet for å omstille til et fossilfritt energisystem øker fokuset på hydrogen over hele verden. I 2020 har flere land presentert egne hydrogenstrategier, hvorav mange land som er viktige for Norge med hensyn til eksport (Figur 8). I dette kapittelet gis det eksempler på politiske ambisjoner knyttet til hydrogen internasjonalt og i Norge.

På regionalt og lokalt nivå er det vanskelig å finne spesifikke målsettinger som omhandler satsing på hydrogen, men flere fylkeskommuner og kommuner har målsettinger for reduksjon av klimagassutslipp og utnyttelse av fornybar energi, der en satsing på hydrogen er et relevant virkemiddel for å oppnå målene. Dette behandles til slutt i kapittelet.



Figur 8: Flere land har presentert eller arbeider med hydrogenstrategi. Kilde: World Energy Council, *International Hydrogen Strategies*¹⁸.

2.1. Internasjonalt

EU-kommisjonen vil gjøre EU klimanøytral innen 2050. Med sin «European Green Deal»¹⁹ foreslår kommisjonen et stort antall tiltak som skal gjøre det ambisiøse målet mulig. Transport er en nøkkelsektor i den grønne omstillingen. I desember 2020 presenterte EU-kommisjonen en strategi for «bærekraftig og smart mobilitet»²⁰. Den foreslår å flytte skipsfart inn i det europeiske kvotemarkedet. For veitrafikk vil kommisjonen stramme inn utslippsreglene for biler og vurdere å flytte også veitransport inn i kvotemarkedet.

¹⁸ worldenergy.org

¹⁹ ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

²⁰ ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/legislation/com20200789.pdf

EU presenterte 8. juli 2020 sin hydrogenstrategi²¹. Samme dag ble strategien for integrering av energisystemet²² presentert. Det var ikke tilfeldig: hydrogen vil spille en viktig rolle når hele det europeiske energisystemet skal gjøres fossilfritt. Hydrogen spiller også en viktig rolle i EUs plan for gjenreising etter Covid-19. Transport er ett av anvendelsesområdene.

EUs hydrogenstrategi er svært ambisiøs. Det skal investeres store beløp for å skalere opp produksjonen av hydrogen og for å øke anvendelsen. Strategien har fokus på grønt hydrogen, mens blått hydrogen anses som nødvendig i en overgangsperiode. Strategien beskriver utviklingen i tre faser:

- Fase 1 (2020-2024). Målet er elektrolysekapasitet på 6 gigawatt for produksjon av fornybart hydrogen. Dette skal sikre produksjon av 1 million tonn hydrogen.
- Fase 2 (2025-2030). Målet er 40 gigawatt kapasitet og samlet produksjon av 10 millioner tonn fornybart hydrogen.
- Fase 3 (2030-2050). I denne fasen skal hydrogen tas i bruk i stor skala.

Et annet eksempel på en ambisiøs strategi er den tyske hydrogenstrategien²³ som ble presentert i juni 2020. Tyskland har lenge hatt nasjonale satsinger på hydrogen, men dette er den første strategien som favner hele den føderale regjeringen og som involverer en rekke departementer. Den tyske strategien har blant annet følgende hovedmål:

- Gjøre hydrogen til et konkurransedyktig alternativ ved raskt å skalere opp produksjon og bruk
- Bygge ut infrastruktur for hydrogen
- Styrke tysk industri og sikre globale markedsmuligheter for tyske bedrifter

Strategien beskriver 38 konkrete tiltak over hele verdikjeden, hvor 9 av disse er knyttet til bruk av hydrogen i transportsektoren. Blant annet skal man gi støtte til anskaffelse av hydrogen-drevne personbiler, nyttekjøretøy og busser. Videre skal man gi støtte til etablering av infrastruktur for kjøretøy, og etablere konsepter for fyllestasjoner for tungtransport. Strategiens budsjett er 9 milliarder euro, og strategien skal følges opp av en komité av statssekretærer fra ulike departementer og et nasjonalt hydrogenråd med representanter fra industri og forskning.

Hydrogenstrategiene publisert av Frankrike, Spania, Portugal og Nederland har tilsvarende ambisjoner som den tyske, og også i disse landene er det satt av betydelige beløp for å gjennomføre strategiene.

21 eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301

22 ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en

23 bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html



2.2. Norge

Den første nasjonale hydrogenstrategien²⁴ ble presentert av Olje- og energiminister Tina Bru 3. juni 2020. Regjeringen la i juni 2021 fram "Veikart for hydrogen" som del av Stortingsmeldingen "Energi til arbeid". Flere fagmiljø har påpekt at ambisjonsnivået både i strategi og veikart er for lavt. Norsk hydrogenforum sier at bransjen nå hadde forventet øremerkede midler til hydrogen, samt et tydeligere signal om satsing framover.²⁵

Nasjonal transportplan

I Nasjonal transportplan 2018-2029²⁶ er det flere konkrete målsettinger om hvordan man skal redusere klimagassutslipp fra transport. Blant disse er:

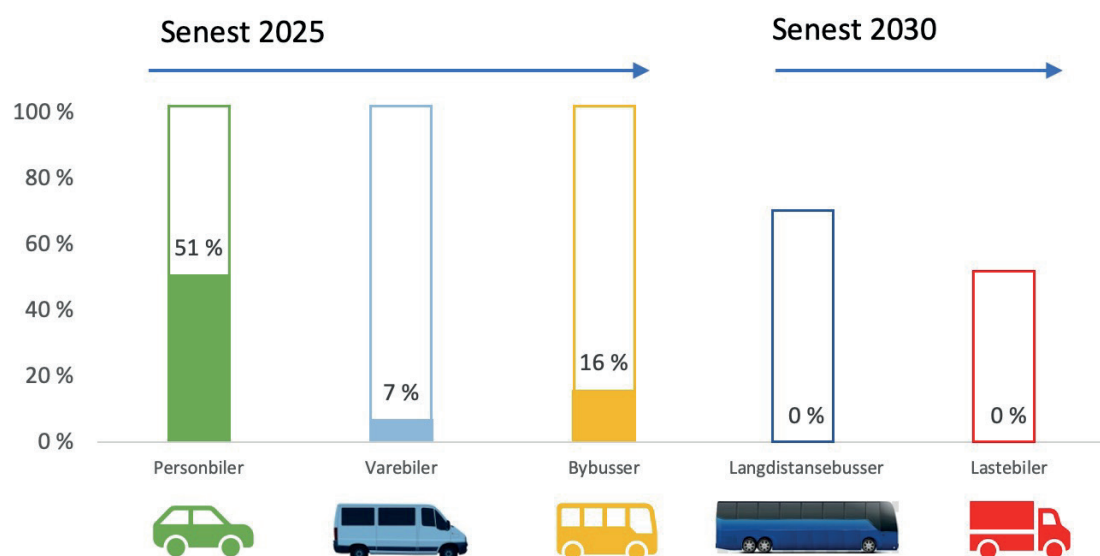
- I 2025 skal alle nye personbiler være nullutslippskjøretøy
- I 2025 skal alle nye lette varebiler være nullutslippskjøretøy
- I 2025 skal alle nye bybusser være nullutslippskjøretøy, eller bruke biogass
- I 2030 skal alle nye tyngre varebiler være nullutslippskjøretøy
- I 2030 skal 75 prosent av nye langdistansebusser være nullutslippskjøretøy
- I 2030 skal halvparten av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy

Målsettingene i Nasjonal transportplan er ambisiøse, og hydrogen vil bli viktig for å nå flere av dem. Figur 9 viser status for måloppnåelse per oktober 2020.

²⁴ regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-legger-frem-hydrogenstrategi/id2704774/

²⁵ hydrogen.no/hva-skjer/aktuelt/vi-trenger-et-tydeligere-veikart-for-a-stake-ut-kursen

²⁶ Nasjonal transportplan 2018



Figur 9: Status per oktober 2020 for målene som er satt i NTP 2018-2029. Mens vi er på god vei til å nå målet for personbiler, er foreløpig måloppnåelse for lastebiler og langdistansebusser på ca. 0%. For disse segmentene vil hydrogen bli en viktig del av løsningen. Kilde: Norwegian Hydrogen²⁷.

Handlingsplan for infrastruktur for alternative drivstoff i transport

Regjeringen la i juli 2019 fram en Handlingsplan for infrastruktur for alternative drivstoff i transport. Dette er en nasjonal oppfølging av EU-direktiv 2014/94 on deployment of alternative fuels infrastructure. I sin handlingsplan legger regjeringen opp til at utrulling av infrastruktur for alternative energibærere skal være markedsbasert, og at det offentliges rolle kun er å støtte opp under dette i en tidlig fase. I det gjeldende EU-direktivet er det frivillig for medlemsstatene å etablere infrastruktur for hydrogen. Direktivet er for tiden under revisjon, og den tyske regjeringen har i sin hydrogenstrategi sagt at den vil styrke direktivet slik at det pålegger medlemsstatene, og dermed også Norge gjennom EØS-avtalen, å sørge for at det bygges ut infrastruktur for hydrogen i transportsektoren.

27 Presentasjon av Knut Flakk, Norwegian Hydrogen, under lansering av rapporten «Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge», desember 2020.

3. Status for hydrogenkjøretøy

Vi er i en tidlig fase i utrulling av hydrogenkjøretøy, i Norge og internasjonalt. Det er fortsatt et meget begrenset antall kjøretøy registrert i Norge (Tabell 3), med kun 10 store kjøretøyer og 152 personbiler. Det er for tiden kun tre personbilmodeller tilgjengelig på det internasjonale markedet, hvorav to av dem i Norge (Toyota og Hyundai). Research and Markets sier i en rapport fra oktober 2020 at de forventer at rundt 25 hydrogenbilmodeller vil være tilgjengelige i 2030 og at de vil utgjøre til sammen 1-1,5% av det globale personbilsalget²⁸. California er den regionen i verden med flest hydrogenbiler, ca. 8.750 per oktober 2020²⁹.

Kjøretøygruppe	Antall
Busser	5
Lastebiler	4
Personbil	152
Varebiler	1
Totalt	162

Tabell 3 Antall hydrogenkjøretøy i de ulike kjøretøygrupper i Norge per oktober 2020. Kilde: Statens Vegvesen.

3.1. Hydrogenbiler

Brenselcelle-teknologien har utviklet seg betydelig de siste årene. Dagens moderne PEM-brenselceller har høyere effektivitet, lengre levetid og lavere materialkostnader enn de hadde for bare noen få år siden. Hydrogenbilen anses nå som moden teknologi, men er fortsatt ikke veldig utbredt. Årsaken er at utbygging av infrastruktur er en utfordring, videre er det få modeller å velge blant. I Norge er det bare Toyota Mirai og Hyundai Nexo som tilbys (Figur 10). Toyota Mirai er kommet i en ny versjon tidlig 2021.

Noen av hydrogenbilene i Norge brukes til kommunale tjenester, mens andre er privateide. Det er fra flere taxieiere vist interesse for å bruke hydrogenbil som taxi på grunn av lang rekkevidde og kort fylletid. Det er så langt noen få hydrogentaxier i Norge. Mulighetene har vært begrenset på grunn av garantiordninger og tidligere modellers størrelse, men både Hyundai og Toyota tilbyr nå hydrogenbilene som taxier. Internasjonalt har det vært flere satsinger på hydrogentaxier, blant annet i København, Paris og Haag.

Det forventes flere hydrogenbilmodeller i salg i årene som kommer. Flere produsenter har varslet at de er i gang med utviklingen. Honda Clarity selges i Asia og California, men foreløpig

28 globenewswire.com/news-release/2020/10/12/2106652/0/en/Global-Fuel-Cell-Vehicles-Market-Report-2020-2030-Featuring-Hyundai-Toyota-Honda-Volkswagen-PSA-Strategic-Collaborations-Towards-Technology-Development.html

29 cafc.org/by_the_numbers

ikke i Europa. I Tyskland har Daimler ca. 2.000 Mercedes GLC hydrogenbiler på veien. Flere kinesiske bilprodusenter lanserer modeller, og i 2022 kommer med *BMW i Hydrogen Next* som er basert på X5-modellen. Lexus og GM er andre produsenter som har varslet hydrogenmodeller. Det er imidlertid usikkert hvor mange produsenter og modeller som kommer på markedet, når bilene blir tilgjengelige, og i hvor stort antall de blir produsert. Det samme gjelder for varebilsegmentet, der det foreløpig ikke er tilgjengelig noen serieproduserte modeller.



Figur 10: Hydrogenbilene som tilgjengelig på det norske markedet. Til venstre Hyundai Nexo, til høyre Toyota Mirai. Foto: Jan Carsten Gjerløw og Toyota Norge.

3.2. Hydrogenlastebiler

De nevnte hydrogenstrategiene utpeker tungtransport som et område der hydrogen og brenselceller vil bli spesielt viktig for å gjøre transportsektoren utslippsfri. Årsaker er at de tyngste lastebilene krever så mye energi for å kunne transportere gods med lang rekkevidde at batterier blir for tungt og plasskrevende. Hydrogenlastebilene har ikke like høyt modenhetsnivå som personbilene, men utviklingen har skutt fart de siste månedene. Det er stor aktivitet blant lastebilprodusenter for å utvikle utslippsfrie alternativer.

I løpet av 2020 er det presentert planer for en rekke nye modeller av både elektriske lastebiler og hydrogenlastebiler (Figur 11). Et typisk trekk er at produsenter bygger allianser for å samarbeide om teknologiutvikling. I april 2020 ble det kjent at Volvo og Daimler etablerer et felles selskap for utvikling av brenselcellesystem til lastebiler, og tidligere på året inngikk Iveco og Nikola et partnerskap som innebærer at Nikolas el- og hydrogenlastebiler skal distribueres av Iveco i Europa. ASKO Midt-Norge fikk de fire første hydrogenlastebilene i Norge fra Scania i januar 2020. Dette er ombygde elektriske lastebiler.

Den mest ambisiøse satsingen på hydrogenlastebiler i Europa så langt er den som skjer i Sveits, der Hyundai skal levere 1.000 lastebiler i perioden 2021-2023. De første 50 var under uttesting i Sveits høsten 2020. I Norge etablerte Nel, Greenstat, Akershus og H2 Energy (CH) selskapet Green H2 Norway som skal levere hydrogen til Hyundais lastebiler i Norge. De foreløpige planene tilsier at man starter med satsingen i Osloregionen, med et stort produksjonsanlegg, tre stasjoner og ca. 300 lastebiler.

Hydrogenlastebiler

Rekkevidde: Fra 400–1000 km

Fylletid: ca. 15 minutter

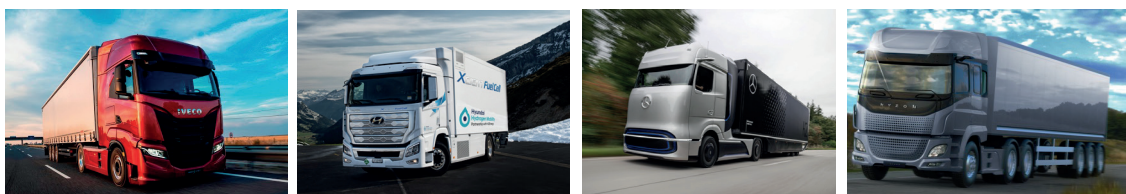
Hydrogenforbruk per 100 km: ca. 7,5 kg

350 bar og 700 bar

De første serieproduserte lastebilene ventes til Norge i 2021

Pris: Ikke kjent. Kan bli betaling pr km

Prosjektet H2 Truck har som ambisjon å få de første 100-talls hydrogenlastebilene til Oslo-regionen, og har en annen tilnærming enn Green H2 Norway. I H2 Truck står transportbrukerne og vareeierne som skal etterspørre og bruke hydrogenlastebiler sentralt. Aktører fra hele verdikjeden deltar i prosjektet og det arbeides for å få avtale med flere produsenter om å levere lastebiler i en tidlig fase.



Hyundai XCient, Mercedes-Benz GenH2 og Hyster. Foto: Iveco, Hyundai Hydrogen Mobility, Daimler, Hyster.

3.3. Hydrogenbusser

Bybusser er en av de mest modne anvendelsene av hydrogen og brenselceller. Flere store demonstrasjonsprosjekter har gjennom uttesting ført til et høyt modenhetsnivå (TRL) og betydelige kostnadsreduksjoner. Hydrogenbussene kan ha ulike konfigurasjoner, noen med små batterier og en stor brenselcelle mens andre har store batterier som også brukes til framdrift og med en brenselcelle som rekkeviddeforlenger. Gjennom prosjektene har hydrogenbusser vist at brenselcellene har lang levetid – noen av dem har kjørt 35.000 timer, som tilsvarer 14 timer, 5 dager i uken i 8 år. Erfaringene viser også at brenselcellens effekt og dermed bussens rekkevidde holder seg nærmest lik gjennom hele levetiden, mens erfaringene fra elektriske busser viser at rekkevidden avtar over årene³⁰.

³⁰ Nina Caroline Hjort, Ballard:

Hydrogenbusser

Rekkevidde: 300 km og oppover

Hydrogenforbruk per 100 km: ca. 9 kg

350 bar

Flere modeller tilgjengelig som bybuss

Pris: Fortsatt TCO høyere enn diesel, men raskt synkende

Gjennom EU-prosjekter som JIVE³¹ og H2Bus³² distribueres for tiden flere hundre hydrogenbusser i byer og regioner i Europa. Ruter har hatt 5 hydrogenbusser i drift siden 2012 som en del av CHIC-prosjektet. Disse kjører mellom Oppegård og Oslo sentrum, og har en dedikert fyllestasjon på Rosenholm. Ruter åpner for bruk av hydrogenbusser i nye konkurranser om busstjenester i Oslo – Viken (Figur 12) og anser spesielt hydrogen som relevant på de regionale rutene der man behøver lang rekkevidde. Mens bybusser (klasse 1) kan leveres av flere produsenter, er det fortsatt vanskelig å skaffe regionbusser (klasse 2).



Figur 12: Hydrogenbusser er av de teknisk mest modne anvendelsene for hydrogen. Til venstre en av Ruters hydrogenbusser i Oslo av typen Van Hool, og en Wright Bus hydrogenbuss i London. Foto: Ruter AS og Jan Carsten Gjerløw.

3.4. Arbeidsmaskiner

Arbeidsmaskiner, eller «annen mobil forbrenning» står for en stor betydelig andel av klimagassutslippet i norske kommuner. Oslo kommune anslår for eksempel andelen til ca. 8% av de totale utslipp i 2016³³. Som et resultat av urbaniseringen med økt tilflytting til byer og tettsteder ser man en økt anleggsaktivitet her, og utslippene gir utfordringer som støy og dårlig luftkvalitet. Dette har ført til økt fokus på hvordan man kan få ned utslippene fra bygge- og anleggsplasser, samt kommunale arbeidsmaskiner og andre arbeidsmaskiner i urbane miljø.

31 fuelcellbuses.eu/projects/jive

32 h2bus.eu

33 oslo.kommune.no/getfile.php/13320999-1554891720/Tjenester%20og%20tilbud/Politikk%20og%20administrasjon/Etater%2C%20foretak%20og%20ombud/Klimaetaten/Kunngjøringer/Kunnskapsgrunnlag%20Klimastrategi%202030.pdf

Programmet Innovative Anskaffelser³⁴ har vært viktig for å få til en utvikling av utslippsfrie løsninger i bygge- og anleggsbransjen. Programmets oppgave er å øke innovasjonseffekten av offentlige anskaffelser. Innovative anskaffelser handler om å utnytte mulighetene som ligger i anskaffelsesregelverket og virkemiddelapparatet til å kjøpe bedre produkter og tjenester. Oslo kommune har ledet an i utviklingen, og sammen med Innovative Anskaffelser gjennomført dialogkonferanser med næringen. Fokuset er på byggvarme og byggtørking, arbeidsmaskiner og transport til og fra byggeplassen. Strengt krav har ført til at industrien har kommet opp med nye løsninger. Det gjelder så langt først og fremst batterielektriske, men flere leverandører arbeider også med hydrogen-drevne arbeidsmaskiner.

Viken fylkeskommune har en utlånsordning for kommuner som vil teste ut fossilfrie maskiner³⁵. Denne ordningen kan også flere kommuner i Vestfold og Telemark benytte seg av. Potensialet for bruk av hydrogen til arbeidsmaskiner i Vestfold og Telemark er ikke vurdert nærmere i dette mulighetsstudiet.

3.5. Maritime anvendelser

Bruk av hydrogen til skip har fått stort fokus i Norge. Det skyldes ikke minst Norges sterke maritime industri som har vist stor interesse for å utvikle utslippsfrie løsninger. En rekke pilotprosjekter for bruk av hydrogen som drivstoff er igangsatt. Nylig vedtok regjeringen at hydrogen skal etterspørres på Norges lengste fergestrekning, sambandet Bodø – Moskenes. Andre relevante anvendelser er blant annet hurtigbåter, supplyskip og servicefartøy for fiskeoppdrett.



Figur 13: Heidelberg Cement og Felleskjøpet Agri ønsker å ta i bruk en hydrogen-drevet bulkbåt i 2023. Illustrasjon: Vard Engineering.

34 innovativeanskaffelser.no

35 viken.no/tjenester/klima-miljo-og-natur/satsingsomrader-og-nettverk/test-av-fossilfrie-maskiner-og-kjoretoy/

Heidelberg Cement og Felleskjøpet Agri har ambisjon om å ta i bruk et hydrogendrevet bulk-skip som skal frakte korn og byggevarer langs kysten fra Rogaland til Oslo (Figur 13). En såkalt «Request of Interest» ga respons fra mer enn tretti aktører som ønsker å levere et slikt fartøy.

Verdens første bilferge på flytende hydrogen ble satt i drift av Norled på Hjelmeland-sambandet i Rogaland i juli 2021 (Figur 12); M/S Hydra ble forøvrig kåret "Ship of the Year" samme år. Trøndelag fylkeskommune har en pågående anbudskonkurranse på hurtigbåten mellom Trondheim og Kristiansund. Alt tyder på at hydrogen blir valgt også på denne, og ferger og hurtigbåter fremstår generelt som gode kandidater for hydrogenbaserte løsninger



Figur 14: Norled tar i bruk verdens første bilferge med flytende hydrogen som drivstoff på Hjelmeland-sambandet i Rogaland i 2021. Illustrasjon: Skipsrevyen.

En studie finansiert av Fiskeri- og Havbruksnæringens Forskningsfinansiering (FHF) ble avsluttet i 2021 og konkluderte med at hydrogen- og ammoniakkdrevne kystfiskebåter utfyller med god margin kriteriene FHF hadde satt, bl.a. 12 timers autonomi.

Det er blitt bemerket at dagens kvotesystem, som inndeler fiskebåter under 21 meter etter lengden, skaper et kunstig press etter volum i fartøydesign, noe som er forulempende for utslippsfrie løsninger som gjerne krever noe mer plass enn diesel.

Et resultat fra studien er at få større båter ved de fleste fiskerihavner står for det meste av energiforbruket: ett av disse større fartøy kunne gjøre en hydrogenfyllestasjon på kaia økonomisk drivverdig.

3.6. Sikkerhet

Ved håndteringen av hydrogenbaserte energibærere må sikkerheten settes i høysetet. Hydrogen er svært brennbart og meget lett antennelig³⁶. Selv en elektrostatiske ladning (ikke engang en gnist) fra et menneske kan antenne en brennbar hydrogen-luftblanding³⁷. Hydrogenmolekylet er det minste som finnes i naturen, og kan dermed slippe ut gjennom mikroskopiske sprekker, noe som stiller store krav til hydrogentanker. Samtidig vil hydrogen kunne reagere med mange kjemiske komponenter som finnes i vanlige metall-legeringer. Materialnedbrytning kan føre til brudd på utstyr³⁸, og valget av materialer til hydrogenutstyr er avgjørende i designfasen. Et kjent problem er hydrogensprøhet, der enkelte ellers seige legeringer blir skjøre når de utsettes for hydrogen ved romtemperatur på grunn av lommer av høytrykkshydrogen som danner seg i metallgitteret; dette kan reverseres ved oppvarming av legeringen.

Hydrogen er fargeløst og luktfritt, og utslipp kan være vanskelige å oppdage. En hydrogen-flamme er knapt synlig i dagslys med det blotte øye og stråler lite varme, som gjør det vanskelig å oppdage den.

På positivsiden avgir en hydrogenbrann betydelig mindre varmestråling sammenlignet med hydrokarboner (f.eks. propan), noe som gjør den mindre skadelig for mennesker på en tilsvarende avstand³⁹, og hydrogenets letthet gjør at brennbar gass relativt raskt vil være borte fra utslippsstedet. I tillegg brenner flammen raskere enn hydrokarboner, noe som resulterer i redusert varighet av en potensiell brann og eksponering av personell involvert i ulykken.

Hydrogen er videre det hyppigst forekommende elementet i universet, er ugiftig, ikke-etsende og således ikke forurensende som bensin og diesel.

Hydrogen er en lett gass med lav tetthet og må komprimeres eller gjøres flytende for å øke lagringskapasiteten og redusere volumet på tankene. Tettheten til flytende hydrogen (LH₂) er 76% høyere enn for komprimert hydrogen ved 700 bar⁴⁰. Temperaturen fører til teknologiske utfordringer ved valg av materialer til utstyret og effektiv isolasjon. Et LH₂ –utslipp kan forårsake frostskafer og eksplosiv reaksjon med frossen luft. Damp fra LH₂ er tyngre enn atmo-

36 Ono R, Nifuku M, Fujiwara S, Horiguchi S, Oda T. Minimum ignition energy of hydrogen-air mixture: effects of humidity and spark duration. J Electrostat 2007;65:87-93.

37 NASA. Safety standard for hydrogen and hydrogen systems, guidelines for hydrogen system design, materials selection. Operations, Storage, and Transportation - NSS 1740;16:2005. Og McCarty R, Hord J, Roder H. Selected Properties of Hydrogen (Engineering Design Data). NBS Monogr. Boulder, Colorado: National Bureau of Standards; 1981.

38 Ustolin, F., Paltrinieri, N., Berto, F., 2020. Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review. Int. J. Hydrogen Energy 45, 23809–23840.

39 Klebanoff LE, Pratt JW, LaFleur CB. Comparison of the safety-related physical and combustion properties of liquid hydrogen and liquid natural gas in the context of the SFBREEZE high-speed fuel-cell ferry. Int J Hydrogen Energy 2017;42:757-74.

40 Argonne National Laboratory. The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation Model (GREET) 1.8d1 2010.

sfærisk luft, og vil bli en stund på bakken, men sammenlignet med andre flytende drivstoff vil pølen på bakken være mindre og raskere forsvinne takket være den raske fordampningen av LH_2 .

Hydrogen omdannet til ammoniakk løser flere av sikkerhets- og lagringsutfordringene. Håndteringen av ammoniakk har dog sine egne sikkerhetsmessige utfordringer.

Ammoniakk er karbonfri, ikke lett brennbar, og kan lagres som en komprimert væske ved moderat trykk (10 bar⁴¹ ved 25°C), som nedkjølt væske ved lett håndterbare temperatur (-33 °C ved 1 atmosfære), eller som komprimert gass. Høye gasskonsentrasjoner i luft kan føre til brann og eksplosjon. Ammoniakk er etsende og kan forårsake alvorlige hudforbrenninger, frostskaader og øyeskaader etter kontakt. Det er en fargeløs, sterkt irriterende gass med en skarp kvelende lukt. Ammoniakk er giftig, og eksponering for ammoniakk kan være dødelig ved innånding ved høye konsentrasjoner; heldigvis kan ammoniakk luktes tydelig ved konsentrasjoner langt under farenivået. Ved høye temperaturer kan det brytes ned og danne hydrogen og nitrogendioksid som er giftig. I det tilfellet står man med de samme sikkerhetsutfordringer som for hydrogen.

Disse sikkerhetsaspekter må håndteres i alle fasene av hydrogens livssyklus: produksjon, lagring, transport og bruk. Selv om hydrogen er et veldig kjent stoff, kan det oppstå nye farer når det brukes i nye applikasjoner og teknologier, som for eksempel fyllestasjoner⁴². I tidlig fase for en teknologi kan ulykker oppstå ukjent pga. mangel på omfattende ulykkesdatabaser.

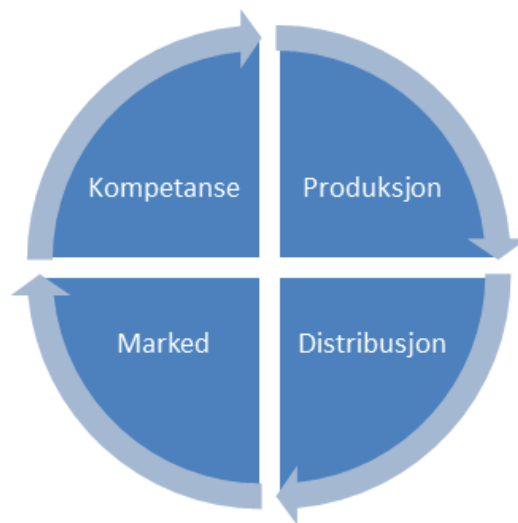
Samlet kan det konkluderes med at hydrogen fra et sikkerhetsperspektiv har både fordele og ulemper i forhold til konvensjonelle drivstoff. Det kan være et tryggere drivstoff enn hydrokarboner dersom aspekter som materialvalg, sikkerhetsinnretninger og unngåelse av tenningskilde håndteres under både design og i driftsfasen.

41 Patonia A, Poudineh R. Ammonia as a storage solution for future decarbonized energy systems. OIES Paper: EL 42. Oxford Institute for Energy Studies. 2020.

42 Jovanovic AS, Balos D. INTEg-Risk project: concept and first results. J Risk Res 2013;16:275-91.

Del 2: Verdikjede for hydrogen i Troms og Finnmark

I denne delen av mulighetsstudien vil vi konkret se på hvilke muligheter det er for å etablere en lønnsom verdikjede for rent hydrogen i Troms og Finnmark. Dette vil kreve et samspill mellom produksjon, distribusjon, marked og kompetanse. Dette er illustrert i figuren nedenfor. Kompetanse omtales i del 3.



Figur 15: Samspill i verdikjeden for hydrogen

Kapittel 4 presenteres en overordnet kartlegging av mulige leverandører og næringsarealer. I kapittel 5 gjøres estimer av regionens potensielle produksjon av rent hydrogen. Dette gjøres for grønt hydrogen fra vindkraft og vannkraft og blått hydrogen fra naturgass i Barentshavet med CO₂-fangst og -lagring. Det gis et estimat for potensialet for begge typer rent hydrogen for 2030, 2035 og 2045.

Kapittel 6 undersøker hvilke muligheter det er for å skape et marked for hydrogen. I denne delen vil markedet både være regionalt, men også nasjonalt/internasjonalt. Markedet for hydrogen vil være både etablering av forbruk av hydrogen / ammoniakk, men også bruken av hydrogen inn i andre prosesser (eks prosessindustri). Vi vurderer hvor mye hydrogen som kan forbrukes lokalt i 2030, 2035 og 2045 og dermed vil danne grunnlag for helhetlige hydrogen-baserte verdikjeder i fylket. Resultatene samles opp i kapittel 8 hvor det gis en samlet oversikt over potensielt lokalt forbruk og reduksjon av lokale klimagassutslipp. I tillegg til markeder for hydrogen og ammoniakk er det særlig aktuelt er det å se på hvilken verdiskaping som kan etableres på bakgrunn av biprodukter fra hydrogenproduksjonen - varme, oksygen og CO₂.

Kapittel 7 fokuserer på infrastruktur for hydrogen. Med infrastruktur forstår vi både muligheten for å frakte hydrogen til et regionalt og nasjonalt/internasjonalt marked. Det innebærer også en struktur for fyllestasjoner i det regionale markedet.

4. Kartlegging av mulige leverandører og næringsareal

I oppstartsfasen av denne mulighetsstudien ble det gjennomført en spørreundersøkelse blant bedrifter innen utvalgte bransjer i fylket. Undersøkelsen ble gjennomført i mai 2020 i samarbeid med Møre & Romsdal fylkeskommune⁴³. Denne skal ses som en kartlegging av bedriftenes eget syn på mulighetene for å bidra i i lønnsomme hydrogenbaserte verdikjeder og vil samtidig være en form for nullpunktsanalyse for prosjektet Hydrogenstrategi for Troms & Finnmark. Det er tanken å gjenta undersøkelsen en stund etter strategiprojektet er ferdigstilt og dermed eventuelt kunne måle effekter av strategiarbeidet.

De lokale bedriftene er de viktigste potensielle lokale leverandører i en lønnsom verdikjede. Utvikling av leverandørbransjen vil dermed ha stor betydning for i hvilken grad det skapes lokale ringvirkninger av hydrogenproduksjon.

Et utvalg på 189 bedrifter i Troms & Finnmark ble invitert til å svare på en spørreundersøkelse med formålet å kartlegge næringslivets syn på muligheter og utfordringer for utvikling av en lønnsom verdikjede for utslippsfritt hydrogen⁴⁴. Undersøkelsen ble gjort i samarbeid med Møre og Romsdal Fylkeskommune. Det var 28 respondenter i Troms & Finnmark (15% svargrad) hvilket alene hadde vært utilstrekkelig. Men da svarene for de to fylkene er veldig like, og det sammen med de 120 respondenter fra Møre og Romsdal (19% svargrad), er det tilstrekkelig med respondenter til at vi tør trekke ut noen generelle konklusjoner – med forbehold for usikkerheter på grunn av antall respondenter og en potensiell sammenheng mellom bedriftens interesse for «det grønne skiftet» og villigheten til å svare på en spørreundersøkelse om dette⁴⁵.

De viktigste konklusjonene er:

Deltakelse i det grønne skiftet anses som et konkurransefortrinn – særlig av store bedrifter (Figur 16).

Evnen til og viktigheten av å delta aktivt i en hydrogenverdikjede har klar sammenheng med bedriftens størrelse.

Respondentene anser det som et konkurransefortrinn å bidra mot det grønne skiftet. Jo større bedrift desto viktigere synes de at dette er. Andelen som svarer «I meget høy grad» eller «I stor grad» på utsagnet «Å delta aktivt i «det grønne skiftet» vil være et viktig konkurransefortrinn i min bransje» er så stor som 88% blant bedrifter med over 50 ansatte og 67% for de mellomstore (15-50 ansatte), mens andelen av positive svar er ca 45% for bedrifter med opptil 15 ansatte.

43 tffk.no/tjenester/naringsutvikling/forskning-innovasjon-og-utvikling/hydrogensone-arktis/

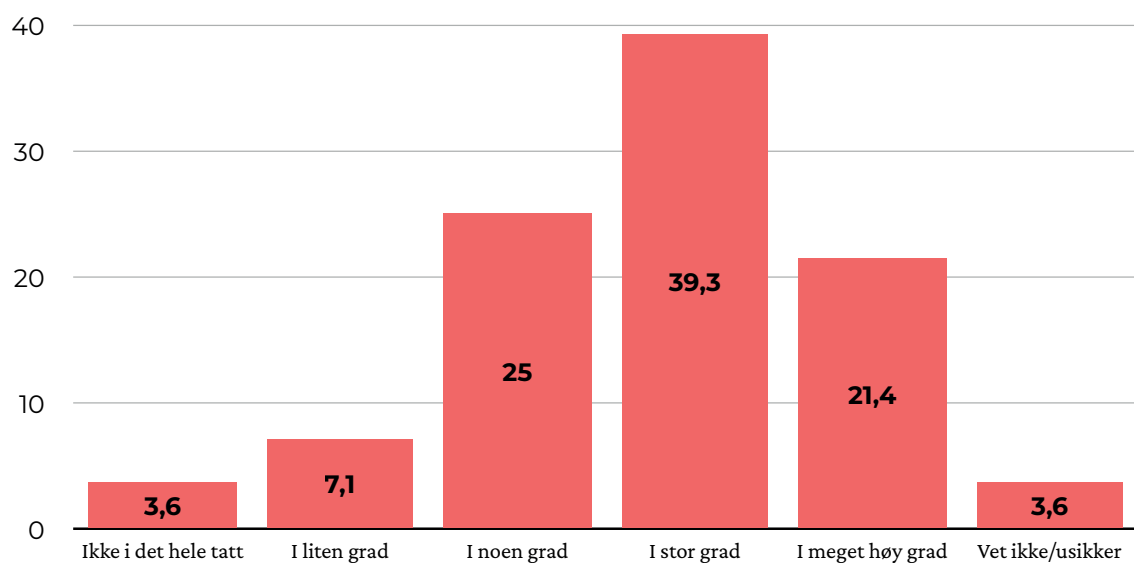
44 Hydrogen i ren form og/eller omdannet til ammoniakk eller metanol.

45 Kartleggingen kan dermed slå ut «for positivt» i forhold til et totalt gjennomsnitt av bedrifter innen de næringskategoriene som er spurt

- 25% av bedriftene mener å kunne bidra i en hydrogenbasert verdikjede *i dag*;
- 50% mener å kunne bidra i en hydrogenbasert verdikjede *innen 10-20 år*.

Av de største bedriftene er det nærmere 60% som finner det sannsynlig eller meget sannsynlig at de kan levere varer eller tjenester til verdikjeden for hydrogen innen de neste fem årene og 75% som mener å kunne dette i løpet av 10-20 år. Andelen av positive svar faller tydelig med bedriftens størrelse.

For bedrifter med under 15 ansatte er det bare en fjerdedel som anser seg selv som en sannsynlig deltaker i en hydrogenverdikjede i løpet av de neste 20 årene. Bedriftene viser en tydelig interesse i og vilje til å bidra til en hydrogenverdikjede.



Figur 16: Andel av respondentene som bekrefter at aktiv deltakelse mot det grønne skifte er et konkurransefortrinn i deres bransje. Over 85% svarer at dette gjelder i noen grad, i stor grad eller meget stor grad hvorav de 61% svarer i stor eller meget stor grad. Et tilsvarende mønster ses av svarene fra bedrifter i Møre & Romsdal.

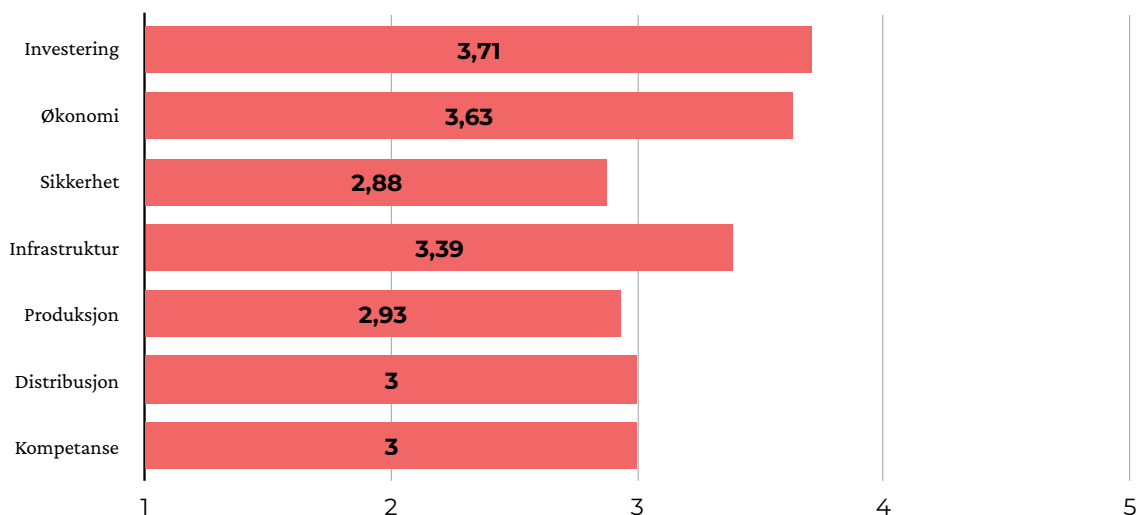
Bedriftene trenger sterkere økonomiske muskler og økt kompetanse for å kunne bidra i en verdikjede. Bedriftene ble bedt om å rangere syv potensielle utfordringer for etablering av en lønnsom verdikjede for hydrogen:

- Investering,
- Økonomi,
- Sikkerhet,
- Infrastruktur,
- Produksjon,
- Distribusjon og
- Kompetanse.

Investering, økonomi og infrastruktur anses som de største utfordringene

De minste bedriftene anser «Investering» som den største utfordringen med løpende økonomi på andre plass. De største bedriftene peker særlig på økonomi og infrastruktur. Det er interessant at «sikkerhet» generelt anses som den minste utfordringen.

Selv om respondentene bare rangerer kompetanse midt på treet som utfordring viser likevel spørsmål om kjennskap til anvendelsesmuligheter for henholdsvis Hydrogen, Ammoniakk og Metanol at man per mai 2020 er i en startgrup. Når det kom til hvor godt bedriftene kjente til anvendelsesmulighetene for hydrogen, ammoniakk og metanol i sin bransje svarte rundt 30% at de i stor grad eller i meget stor grad er kjent med dette for hydrogen, men kun 13% for ammoniakk i Møre og Romsdal og 18% i Troms & Finnmark; rundt 10% i begge fylkene for metanol.



Figur 17 Bedriftenes rangering av potensielle barrierer og utfordringer på veien mot etablering av lønnsomme hydrogenbaserte verdikjeder. Økonomi, Investering og Infrastruktur peker seg ut. Et tilsvarende mønster ses av svarene fra bedrifter i Møre & Romsdal, med litt lavere absoluttverdier for økonomi og investering (litt over 3,3).

Samlet konklusjon på spørreundersøkelsen: «Size matters» - Det må tenkes stort og koordinert og det offentlige må spille en aktiv rolle

Som en generell konklusjon på spørreundersøkelsen kan det trekkes ut at «size matters» – størrelse har betydning. Både hva angår bruksområde for hydrogen (applikasjon) og for bedriften som skal ta i bruk applikasjonen. Den bedriftskategori som er mest positiv er «Bygging reparasjon og vedlikehold av skip og skrog». Skip er store applikasjoner hvor batterier raskt vil komme til kort, og skipsverft er generelt store bedrifter. For små applikasjoner kan batteriet være tilstrekkelig og for små bedrifter vil det være mer krevende å legge om produksjon og forbruk mot hydrogen. Dette må ses i sammenheng med at de største barrierene som trekkes frem er «Økonomi» og «Investering». Disse barrierene vil åpenbart være vanskeligst å overkomme for de minste bedriftene. I rapporten fra spørreundersøkelsen konkluderes det at «Bedriftene viser en tydelig interesse og vilje til å bidra til en hydrogenverdikjede, men tren-

ger økonomisk støtte i oppstartsfasen. Etablering av fond og låneordninger vil være viktige nasjonale initiativer. Fylkeskommunen kan bidra med koordinering og kompetanseløft samt øke forståelsen for mulighetene som ligger i samhandling i et regionalt perspektiv".

Videre foreslås det at konklusjonen om at størrelsen har betydning også bør dras på virke-middelnivå. Store og koordinerte initiativer kan antas å ha bedre effekt enn små enkeltstående initiativ. I den sammenhengen er den seneste diskusjonen om differansekontrakter⁴⁶ svært interessant. Differansekontrakter vil gjøre det mulig for aktører å få dekket forskjellen i pris mellom det fossile alternativet og nullutslippsalternativet, og dermed fungere som en subsidie for nullutslippsalternativet og dermed gjøre investeringer i nullutslippsalternativer lønnsomme på et tidligere stadium enn ellers, og dermed tilskynde investeringer i hydrogen-infrastruktur og i applikasjoner hos sluttbrukere. Et slikt stort statlig initiativ som differansekontrakter er potensielt utløsende virkemiddel for etablering av lønnsomme hydrogenbaserte verdikjeder.

Kartlegging av tilgjengelig næringsareal i kommunene – En forutsetning for produksjon

En produksjon av både blått og grønt hydrogen vil kreve at det er tilgjengelig næringsareal og kritisk infrastruktur i kommunene. Fylkeskommunen har igangsatt (men ikke slutført) et arbeid med kartlegging av tilgjengelig næringsareal i Troms og Finnmark. I kartleggingen er det lagt vekt på om det i kommunen er:

- tilgjengelig næringsareal over 500 mål
- tilgang eller mulighet for dypvannskai
- nærhet til tilgang på naturgass for produksjon av blått hydrogen
- nærhet til tilgang på fornybar elektrisitet for produksjon av grønt hydrogen.
- tilgang på kjølevann og ferskvann

To viktige fortrinn for kommuner i Troms og Finnmark er tilgangen på rimelig elektrisitet, samt kaldt sjøvann som kan benyttes til kjøling. Produksjon av hydrogen krever store mengder kjøling, og den lave temperaturen i havet er en stor fordel.

Produksjon av grønt hydrogen krever tilgang på fornybar elektrisitet. Prisen på kraft er rimeligere i Finnmark enn resten av landet, og dette utgjør en stor fordel for produsenten.

46 tu.no/artikler/differansekontrakter-binder-regjeringen-til-masta/512757?key=e3ru151S

5. Potensiell produksjon av rent hydrogen

Troms & Finnmark har meget gode forutsetninger for produksjon av rent hydrogen, både grønt og blått. Grønt hydrogen til dels fordi Nord-Norge per i dag har et kraftoverskudd, men særlig fordi Troms & Finnmark kan skilte med vindressurser i verdensklasse med rekordstor effektutnyttelse av hver installerte MW vindkraft. Troms & Finnmark har dermed et geofysisk bestemt konkurransefortrinn innen grønt hydrogen i kraft av gode vindressurser og derav potensielt lave produksjonskostnader. Blått hydrogen fordi Barentshavet ventes å inneholde store deler av Norges gjenværende gassressurser, og det samtidig er kjente reservoarer til lagring av CO₂, hvorav ett er i prosjekteringsfasen mens Snøhvit er i funksjon.

Våre anslag for potensiell lokal produksjon er beheftet med store usikkerheter, men skal kunne gi en pekepinn på hva som kan være mulig. Usikkerhetsmomentene for grønt hydrogen ligger særlig i hvor mye av regionens teoretiske vindkraftpotensial som kan tas ut når alle øvrige interesser for arealbruk og vern skal hensyntas og til realisering av 420 kV kraftlinje til Øst-Finnmark. Usikkerhetene for produksjon av blått hydrogen går spesielt på lagringssiden, men også på leteaktivitet og -suksess i gassletingen og leting etter framtidige lagringsfelt. Våre estimater og tidshorisonten for disse bygger på aktørenes egne offentlig kjente forventninger og investeringsplaner samt eksisterende konsesjoner og regionale planer for vindkraft. Planer er alltid under potensiell endring i takt med utvikling av ny kunnskap, teknologi og politikk, og det bør være aktuelt med hyppige oppdateringer og revurderinger av disse estimatene i årene fremover.

Status for kraftproduksjon og forbruk

Fylket er i dag en stor kraftprodusent. Det ble produsert 6,9 TWh elektrisk kraft i Troms & Finnmark fordelt på 4,45 TWh fra vannkraft, 1,5 TWh fra gasskraft (produsert og forbrukt i Equinors anlegg på Melkøya), ca. 0,2 TWh fra annen varmekraftproduksjon og 0,75 TWh fra vindkraft⁴⁷.

Stor-fylkets eget forbruk av elektrisk kraft var i 2019 på 7,6 TWh hvilket gjør stor-fylket til en netto-importør av elektrisk kraft på om lag 0,7 TWh. Nordland har et kraftoverskudd på nærmere 7 TWh hvilket gjør at Nord-Norge som region er netto-eksportør av 6 TWh elektrisk kraft. Ytterligere produksjon av elektrisk kraft i Troms & Finnmark kan derfor benyttes fullt ut til produksjon av grønt hydrogen/ammoniakk. Som følge av eksisterende kraftproduksjon er det allerede etablert kompetanse og verdikjeder for kraft.

47 Data fra NVE og SSB (nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon,ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar,ssb.no/440190/nettoforbruk-av-elektrisk-kraft-i-alt-etter-forbrukergruppe-og-fylke.gwh).

Det er 7 vindkraftverk med totalt 511 MW installert og 77 vannkraftverk med totalt installert 884 MW.

5.1. Modenhet for produksjonsteknologi for storskala produksjon av grønt hydrogen

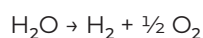


Figur 18: Hydrogenfabrikk Berlevåg. Foto Varanger Kraft AS

Benevnelsen “grønt hydrogen” innebærer at hydrogen produseres av elektrisitet fra en fornybar kilde. I dette kapitlet vil se på muligheten for produksjon i fra særlig vindkraft og til dels vannkraft. Det er to prosjekter i fylket på produksjon av grønt hydrogen: et i Berlevåg i regi av Varanger KraftHydrogen AS og et i Finnsnes i regi av Statskraft og Finnfjord AS⁴⁸. Begge disse har som hoved-case ved oppskalering til kommersiell skala å omforme hydrogenet til annen og mer håndterbar energibærer. I Berlevåg til produksjon av ammoniakk, i Finnsnes produksjon av metanol. Uansett er det hydrogen som er det primære produktet.

Elektrolyseteknologier

Det finnes flere aktuelle teknologier for å spalte vann vha. elektrisitet, som har litt forskjellige kostnader, modenhet og tekniske egenskaper. Reaksjonen for vannspalting er i prinsipp veldig enkel:



Reaksjonen skaper 1,5 molekyler gass per molekyl vann, og forårsaker derfor en økning av gassmolekyler: dette betyr at reaksjonen foregår best ved *lavt trykk*. Det er likevel gode grunner til å streve til å få reaksjonen til å foregå ved *høyt trykk*, da hydrogen må nesten alltid komprimeres etter produksjon for lagring eller fylling: trykksetting av flytende vann er langt enklere og billigere enn komprimering av en gass, og høytrykkelektrolyse kan derfor være økonomisk gunstig.

Det er konsensus i forskermiljøet om at det er avgjørende for økonomien av elektrolyseanlegg i startfasen å kunne utnytte elektrolysørenes raske dynamikk for å selge *nettjenester*, altså fungere som effektreserve til kraftnettet. En elektrolysør som raskt kan startes og stanses vil

48 statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/statkraft-and-finnfjord-methanol/

kunne tjene penger på dette, og dette kan være avgjørende i den tidlige utrullingsfasen når det er lite kunder for hydrogen.

Alkaliske elektrolysører

Alkalisk teknologi er den desidert eldste på markedet, og er fortsatt den med høyest virkningsgrad. Elektrolysen foregår i en kaustisk løsning hvor hydrogen og oksygen adskilles ved tilførsel av likestrøm slik at hydrogenet kan utvinnes.

Teknologien har lenge vært i utstrakt bruk i Nord-Norge ved Hydros anlegg i Glomfjord, med en kapasitet på 135 MW, som er enorm den dag i dag. Teknologien ble hovedsakelig brukt til å lage ammoniakk, men ble etterhvert utkonkurrert av naturgassreformering innen 90-tallet. I dag kan dette reverseres takket være billig fornybar strøm, bedre teknologi og prising av CO₂-utslipp.

Alkaliske elektrolysører har behov for et moderat oppvarmet løsning (ca. 70 grader), som på grunn av den store varmekapasiteten gjør denne teknologien noe tregere å starte opp enn PEM. De har også begrenset mulighet for operasjon ved delast og trykksatt drift. Av alle de kommersielle teknologiene beholder de den høyeste virkningsgraden, men de anses også som en moden teknologi med begrenset kapasitet for videre utvikling. De fleste produsenter av alkaliske elektrolysører har de siste årene satset i PEM-teknologien enten ved intern utvikling eller oppkjøp.

PEM-elektrolysører

Protonutvekslingsmembraner (PEM) er en nyere type elektrolysører som har de siste årene vært fokus for de fleste leverandører på markedet; elektrolyseren i Haeolus-prosjektet er også av PEM-typen. I disse elektrolysører spaltes vann i oksygen, elektroner og protoner; protonene ledes så gjennom membranen til den andre siden, mens elektronene tvinges over av en ytre spenning.

PEM-elektrolysører har enda litt lavere virkningsgrad enn alkaliske, men de fleste produsenter ser ut til å tro at de kan hente inn dette forspranget. De har til gjengjeld raskere dynamikk, som gjør dem egnet til å levere reservetjenester til kraftnettet, og er veldig kompakte, som gjør det lettere å produsere trykksatt hydrogen; Haeolus-elektrolyseren produserer for eksempel hydrogen ved 30 bar.

Fastoksidadelektrolysører (SOE)

Disse elektrolysørene er en nyere type som fortsatt er under utvikling. De opererer ved mye høyere temperaturer (over 500 grader), som gjør at de ikke behøver katalysatorer med høy ytelse som PEM, og kan på sikt bli billigere. De forventes også å kunne nå høyere virkningsgrad enn alkaliske elektrolysører.

I denne typen er membranen erstattet av et keramisk materiale som lar oksygenioner (heller enn protoner) diffundere gjennom overflaten. Det er usikkert om slike elektrolysører vil oppnå tilstrekkelig rask dynamikk til å kunne levere raske tjenester til kraftnettet, da keramiske materialer er gjerne følsomme for temperatursvingninger.

Betingelser for elektrolyseødrift

For alle elektrolyseører er det et felles krav at de skal mates med rent, deionisert vann for å unngå skade på enheten. Dette er ikke spesielt kostnadskrevende da hydrogen inneholder mye energi, og de trenges relativt lite vann til å lagre en stor mengde energi. For eksempel, et helt års produksjon fra Raggovidda-1 tilsvarer ca. 35000 m³ vann, ca 3 minutter av Tanaelvas vannføring.

Hydrogen fra elektrolyse er gjerne veldig rent, med vanddamp som eneste "urenhet". Dette er typisk utbedret ved tørking i zeolitter før lagring slik at hydrogenet overholder de strenge renhetsspesifikasjonene for bruk i brenselceller.

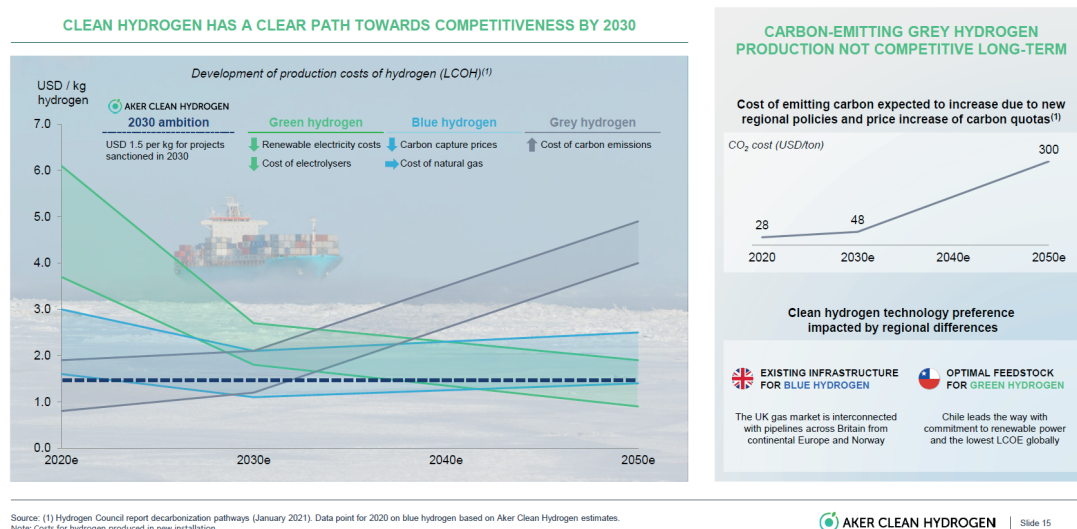
Produksjonskostnad for grønt hydrogen

Effektiviteten for elektrolyseører er i dag på ca 63% og ventes å øke til ca 70% mot 2030⁴⁹. Økt effektivitet betyr at det kan produseres ca 10% mer hydrogen per kraftenhet noe som vil redusere noe som vil redusere kraftbehovet per kg hydrogen fra godt 52 kWh til ca 48 kWh/kg og produksjonskostnaden tilsvarende. DNV-GL viser i sin synteserapport for OMD og KMD til beregninger av produksjonspriser for hydrogen med PEM-elektrolyseører på ned mot 32 kr/kg i 2020 og ned mot 25 kr/kg i 2030 ved produksjon i stor skala. Dette er basert på strømpriiser på ned mot 34 øre/kWh i 2020 og 38 øre/kWh i 2030. Til sammenligning er levelized cost of energy (LCOE) for utbygging av vindparken på Raggovidda beregnet til under 30 øre/kWh, hvilket skal gjøre det mulig å produsere grønt hydrogen til konkurransedyktige 20 kr/kg ved produksjon fra en 50 - 100 MW vindpark (Proost, 2020). Utviklingen går raskt og det israelske selskapet H2PRO har under utvikling en teknologi som kan redusere kraftbehovet per kg hydrogen til 40 kWh⁵⁰. I beregningene i denne mulighetsstudien anvendes 48 kWh per kg grønt hydrogen. Ytterligere teknologiforbedringer vil resultere i større produksjon og dermed større verdier.

49 Zenith m. fl. «Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner 2. utgave» s. 83 [sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2627911](https://brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2627911)

50 h2pro.co/technology

Clean hydrogen with clear path to cost competitiveness by 2030



Figur 19 Fremskriving av produksjonskostnadene for grått, blått og grønt hydrogen inkludert forventede utslippskostnader for CO₂. Slide presentert av Aker Clean Hydrogen.

Vannkraft

Det er bygget ut 886 MW vannkraft i Troms & Finnmark fra 77 kraftverk med en samlet årsproduksjon på 4,45 TWh, noe som svarer til at det produseres kraft 5000 timer per år med full effekt. Flere vannkraftanlegg er av eldre dato og vil kunne opprustes til en økt virkningsgrad, eksempelvis gjennom fornying av turbiner. Oppgradering av allerede etablerte anlegg vil kunne øke fylkets kraftproduksjon uten å ta i bruk mer urørt natur, og er derfor umiddelbart en attraktiv vei å gå. Potensialet for økt kraftproduksjon er likevel begrenset. NVE anslår at det samlede reelle teknisk-økonomiske potensial for hele Norge ved opprusting og utbygging av vannkraftanlegg er +7,6 TWh (+5,6%), hvorav oppgradering står for de 4,4 TWh (3,2%) og resten skal komme fra ny utbygging. En mer optimistisk studie fra NTNU på 20 prosjekter gjennomført mellom 2000 og 2015 viser til en produksjonsøkning på 6 til 60% med et gjennomsnitt på 23%⁵¹. Dersom alle vannkraftanlegg i fylket hadde økt produktiviteten med 23% ville det svare til ekstra 1 TWh per år eller det samme som den potensielle produksjonen fra en 250 MW vindpark med 4000 fullasttimer. Legger man NVEs anslag på +3,2% til grunn, er potensialet nærmere 0,15 TWh, hvilket er mindre enn dagens produksjon fra en enkelt 50 MW vindpark.

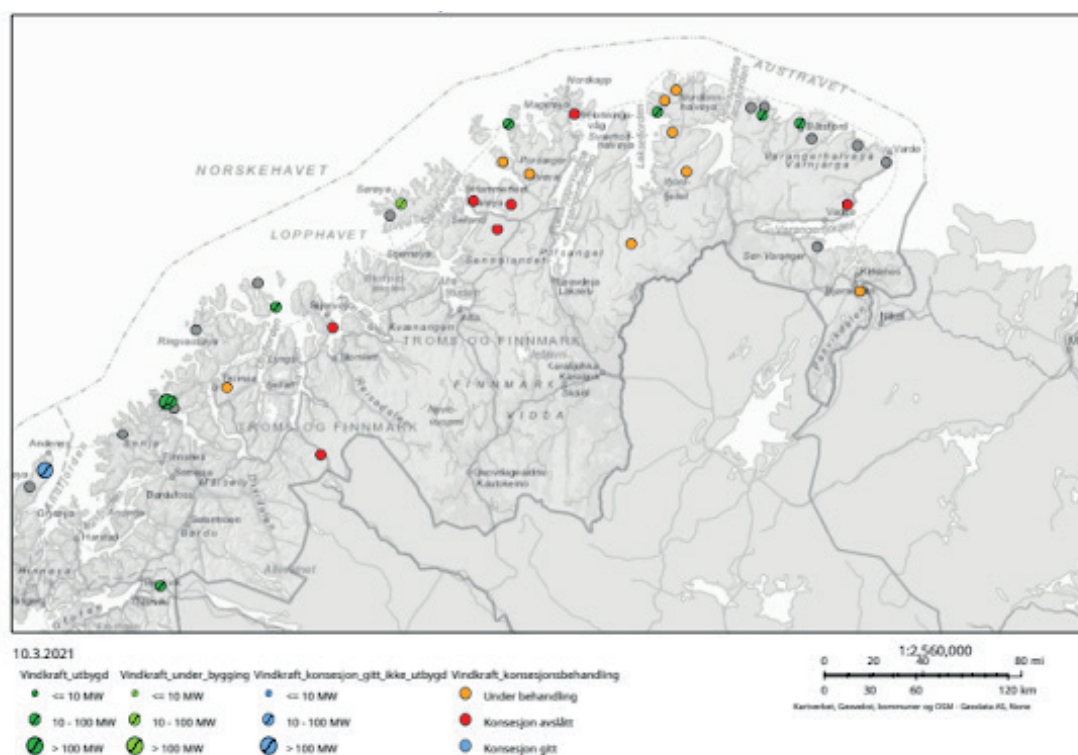
Vi anser det ikke som et sannsynlig business-case at man oppgraderer vannkraft med formålet å produsere hydrogen. Opprustning vil likevel kunne øke produksjonen av hydrogen i fylket indirekte gjennom at fabrikker tilknyttet vindkraftverk vil kunne produsere også når det ikke blåser, og ved å redusere andelen av vindkraft som brukes som elektrisk kraft. For å få med potensielle effekter av opprustning av vannkraftverk legger vi til grunn at 1% av vannkraftverkene oppgraderes årlig fra og med 2021, at produktivitetsøkningen er på 5 % og at

51 Forfatterne bak denne studien mener potensialet for landet kan være opp mot 20-30 TWh. Omtalt blant annet her: energiteknikk.net/2020/06/moter-motbor-om-vannkraft-potensialet/

denne ekstra brukes til hydrogenproduksjon fra og med 2030. Dette vil gi 400 tonn hydrogen i 2030, 600 tonn i 2035 og 1000 tonn i 2045, hvilket er så lite som er 1-2% av potensiell produksjon fra vindkraft (neste avsnitt). Selv dersom studien fra NTNU legges til grunn ville ikke vannkraftoppgradering bidra med mer enn 3-8% av potensiell produksjon fra vindkraft. Dette understreker nødvendigheten av en utbygging av ny fornybar kraft dersom man skal produsere store mengder grønt hydrogen.

Vindkraft

Det er store uutnyttede vindkraftkonsesjoner i Troms & Finnmark. Det er gitt konsesjoner i Troms & Finnmark på totalt 1060 MW, men kun 470 MW er bygget ut. En grunn til dette er begrenset nettkapasitet og at det allerede er kraftoverskudd i Nord Norge. Det er et teoretisk rom for å bygge ut 590 MW ekstra utelukkende til hydrogenproduksjon innenfor allerede gitte konsesjoner⁵². Fylket har i dag ikke en ny regional plan for utbygging av vindkraft, men tidligere Regional Vindkraftplan for Finnmark angir et mål om utbygging av ytterligere 1500 MW i Finnmark. Hvor mye som er realistisk å bygge ut for hydrogenproduksjon vil avhenge av blant annet pris og den generelle viljen til å bygge ut vindkraft.



Figur 20: Konsesjonssøknader for vindkraft i Troms og Finnmark, kilde NVE

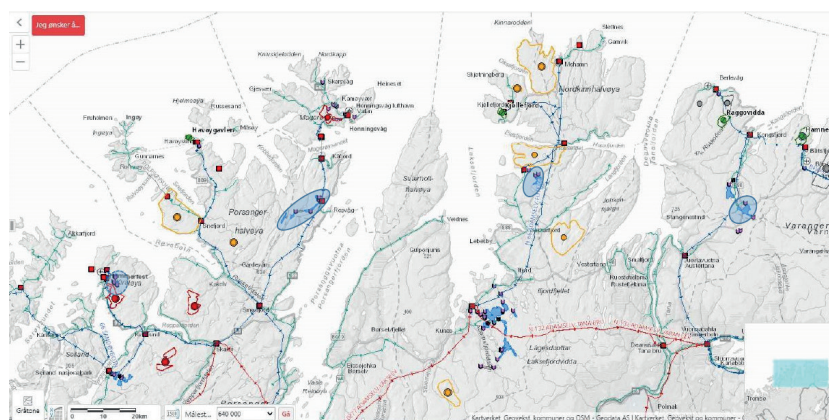
52 Det knyttes betydelig usikkerhet til dette tallet. Stortinget har pålagt regjeringen å gå gjennom alle gitte konsesjoner og eventuelt inndra konsesjoner som ikke er idriftsatt innen 31.12.2021. Selve prosessen med gitte og omsøkte konsesjoner ligger utenfor mulighetsstudiets fokusområde. Det som er vesentligst er å vurdere potensialet for hydrogenproduksjon for grønt hydrogen.

Ny kombinasjon? Samlokalisering av vann- og vindkraft

Det finnes steder der det allerede er bygget ut vannkraft som samtidig er velegnede til vindkraft. Dette er usedvanlig all den tid at et flatt terreng gir det beste utgangspunktet for vindkraft, mens store høydeforskjeller er ideelt for vannkraft. Fordelene ved å etablere vindkraftverk der det allerede er etablert vannkraft er åpenbare. Det tapes et minimum av urørt natur samtidig med at det allerede er infrastruktur i området.

Nordkapp kommune pekte i sin vindkraftutredning fra 2018⁵³ på et slikt område hvor det i dag er etablert vannkraft fra fire oppdemmede vann 270-290 meter over havnivå, og samme område tilbyr gunstige geofysiske forhold for vindkraft. Over 3500 fullasttimer, middelvindstyrke i 120 m høyde over 8-9 m/s, lavt terrengkompleksitet og begrenset ising.

Tilsvarende områder der eksisterende vannkraftverk ligger i områder som geofysisk er godt egnet for vindkraft finner man også i Hammerfest, Lebesby og Berlevåg kommuner (se figur). Området i Hammerfest ligger tett ved en lokasjon hvor det tidligere er avslått konsesjonssøknad, mens områdene i Lebesby grenser opp til et område med en aktiv konsesjonssøknad.



Figur 21 Eksisterende vannkraftverk der det også er gode geofysiske forhold for vindkraft.

5.2. Ulike scenarier - hydrogenproduksjon fra ny vindkraft

I det følgende beregnes potensiell produksjon av grønt hydrogen fra nybyggede eller utvidede vindkraftverk. Det regnes det på tre forskjellige scenarier av økende størrelse og tidshorison: lav - middels - høy⁵⁴. Usikkerheten øker med størrelsen på scenariene. De to scenariene middels og stor tar utgangspunkt i eksisterende konsesjoner og planer, men det er usikkerhet knyttet til om eksisterende konsesjoner som ikke er satt i drift vil tillates utbygd, og det er økende motstand mot vindkraft på land i Norge. Vi tar som utgangspunkt at scenariene kan realiseres innen henholdsvis 2030 (lille), 2035 (mellom) og 2045 (stort). For scenariene for 2035 og særlig 2045 kan deler av den økte kraftproduksjonen også tenkes å komme fra kystnær havvind eller andre fornybare kraftkilder.

53 nordkapp.kommune.no/nordkapp-kommune-har-i-2018-utredet-potensialet-for-vindkraftutbygging-i-kommunen.6158685-2925.html

54 Det tas utgangspunkt i 4000 fullasttimer for det minste scenariet hvor bare Raggovidda og Hamnefjellet bygges ut og at all utbygging ellers skjer i områder med 3500 fullasttimer.

Lav utnyttelse og kort tidshorisont. Det raskeste scenariet er satt til en hydrogenproduksjon fra nye 225 MW vindkraft. Dette er konsesjoner som er gitt og vil kunne bygges ut raskt. Dette scenariet inneholder en full utnyttelse av konsesjonene på Raggovidda, Berlevåg (nye 155 MW) og Hamnefjellet, Båtsfjord (nye 70MW). Med 4000 fullasttimer gir dette 0,9 TWh til hydrogenproduksjon nok til ca 19 000 tonn hydrogen per år, nok til at 5000 busser kunne kjøre jorden rundt eller 19 000 busser kunne kjøre Gibraltar – Nordkapp og retur, eller nok til å kunne dekke det årlige drivstoffbehovet til 164 000 norske personbiler⁵⁵. Det er konkrete planer om storskalaproduksjon av grønt hydrogen og ammoniakk i Berlevåg med dette produksjonsnivå (se case "Green ammonia Berlevåg i Del 4) og dette scenariet bør være realisert i inneværende tiår. Vi anslår at en første storskalaproduksjon på 10 000 tonn per år er på plass innen 2025 og resten innen 2030.

Middels utnyttelse og mellomlang tidshorisont. Det mellomste scenariet tar for seg tilnærmet full utbygging av tilgjengelige konsesjoner, herav 80% til hydrogenproduksjon, noe som vil gi 450 MW utbygging til hydrogenproduksjon, eller om lag en fordobling av full utbygging av Raggovidda og Hamnefjellet. Dette scenariet vil kreve at det bygges to til tre nye vindparker i samme størrelsesorden som Raggovidda og Hamnefjellet. Dette kan eksempelvis gjøres i områder der det allerede produseres vannkraft (Figur 21) slik at det ikke tapes mer urørt natur. Vi anslår at dette kan gjøres innen utgangen av 2035. Disse områdene vil gi litt lavere effektivitet enn Raggovidda og Hamnefjellet, derfor setter vi fullasttimer til 3500 for øvrige nye lokasjoner. Dette vil totalt gi 34 000 tonn hydrogen årlig.

Høy utnyttelse og lang tidshorisont. Det store scenariet er beregnet i forhold til full utbygging av allerede gitte konsesjoner i tillegg til at 70% av målsettingen i regional vindkraftplan for Finnmark bygges ut til hydrogenproduksjon. Vi anslår 2045 som en mulig tidshorisont for dette. Dette scenariet vil kreve at det bygges minimum en stor vindpark eller at flere av de eksisterende oppgraderes med mer effektive turbiner. En alternativ mulighet er også at kystnær havvind eller andre grønne alternativer (se nedenfor) kan være lønnsomme i 2045, slik at deler av den nødvendige ekstra vindkraften til hydrogenproduksjon i Troms & Finnmark kommer fra kystnær havvind eller andre grønne løsninger. Dette scenariet gir en total utbygging på 1500 MW og kan produsere ca 107 000 tonn hydrogen per år.

Sol, tidevann og bølge

Det er store tidevannsforskjeller langs kysten og flere sund hvor det genereres store og stabile tidevannsstrømmer. Dette kan utnyttes med vannturbiner som det har vært pilotert i Kvalsund. Det finnes flere tidevannskraftanlegg i verden, men dette er en teknologi som fortsatt har til gode å ta av. Turbinene ved Kvalsund var på 0,3 MW. For å komme opp i nærheten av produksjonen fra en vindpark må dette mangedobles.

Særlig tidevannsstrømmer og bølgekraft kan bli fremtidige områder for kraftproduksjon på kysten. Vi har ikke grunnlag for å anslå hverken størrelse eller tidshorisont, men etterhvert som teknologien utvikler seg innen hydrogen og elektrolysører vil disse mulighetene også kunne åpne seg.

55 med gjennomsnittlig kjørelengde på 12 000 km: ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/klreg/aar/2020-03-24

5.3. Utnyttelse av oksygen, biprodukt av grønt hydrogen

For hvert kg grønt hydrogen som produseres, produseres det 8 kg oksygen. Markedsverdien av oksygen avhenger av renheten og avstand til marked. Det kan være avgjørende for et business-case for grønt hydrogenproduksjon at merverdien per kg produsert hydrogen utnyttes, men det er vanskelig å fastsette en realistisk pris for oksygen.

Et prosjekt fra 2017 av Osland Settefisk i Kvinnherad kommune som så på anvendelse av hydrogen til arbeidsbåt til et settefiskanlegg og anvendelse av oksygen i settefiskanlegget tok utgangspunkt i 3 kr/kg oksygen, noe som vil gi en oksygenverdi på 60% av verdien til hydrogenet (gitt en hydrogenverdi på 40 kr/kg). Selv en lav oksygenpris på 50 øre per kg vil kunne øke den totale verdien av produksjon fra et grønt hydrogenanlegg med 10%.

Det er likevel usikkert om man har lokale forbrukere til de mengdene oksygen som vil produseres. Ved økt global produksjon av hydrogen vil det samtidig bli produsert store mengder oksygen på flere plasser hvorved eksport kan bli et vanskelig business-case. Det vil være større verdi i nyetablering av oksygenkrevende næringer lokalt. Dersom man lykkes med å etablere ny lokal næring som kan nytte oksygen vil det gi en merverdi til produksjonen av grønt hydrogen. Som et konservativt anslag vurderer vi oksygenets verdi til 50 øre per kg. Reell markedspris kan være vesentlig høyere, men vi tar høyde for at ikke alt blir utnyttet. 50 øre pr kg vil svare til en anvendelsesgrad på mellom en sjettedel og en firedel av produsert oksygen, hvilket vil si at det vil være et betydelig mer-potensial for utnyttelse av oksygen.

De tre vindkraftscenariene vil generere en betydelig bi-produksjon av oksygen, på henholdsvis 160 tusen tonn for det lille scenariet, 240 tusen tonn for det mellomste og 720 tusen tonn for det store, noe som ved 50 øre per kg oksygen vil ha potensiell salgsverdi på 70 mill kroner, 130 mill kroner og 410 mill kroner for de tre scenariene.

Samlet potensiell produksjon og verdi av grønt hydrogen

Samlet potensiell produksjon av grønt hydrogen er summert i tabellen nedenfor, hvor også produksjon og verdi av bi-produktet oksygen er med. Vi ser et samlet potensial for grønt hydrogen i fylket på om lag 19 tusen tonn innen 2030, 37 tusen tonn i 2035 og opp til 108 tusen tonn i 2045.

Grønt hydrogen							
Vindkraft	Kraft	Hydrogen	Verdi H ₂	Oksygen	Verdi O ₂	Samlet verdi	
Scenarie	TWh/år	1000 tonn/år	mill. NOK	1000 tonn/år	mill.NOK	mill. NOK	Tidshorisont
Lite 225 MW	0,90	17,3	692	138	69	762	2030
Mellom 470 MW	1,75	33,6	1344	269	134	1479	2035
Stort 1500 MW	5,35	102,9	4117	823	412	4529	2045
Vannkraft - oppgradering							
9% oppgradering = ekstra effekt 20 MW	0,10	1,9	77	15	15	92	2030
14 % oppgradering = ekstra effekt 31 MW	0,16	3,0	119	24	24	143	2035
24% oppgradering = ekstra effekt 53 MW	0,27	5,1	204	41	41	245	2045
Grønt hydrogen totalt							
225MW vind + 20 MW vann	1,0	19,2	769	154	85	854	2030
470MW vind + 31 MW vann	1,9	36,6	1463	293	158	1622	2035
1500 MW vind + 53 MW vann	5,6	108,0	4321	864	453	4774	2045

Tabell 4 Samlet potensiell produksjon og verdi av grønt hydrogen

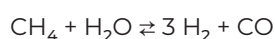
5.4. Blått hydrogen fra Barentshavets naturgass

Teknologi

De aller fleste teknologier for produksjon av blått hydrogen er godt kjent fra før, og det som er nytt er hovedsakelig anvendelsen eller skalaen. Av denne grunnen regnes blått hydrogen til å være potensielt billigere enn grønt hydrogen i dag, men også til å ha mindre potensiale for kostnadsreduksjon.

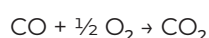
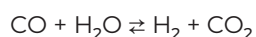
Naturgassreforming

Det aller mest av hydrogen i dag produseres ved reformering av naturgass (mest metan⁵⁶, CH₄), der gassen blandes med damp ved høy temperatur og trykk:



Denne blandingen av hydrogen og karbonmonoksid kalles gjerne *syntesegass* og er et svært viktig utgangspunkt i mange kjemiske prosesser.

Karbonmonoksid er en katalysatorgift for bl.a. brenselceller og må fjernes; dessuten inneholder CO ikke rent så lite energi som kan omdannes til hydrogen. Dette gjøres gjerne i flere steg ved vann/gass-skiftreaksjon og senere partiell oksidasjon av CO, gjerne med gradvis nedstigende temperatur gjennom de forskjellige enhetene.



Renhet er en svært viktig egenskap for hydrogen til bruk i brenselceller, som gjerne må være 99,999 % rent og tilfredsstillende svært strenge krav til CO-innhold. Disse krav er normalt ikke gjeldende for dagens hydrogenproduksjon i stor skala, som gjerne benytter syntesegass direkte.

Hydrogen fra fossil naturgass betegnes gjerne som *grått hydrogen*, og slipper ut ca. 5,5 kg CO₂ per kg hydrogen; tilsvarende mengde diesel (typisk virkningsgrad medregnet er det ca. 7 liter) slipper ut ca. 19 kg CO₂.

CO₂-fangst

For at hydrogen fra naturgass skal telle som CO₂-utslippsfri, må CO₂ fanges og lagres. CCS fra hydrogenproduksjon er noe forskjellig fra CCS for kraftverk som ble foreslått for f.eks. Mongstad-raffineriet, da CO₂ er omgitt av et *reduserende* middel (hydrogen) i motsetning til oksygenet i eksosgassen fra et kraftverk, som er *oksiderende*, og har dermed motsatte kjemiske egenskaper. Mange av prinsippene er dog lignende eller like.

Absorpsjonsbaserte prosesser har lenge vært betraktet som mest aktuelle for kraftverk. I disse bindes CO₂ med andre molekyler (f.eks. aminer) i flytende fase og dermed separeres fra gassfasen. Aminer har ofte degraderingsproblemer med oksiderende gasser som oksygen, men bør fungere fint med hydrogen.

⁵⁶ Reaksjonen er lignende for andre komponenter av naturgass som etan og propan.

PSA-prosesser adsorberer CO₂ på faste forbindelser, som er lagret i flere reaktorer som etter tur blir trykksatt slik at CO₂ fra avgassen fanges i den ene reaktoren, mens tidligere fanget CO₂ frigjøres og sendes videre til lagring i den andre.

Membranseparasjon kan være veldig relevant for hydrogen, da det har et veldig lite molekyl med veldig høy permeabilitet og fysiske egenskaper som er veldig forskjellig fra CO₂.

Kryogenisk separasjon kan være aktuell om hydrogenet uansett skal flytendegjøres. Da kan CO₂ felles ut fra gassen i første omgang, da det blir flytende allerede ved -57 °C mens hydrogen er i gassfase helt ned til -253 °C.

CO₂-lagring

For at grått hydrogen skal kunne telle som blått og dermed ikke forbundet med netto utslipp av CO₂ til atmosfæren, må den fangede CO₂ lagres på en forsvarlig måte.

Den mest relevante måten å lagre CO₂ på er geologisk lagring i reservoar. Verden over er interessen størst for saltholdige akvifere, altså reservoarer av saltvann ved moderat dybde, ca. 800 m; denne dybden tilsvarer omtrent trykket der CO₂ blir en superkritisk væske, som gir en rekke fordeler i forhold til en gass. Interessen for akviferlagring skyldes hovedsakelig at disse er noenlunde jevnt fordelt over kloden, mens utarmede hydrokarbonreservoarer er som kjent konsentrert i enkelte land – deriblant Norge. Det kan derfor være svært relevant å lagre CO₂ i utarmede gassreservoarer på norsk sokkel, som er allerede geologisk grundig undersøkt og er ferdig boret.

Et alternativ er lagring i karbonater, altså mineraler som CaCO₃ (kalk). I og med at produktet er et fast stoff og er betydelig tyngre enn CO₂ som lagres, kan dette by på utfordringer, men krever ikke mer infrastruktur enn et deponi.

Produksjonskostnad for blått hydrogen

DNV – GL anslår i sin synteserapport OMD og KMD produksjonspriser for blått hydrogen på mellom 10 og 15 kr / kg hydrogen. Produksjonskostnad for blått hydrogen i Troms & Finnmark antakelig vil antakelig være lik eller lavere enn for deler av landet, fordi tilgangen på gass og nærhet til lagringsfelt gir fylket geografiske fordeler.

Det produseres og skipes ut om lag 6 milliarder Sm³ (Standard kubikkmeter) LNG årlig fra Equinors anlegg på Melkøya. Dette svarer til et energiinnhold på 67 TWh. Fylkets eget forbruk av fossile brenslere er 500–600 tusen tonn med et energiinnhold på ca 6 TWh⁵⁷, derfor er Troms & Finnmark en stor nettoeksportør av fossil kraft på 60 TWh årlig. I tillegg leverte Goliat i 2019 2,5 millioner sm³ olje svarende til 27 TWh. Storskala eksport av kraft i flytende eller gassform er dermed en godt etablert praksis for Troms & Finnmark.

Barentshavet er samtidig den petroleumsprovinsen i Norge som er klart minst utnyttet hittil. Barentshavet har levert 2,3% av Norges samlede gassleveranser, samtidig som det forventes

57 Estimert etter klimagassregnskapet. 1500 tonn CO₂ ekvivalenter svarer til ca 500 - 600 tusen tonn diesel / bensin á 9-11 MWh/tonn = ca 6 TWh.

at 65% av Norges uoppdagede gassressurser, og 36% av gassen som ventes å være igjen på norsk sokkel, vil være å finne i Barentshavet⁵⁸. Det er boret om lag 130 undersøkelsesbrønner i Barentshavet siden 1980-tallet mot ca. 260 i Norskehavet og 750 i Nordsjøen. Dette gjør Barentshavet til det klart minst undersøkte sokkelhavet samtidig som det er det geografisk største. Regjeringen ved Olje- og energidepartementet foreslår i konsesjonsrunden TFO 2021⁵⁹ å legge ut 84 nye leteblokker på norsk sokkel. Av disse er de 70 (83%) i Barentshavet, noe som understreker at det kan forventes betydelig økt leteaktivitet i Barentshavet det kommende tiåret. Økt leteaktivitet kan forventes å føre til funn av gass og funn av potensielle reservoarer som er tomme og potensielt kan brukes til lagring av CO₂. På lengre sikt vil ferdig utnyttede felt vil kunne gjenbrukes til CO₂-lagring.

Det vil være store usikkerheter knyttet til en beregning av potensialet for hydrogenproduksjon fra ikke-enda-funnet gass. Tar man utgangspunkt i Oljedirektoratets seneste anslag kan man forvente at det er 1170 milliarder Sm³ gass i uoppdagede ressurser i Barentshavet, noe som er ca 20 ganger så mye som det er hittil er produsert og levert. Det er teoretisk mulig å produsere minimum 250 millioner tonn blått hydrogen fra Barentshavets 1170 milliarder Sm³ gass.

Det er noe infrastruktur i Barentshavet med et produserende gassfelt med ilandføring, Snøhvit –Hammerfest LNG, og et oljefelt i drift, Goliat, uten avklart gassløsning. Oljefeltet Johan Castberg er under utbygging og feltet Wisting under planlegging og hvor de begrensede mengder gass planlegges å knyttes til Snøhvit-infrastruktur. Det er ikke påvist andre drivverdige i området p.t. Det jobbes med gassløsning for Goliat for derved å kunne forlenge feltets driftsperiode – alternativene er ilandføring og produksjon av LNG eller Hydrogen, eller gassrør sørover for å koble seg på eksisterende infrastruktur i Norskehavet. Det er ikke kapasitet frem til tidligst 2040 til å koble nye gassfunn på eksisterende gassinfrastruktur.

Kombinasjonen av antatt store ressurser og ingen kapasitet i eksisterende infrastruktur kan være gunstig for potensiell utbygging med formålet å produsere blått hydrogen. Hadde det vært kapasitet i eksisterende infrastruktur ville nye felt gjerne utvikles i sammenheng eksisterende infrastruktur uten store investeringer. Når det ikke er tilgjengelig infrastruktur må nye felt bygges opp fra grunnen og alternativet til et anlegg for blått hydrogen kunne være et anlegg for LNG noe som også er en stor investering.

Hvor mye blått hydrogen som kan komme å bli produsert fra felt i Barentshavet vil avhenge av hvor stor en andel av funnet gassen som blir utnyttet, hvor stor andel som reformeres til hydrogen, og over hvor lang tid. Overslagsberegninger viser at potensialet uansett er stort. En promille av de anslåtte uoppdagede gassressursene i Barentshavet vil det være nok til å produsere ca 250 000 tonn hydrogen. Hadde man til sammenligning produsert hydrogen av all gassen som i dag utskipes fra Melkøya, ca 6 milliarder standardkubikkmeter (Sm³) årlig, ville dette kunne produsert 1,2 millioner tonn hydrogen hvert år. Selv et «lite» initiativ for produksjon av blått hydrogen vil derfor være stort.

58 norskipetroleum.no/olje/ressurser/ressurser-per-havomrade/

59 regjeringen.no/no/aktuelt/sdsdf/id2836378/ (lagt ut på høring 25.02.2021)

Horisont Energi, i samarbeid med blant andre ASCO, er i ferd med å utrede etablering i Vest-Finnmark hvor hvert anlegg eller trinn i anlegg skal produsere ca 200 tusen tonn hydrogen årlig som skal videreføres til ammoniakk (se eget case)⁶⁰. Også Vår energi er i ferd med å utrede etablering av et gassprosessanlegg i Hammerfest kommune hvor ammoniakk er en av de mulige løsningene⁶¹. Hydrogenproduksjon i mange-hundre-tusen tonn klassen er både innen rekkevidde og et realistisk anslag for hydrogenproduksjon fra Barentshavet⁶².

Vi tar utgangspunkt i at første anlegg med produksjon av 200 tusen tonn på plass omkring år 2025 og en utbyggingstakt på et nytt anlegg eller nytt trinn i et etablert anlegg hvert femte år frem til 2045. Det vil si at det i 2030 vil være to trinn / anlegg, og henholdsvis tre og fem i 2035 og 2045.

To trinn á 200 tusen tonn i 2030 vil produsere 400 tusen tonn hydrogen per år, nok til å kunne dekke drivstoffbruket for samtlige norske personbiler, 600 tusen tonn i 2035 og 1 million tonn i 2045.

5.5. Samlet potensiell produksjon av rent Hydrogen

Dersom scenariene slår til, vil det fra Troms & Finnmark kunne produseres 420 tusen tonn rent hydrogen i 2030 og 1,1 million tonn i 2045.

År	Grønt hydrogen	Blått hydrogen	Total
2025	10	200	210
2030	19	400	419
2035	37	600	637
2045	108	1000	1108

Tabell 5 Potensiell produksjon av rent hydrogen

⁶⁰ horisontenergi.no/horisont-energi-concludes-first-phase-of-europes-first-large-scale-clean-ammonia-project/

⁶¹ Det utredes både LNG og ammoniakk

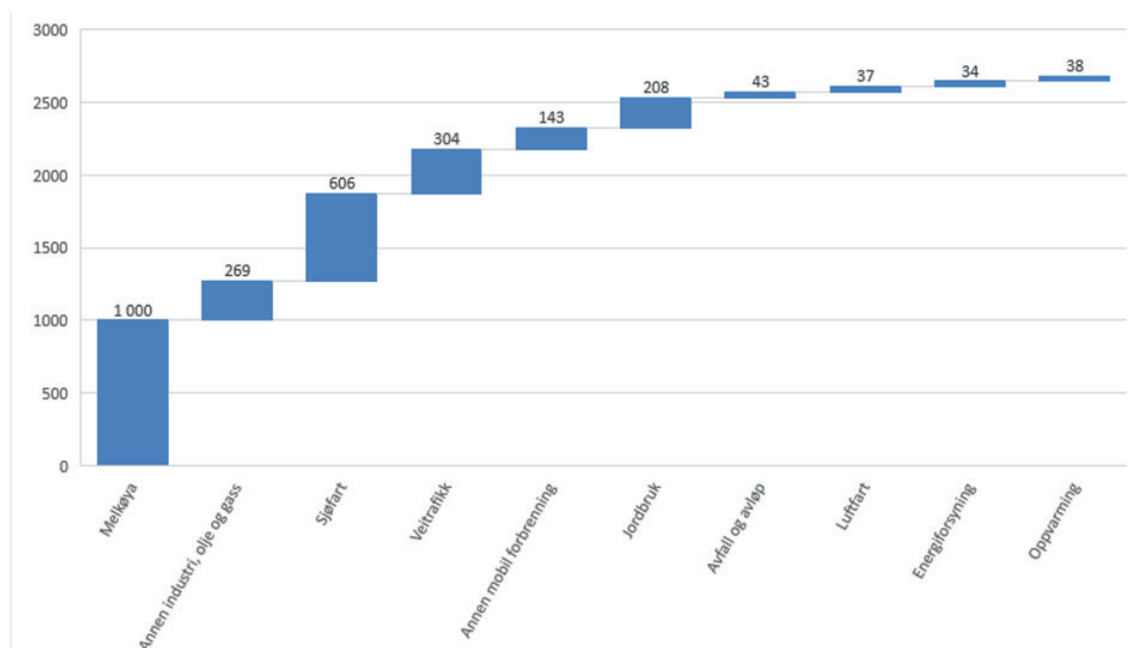
⁶² Hvis 20% av den forventede gassmengden i Barentshavet utvinnes, 20% av denne brukes til hydrogenproduksjon og dette gjøres over 20 år vil det produseres 500 000 tonn per år. Dersom alle tre størrelser dobles til 40% av 40% over 40 år gir det en årlig produksjon 1 million tonn.

6. Potensielt marked for hydrogen

Det forventes ifølge en synteserapport utarbeidet av DNV-GL på oppdrag fra OED og KMD at 74% av Norges innenlandske forbruk av hydrogen i 2030 kommer fra produksjon av metanol og ammoniakk⁶³. DNV-GL anslår at Norges samlede innenlandske etterspørsel vil være på 250 000 tonn i 2030. Vårt anslag for lokal produksjon av grønt hydrogen i 2030 vil dekke rundt 8% av landets etterspørsel mens fylkets egen befolkning utgjør 4,5% av landets befolkning, og vårt anslag for produksjonen av blått hydrogen er mer enn nok til hele landets etterspørsel. Vi antar derfor at det i god tid innen 2030 vil være etablert tilstrekkelig lokal produksjon til å bygge opp helhetlige verdikjeder i fylket. Dette er en forutsetning for å få igang storstilt en lokal overgang til hydrogenbaserte løsninger, og et forhold som kan - og bør - bidra til at det vil bli etterspurt mer hydrogen lokalt i Troms & Finnmark enn anslått av DNV-GL.

“Verdien av det globale hydrogenmarkedet forventes å vokse fra 142 mrd EUR i 2020 til 400-1400 mrd. EUR i 2050. Markedspotensialet kombinert med norsk konkurranseevne gjør at hydrogennæringen kan bli en betydelig eksportnæring for Norge med et estimert omsetningspotensial på 1 mrd EUR/år i 2030, og 7 mrd EUR/år i 2050 (utfallsrom 2050: 4 - 20)”⁶⁴.

6.1. Stort utslipp av klimagasser = mulig marked for hydrogen



Figur 22 Klimagassutslipp 2019, Troms og Finnmark

63 Synteserapport fra DNV GL (25.01.2019) på oppdrag fra OED og KMD side 9.
regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf

64 Norske muligheter i Grønne elektriske verdikjeder. Utgiver: Styringskomiteen for Grønne Elektriske Verdikjeder.

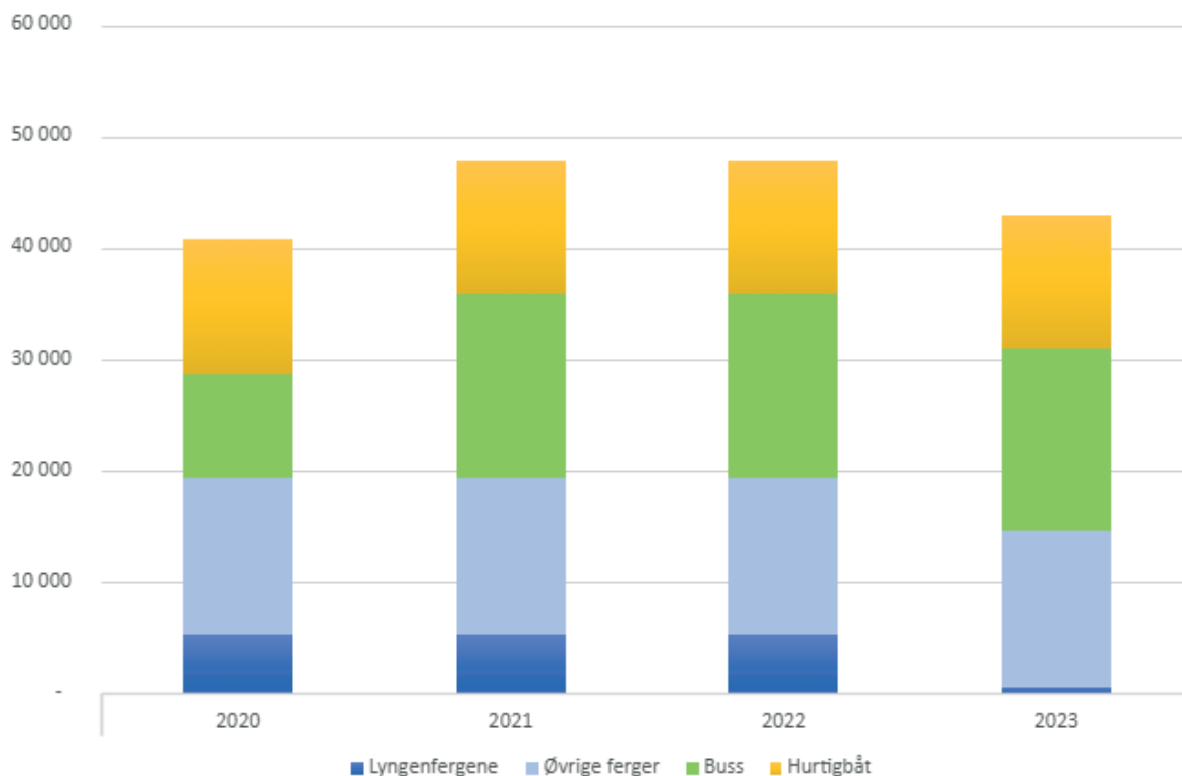
Troms & Finnmark hadde i 2019 et klimagassutslipp på totalt 2,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Equinors anlegg på Melkøya står alene for i overkant av 1 million tonn, et punktutslipp som kan elimineres gjennom elektrifisering via kraftnettet. Kategoriene Trafikk, Industri og Annen mobil forbrenning står til sammen for 1,3 millioner tonn CO₂ som er halvparten av fylkets utslipp og 75% av fylkets totale utslipp Melkøya ikke medregnet. Innen disse kategoriene kan hydrogen være en aktuell energibærer på flere områder og det er gode muligheter for etablering av et stort lokalt marked for hydrogenbaserte løsninger.

Dagens klimagassutslipp vil gi en god pekepinn for hvilke områder som vil være aktuelle for hydrogenbaserte løsninger og for hvor stort et marked vil kunne bli. I dette kapittelet tar vi utgangspunkt i fylkets totale CO₂-utslipp i 2019 (Figur 22) og anslår vi det potensielle lokale forbruket av hydrogen for flere segmenter. Vi vurderer potensialet for lokalt forbruk av hydrogen på forskjellige områder hvor vi anser hydrogen/ammoniakk som et konkurransedyktig nullutslippsalternativ. Vi angir både et lavt og et høyt anslag for henholdsvis 2030, 2035 og 2045. Resultatene samles opp i kapittel 8, hvor det gis en samlet oversikt over potensielt lokalt forbruk og reduksjon av lokale klimagassutslipp som følge av en satsing mot produksjon, distribusjon og forbruk av hydrogen / ammoniakk i Troms & Finnmark.

Beregninger av lokalt forbruk er svært interessante for å anslå de lokale muligheter for å bygge opp helhetlige verdikjeder, lokal sysselsetting og for å anslå reduksjoner i klimagassutslipp i fylket. Områder hvor andre nullutslippsalternativer vurderes som mer gunstig enn hydrogen medregnes ikke. Flere mulige forbruk befinner seg i en «gråson»: dette gjelder eksempelvis privatbilisme. Batterielektrifisering har stort sett fungert godt i Sør-Norge. I nord er klima kaldere og avstandene større mellom byer, noe som kan gjøre batteri mindre egnet. Hydrogenbilen har et fortrinn med lengre rekkevidde og en teknologi som ikke er like «ømfintlig» for kulde.

I anslagene tas det ikke hensyn til om hydrogenet brukes i gassform, flytende form eller er videre omdannet til ammoniakk eller metanol. På samme vis som produksjonsscenariene, gis anslagene for 2030, 2035 og videre mot 2045. Som forbruk i fylket medregnes all hydrogen / ammoniakk som fylles eller bunkres i fylket. Hydrogen som transporteres ut av fylket regnes som eksport, uansett om denne er innenriks eller utenriks.

Fylkeskommunen har som organisasjon en sterk hånd på rattet innen kollektivtransport og kan bidra til utbygging av infrastruktur ved å satse på hydrogenløsninger innen buss, hurtigbåt og ferge. Effekten av å satse utslippsfritt på bare et fergesamband kan ses av de forventede utslipp av CO₂ fra kollektivtransport i Troms hvor Lyngenfergene forventes utskiftet i 2023 (Figur 23).



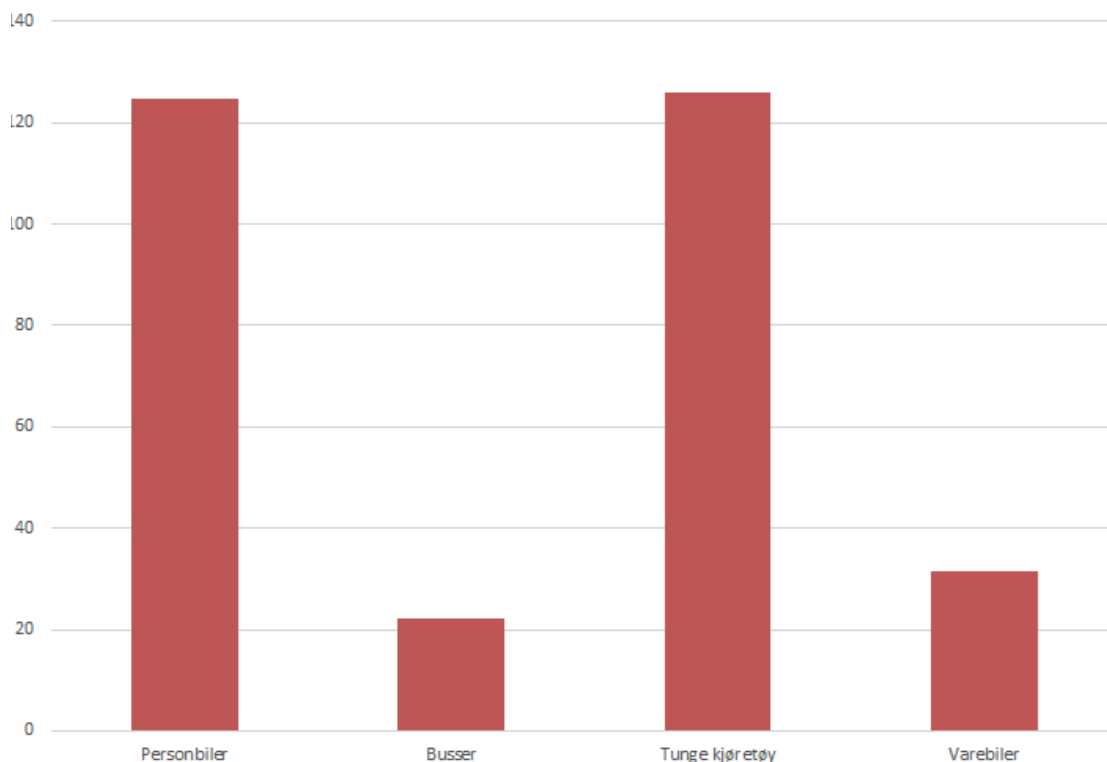
Figur 23 Utslipp i tonn CO₂ fra kollektivtransport i Troms 2020–2023. TFFK

6.2. Transport - landbasert

Veitrafikk står for 18% av fylkets totale klimagassutslipp. I 2019 var det totale klimagassutslippet på 304 tusen tonn CO₂-ekvivalenter. Busser sto for 22 tusen tonn, varebiler for 32 tusen tonn mens personbiler og tunge kjøretøy hver stod for 42% av utslippene fra vegtrafikk med 125 tusen tonn (se figur nedenfor). Utslippene fra personbiler vil i noen grad kunne tas ned med bruk av batterielektrifisering, mens hydrogen raskt kan komme til å spille en vesentlig rolle for varebiler, busser og tunge kjøretøy.

En rapport for Interregprosjektet «Blue Move»⁶⁵ beskriver rammevilkår og strategier for hydrogen i transportsektoren med fokus på regionen rundt Øresund, Kattegat og Skagerrak. Troms & Finnmark er veldig ulik denne både geografisk og demografisk, men flere av rapportens konklusjoner og anbefalte vegvalg kan likevel overføres til vår region. En konklusjon som kan overføres til vår region er at personbilen ikke et godt hydrogen-case på kort eller mellomlang sikt og kanskje ikke blir det i det hele tatt. Personbilen kjører ofte korte avstander mellom hjem og jobb / fritidsaktivitet, og batteriet er tilstrekkelig til dette. Dersom batteriteknologien forbedres og ladeinfrastrukturen fortsetter å oppgraderes vil utfordringer med store avstander og kaldt klima bli fortsatt mindre, men fortsatt være til stede.

65 The blue move for a green economy. Blue move (2018): Rammevilkår og strategier for hydrogen i transportsektoren nordichydrogenpartnership.com/wp-content/uploads/2018/10/Rapport-KL-2018-08-BM-V1.pdf



Figur 24 Klimagassutslipp fra veitrafikk fordelt på små (personbiler) og store kjøretøyer (Busser, tungtransport og varebiler)

Samtidig er Troms & Finnmark et fylke med ekstra store avstander og spesielt kaldt og barskt klima. Derfor vil det kunne antas å være aktuelt å gå for hydrogenelektrifisering i stedet for batterielektrifisering for en større andel personbiler enn i regioner med kortere avstander mellom tettstedene og mildere klima. Drosjens kjøremønster kan raskt gjøre hydrogen aktuelt.

I dette avsnittet anser vi ikke privatbilen som potensiell forbruker innen 2030, men regner på drosjenæringen som en meget potensiell kandidat. Etterhvert som infrastruktur er på plass kan privatbilen også begynne å bli et aktuelt case for noen familier. En satsing mot hydrogendrevne drosjer kan dermed som bi-effekt føre til at det også kan sparkes i gang et større hydrogenforbruk fra privatbilismen.

Drosje

“Blue move” pekte i 2018 ut drosjen som en potensiell tidlig forbruker, noe som støttes av «Path to hydrogen competitiveness» fra Hydrogen Council⁶⁶ med EU som fokusområde, og er påpekt i Del 1 av denne studien. I «Path to hydrogen competitiveness» anslås det at hydrogen kan være et konkurransedyktig drivmiddel for drosjenæringen innen 2026. I Troms & Finnmark er avstandene store, og transport til og fra sykehus er en del av drosjenæringens hverdag også vinterstid. I denne delen av landet bør hydrogendrosjen kunne bli et konkurransedyktig alternativ til batteridrosjen tidligere enn i EU og rundt Oslo på grunn av større

⁶⁶ hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

avstander og kaldere klima. Drosjenæringen er en meget potensiell 'first-mover' for bruk av hydrogendrevne personbiler i Troms og Finnmark.

Drosjer kjørte 24,5 millioner km på veiene i Troms & Finnmark i 2019. Dersom alle drosjene la om til hydrogen ville dette gitt et forbruk på 220 tonn hydrogen. Noen drosjer i by kan med fordel være helelektriske⁶⁷. Hydrogen kan spille en rolle for drosjer som av og til må kjøre mellom tettsteder. Det bør være realistisk at hydrogen kan stå for 5 - 15% av drosjenæringens kjøring 11 - 33 tonn hydrogen per år omkring 2030, noe som vil gi en klimagassreduksjon på 80 - 240 tonn i forhold til Euro 6-motorer⁶⁸. Vi anslår at andelen av drosjekjøring på hydrogen øker med 1%-poeng årlig fra 2030 til 2045, således at andelen blir 20 - 30% i 2045 eller 45 - 65 tonn hydrogen.

Everfuel har i mai 2021 inngått samarbeidsavtale med Nordens største taxioperatør, det svenske Caronline, om å utvikle markedet for drosjer som går på grønt hydrogen. Partene har inngått avtale med Toyota om levering av 100 hydrogendrosjer til Osloområdet⁶⁹.

Privatbilen

Under forutsetning av at det kommer infrastruktur på plass til drosjer, varebiler mv. anslår vi at privatbilismen begynner å bli en forbruker på starten av 2030-årene med en %-poengs vekst i andel årlig. som lavt anslag tar vi for oss at hydrogen begynner å ta markedsandeler i 2035 som høyt anslag at dette skjer i 2030. Dette gir et årlig forbruk av hydrogen på 0 - 167 tonn i 2030, 167 - 1000 tonn i 2035 og 1833 - 2667 tonn i 2045. For 2045 får vi da klimagassreduksjoner mellom 13 750 og 20 000 tonn CO₂.

Buss

Bussen er som anført i Del 1 den per i dag en av de teknisk mest modne anvendelsene for hydrogen. Interregprosjektet "Blue move", The blue move for a green economy, pekte i 2018 ut bussen som en naturlig første forbruker i Øresund-Kattegat-Skagerak-regionen, og det konkluderes videre at hydrogen bør anvendes til "*regionale busser snarere enn lokale*".

Troms & Finnmark er karakterisert av store avstander. En bussrute mellom enkelte byer i dette fylket kan sidestilles med en regional bussrute i tettere befolkede områder. Samtidig gjør risikoen for stengte veier at et batteri fort kan komme til kort selv på avstander det ellers kunne ha vært aktuelt med batteridrift. Innen reiselivet er det i turistsesongen faste daglige lange bussturer som eksempelvis fra Nordkapp til Hammerfest. Busstransport utgjør et relativt stort potensial for overgang fra diesel til hydrogen som drivstoff. Bussen er samtidig et område hvor fylkeskommuner kan delta aktivt i en hydrogenbasert verdikjede ved å stille krav om nullutslipp eller lavutslipp i anbud og bidra til etablering av nødvendig logistikk.

67 I praksis vil dette blant annet avhenge av om drosjer kan avgrenses til enkelte byer, og hvor mange kilometer drosjene kjører pr dag. Ved mange kjørte kilometer kan lading av bilen bli en utfordring.

68 Drosjer med Euro 6 motor skal ha et utslipp på høyest 30 g CO₂-ekvivalenter per km noe som vil gi ca 750 tonn CO₂ per år fra drosjenæringen med dagens kjørsel.

69 finansavisen.no/nyheter/energi/2021/05/19/7675292/hydrogenselskap-sikrer-stor-taxi-kontrakt?internal_source=sistenytt

Det totale klimagassutslippet fra busser i fylket var i 2019 på 22 tusen tonn, hvilket svarer til ca. 32 millioner kjørte km⁷⁰, noe som teoretisk kunne dekkes av 3000 tonn hydrogen. Vi anslår en andel på 5% hydrogendrevne busser i 2030 som et lavt anslag og 15 % som et optimistisk og høyt anslag. 5 - 15% overgang til hydrogen innen 2030 vil gi en lokal etterspørsel på 150 - 450 tonn per år og bidra til reduksjon av klimagasser på 1100 - 3300 tonn CO₂ ekvivalenter årlig. Innen 2045 bør andelen kunne ligge omkring 15 - 40% som er 300 - 1200 tonn hydrogen per år.

Minibuss

Minibussen er et mellomstort kjøretøy og dermed et interessant grensetilfelle å studere særskilt for hvor grensen går for størrelse og kjøremønster for om batterielektrifisering, hydrogenelektrifisering, eller en hybridløsning vil være mest lønnsomme nullutslippsalternativ. Dette er undersøkt i en egen rapport utarbeidet av DNV. Denne rapporten utgangspunkt i en minibuss på strekningen Berlevåg - Varangerbotn⁷¹ og konkluderer med at det med dagens teknologi vil være rimeligere å satse batterielektrisk enn hydrogenelektrisk, men også at kostnadsforskjellen minimeres dersom tilgjengelig infrastruktur hadde vært på plass. Et viktig funn er at hydrogendrevet minibuss mellom Berlevåg og Varangerbotn er driftssikkert i normalsituasjon, og et bedre alternativ driftsmessig i ekstremisituasjoner sammenlignet med batterielektriske løsninger. Dette viser at hydrogen som energibærer i kollektivtransporten kan være bedre tilpasset situasjonen og de forutsetningene man har i Finnmark i dag.

Endrede fremtidige rammebetingelser, og særlig en storstilt infrastuktursatsing på hydrogenfyllestasjoner kan forrykke det økonomiske bildet slik at hydrogenelektrifisering kan bli om lag et like lønnsomt nullutslippsalternativ som batterielektrifisering hvor økte driftskostnader per kjørt kilometer kompenseres av økt driftssikkerhet. Rapporten anslår ikke en konkret tidshorisont for når hydrogenløsninger skal være konkurransedyktige i forhold til batterielektrifisering, men det anføres at det vil kreve "betydelige kostnadsreduksjoner", noe som viser at det vil være en del år frem i tid. Vi beregner derfor ikke et spesifikt forbruk fra minibusser men antar at det forbruket som kommer fra disse vil inkluderes i anslagene for busser og dro-sjer. På samme vis antar vi at forbruk fra varebiler og andre mellomstore kjøretøyer er dekket inn gjennom beregningene for henholdsvis små og store kjøretøyer.

Næringstransporter langs vei

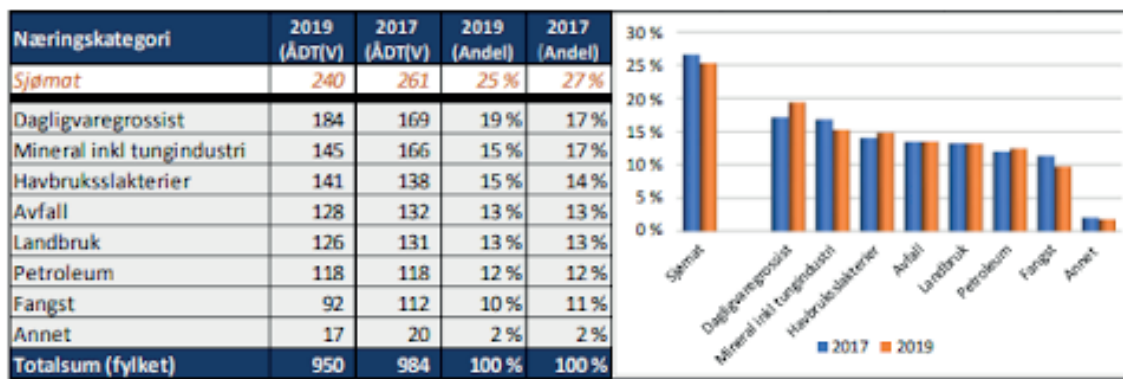
Tungtransport stod i 2019 for et klimagassutslipp på 125 tusen tonn, som tilsvarer ca 145 millioner kjørte km⁷². Dette kunne teoretisk dekkes av 12 tusen tonn hydrogen. De største næringstransportene i fylket finner vi innen næringene sjømat og dagligvarer. Tabellen nedenfor viser fordelingen av transport på ulike næringer⁷³.

70 Euro6 bussmotoren slipper ut ca 700 g CO₂ per km ifølge "Busser - teknologitiltak - Miljødirektoratet, 2020, utslipp fra Euro 6-motor

71 DNV-rapportnr 2021-0009

72 Lastebiler slipper ut ca 850g CO₂ per km ifølge Miljødirektoratets beregningsverktøy

73 Næringstransporter langs vei, rapport bestilt av Troms og Finnmark fylkeskommune 2019,



Figur 25 Næringstransport langs vei, utvalgte bransjer, Troms og Finnmark 2019

Del 1 av denne mulighetsstudien viser status per første kvartal 2021. Videre har Shell og Daimler Truck i mai 2021 meldt ut en avtale om storskala utrulling av semitrailere og infrastruktur til hydrogenrevet godstransport på land mellom Köln, Hamburg og Rotterdam innen 2025⁷⁴. Teknologien skal derfor være godt moden for implementering i god tid før 2030, men implementering av hydrogenrevne lastebiler vil kreve at infrastrukturen er på plass.

Transporten av varer langs vei preges av at markedet i størst grad finnes sør i landet. Dette gjør at transporten i stor grad går fra nord til sør. Kartet i Figur 26 viser hvilke veier som har størst tungtransport.

Hydrogendrevne lastebiler kan nytte samme infrastruktur som busser. Vi tar utgangspunkt i at den hydrogenrevne bussen kommer til vårt fylke som første store kjøretøy, og at tungtransporten følger etter ved å utnytte den samme infrastrukturen som en bussatsing vil medføre. Vi anslår at en lavere andel av tungtransporten enn busser vil være hydrogenbasert i 2030: dette fordi bussene antas å komme først, og fordi ikke-utbygget logistikk utenfor fylket kan begrense adgangen til å sende gods videre ut av fylket med hydrogenrevne lastebiler.

74 media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko/Daimler-Truck-AG-and-Shell-target-accelerated-rollout.xhtml?oid=50011745



Figur 26 Næringstransport på vei, Troms og Finnmark 2019

I anslagene for 2045 antar vi at nødvendig infrastruktur er på plass i hele Norden og vi anslår derfor samme hydrogenbaserte andel for tungtransport som for busser. Som lavt anslag for 2030 setter vi 2% med 5% som et høyt anslag. Dette gir 240 til 600 tonn hydrogen per år i etterspørsel og en reduksjon i klimagasser 2500 til 6250 tonn CO₂-ekvivalenter per år i 2030. I 2045 vil 10 - 40% overgang til hydrogen generere en etterspørsel på 1200 - 5000 tonn hydrogen og bidra til klimagassreduksjoner på 12 500 - 50 000 tonn CO₂-ekvivalenter.

Veitrafikk totalt

Som totalt potensielt lokalt forbruk for veitrafikk kommer vi da frem til ca 360 - 1150 tonn i 2030, 1100 - 3150 tonn i 2035 og 3300 - 7900 tonn i 2045. Se tabell nedenfor.

Lokalt forbruk	2030	2035	2045
Veitrafikk totalt Lavt	361	1089	3316
Veitrafikk totalt Høyt	1150	3144	7922
Drosje Lavt	11	22	33
Drosje Høyt	33	44	55
Privatbilisme Lavt	0	167	1833
Privatbilisme høyt	167	1000	2667
Buss Lavt	150	300	450
Buss Høyt	450	600	1200
Næringstransport på vei Lavt	200	600	1000
Næringstransport på vei Høyt	500	1500	4000

Tabell 5 Totalt beregnet forbruk i Troms & Finnmark på vegene i 2030, 2035 og 2045. Lave hhv. høye estimater.

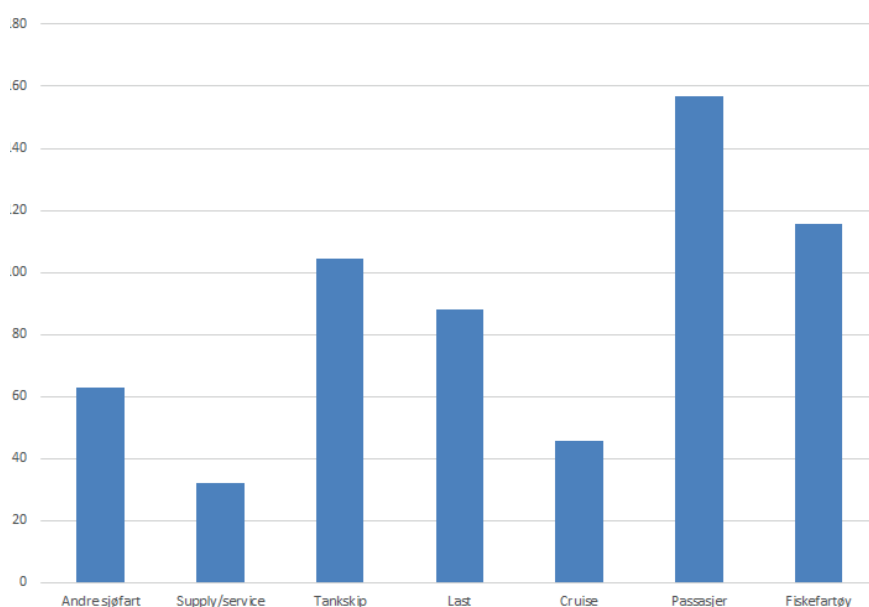
6.3. Transport – sjøveien

Sjøfart sto for 36% av fylkets klimagassutslipp i 2019, totalt 606 000 tonn (Figur 27). Persontransport og tank- og lasteskip sto for til sammen 65% med ca 200 tusen tonn hver. Alle sjøgående fartøy kan potensielt gå over til hydrogen / ammoniakk, men det er flere andre veier til klimagasskutt. Miljødirektoratet kartla i 2018 potensialet for klimagasskutt fra sjøtransport⁷⁵ ved overgang til LNG, batterielektrifisering, biodrivstoff, hydrogen, hybridløsninger og effektiviseringer. Hydrogen ble her vurdert som et av de rimeligste alternativene for særlig tank- og lasteskip samt innen passasjertransport. Tank- last og passasjer utgjør 65% av fylkets sjøtransport, hvilket understreker at sjøtransport utgjør et potensielt stort nærmarked for hydrogen i Troms & Finnmark. Dersom all denne trafikken gikk på hydrogen / ammoniakk ville etterspørselen vært om lag 40 tusen tonn per år. I dette avsnittet fokuseres på disse områdene.

Fiskeflåten er en stor bidragsyter til fylkets CO₂-utslipp, men det er ifølge kartleggingen til miljødirektoratet usannsynlig at hydrogen er beste løsningen. Merk, Miljødirektoratet har vurdert større havgående fiskebåter, og ikke kystflåten ⁷⁶. I del 4 beskrives et case for nullutslippsfiskebåt (Ervik Kystfiske).

Fiskeflåten kan eventuelt bli en forbruker av biogass. Biogass kan oppgraderes ved bruk av hydrogen (se eget case for Liholmen Biogass) og hydrogen kan dermed likevel spille en rolle for fiskeflåten. Dette vil inngå i beregningen for potensielt forbruk av hydrogen til biogassproduksjon.

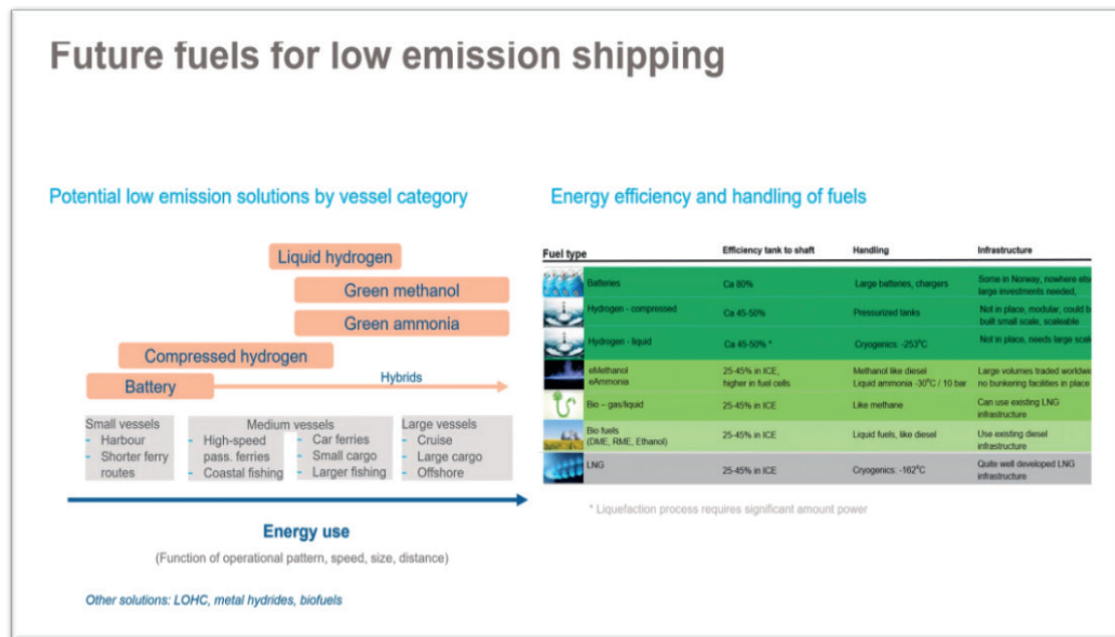
Prosjektet Hylnfra har estimert en etterspørsel fra Troms & Finnmark hydrogen på 1100 tonn hydrogen i 2030 og nærmere 6 tusen tonn i 2035.



Figur 27 Klimagass utslipp fra sjøfart i Troms og Finnmark 2019 fordelt på forskjellige skips kategorier.

75 Miljødirektoratet Rapportnr.: 2018-0181

76 Miljødirektoratet mente at hydrogen er en bra løsning opptil 5000 GT, som er stort for kystfiskeflåten (opptil 17500 m³!).



Figur 28 Hentet fra Statkraft.

Hurtigbåter og ferger - kollektivtransport

Persontransport på sjøen står for nesten 160 tusen tonn CO₂-ekvivalenter klimagassutslipp. Troms & Finnmark fylkeskommune har selv en betydelig andel på rattet med ansvar for har til sammen 14 hurtigbåter og 19 ferger som årlig bruker 10 000 tonn diesel/tungolje og 3 000 tonn LNG med et klimagassutslipp på 50 000 tonn CO₂, hvorav de 28 500 tonn kommer fra ferger og 21 500 tonn fra hurtigbåter. Regjeringen stiller krav om nullutslipp i anbud for hurtigbåter fra 2025.

DNV-GL anslå i sin rapport i 2019 at hurtigbåter på landsplan vil etterspørre opp til 8000 tonn hydrogen i 2030. Av dette anslås en etterspørsel fra hurtigbåter rundt Tromsø på 500 tonn per år i 2030 som eneste bidrag fra Troms & Finnmark. Det er et anslag som ikke tar høyde for det pågående hydrogenstrategiprojektet. Et av satsingsområdene i dette arbeidet er et prosjekt på nullutslippshurtigbåt mellom Vadsø og Kirkenes (se case). Gitt at denne blir hydrogen-drevet, vil den ha et årlig forbruk på ca 100 tonn. Vi ser for oss at det i 2035 skal kunne være fire til ti hurtigbåter tilsvarende Vadsø-Kirkenes ruten i drift fordelt over fylket, i tillegg til det forbruket som DNV-GL anslår i og rundt Tromsø. Dette vil generere en etterspørsel på ca 900 - 1500 tonn i fylket i 2035 og bidra til en utslippsreduksjon på ca 8 - 14 tusen tonn CO₂ per år.

Ferger er like aktuelle for overgang til hydrogen som hurtigbåter, og ferger står for et større CO₂-utslipp enn hurtigbåter. Vi anslår samme forbruk for ferger som for hurtigbåt noe som gir et lavt anslag for 2035 på 1800 tonn. Dette er samme nivå som HylInfra-prosjektet anslår innen 2035 basert på ferge- og hurtigbåtruter nær Tromsø/Harstad og Alta/Hammerfest⁷⁷. For 2045 ser vi for oss et hydrogenforbruk svarende til at 40-70% av hurtigbåtrutene og fergene i fylkeskommunal regi er gått over til hydrogen/ammoniakk noe som gir et årlig forbruk på 2400

77 Future compressed hydrogen infrastructure for the domestic maritime sector - IFE/E-2020/006

- 4200 tonn hydrogen per år og en klimagassreduksjon på 22 000 - 38 000 tonn CO₂-ekvivalenter.

Kystruten

DNV-GL anslår et samlet Hydrogenforbruk fra kystrutefartøy i 2030 på 2000 tonn per år svarende til et skip i full drift. Dette kan være fordelt over flere skip med diverse hybridløsninger. Kystruten kan bunkre hvor som helst langs ruten hvor skipet ligger lenge nok til kai. I Troms & Finnmark er det tre havner med over 3 timers liggetid: Tromsø, Honningsvåg og Kirkenes. Samtidig kan Berlevåg være en potensiell bunkringshavn med særdeles kortreist drivstoff. Det er dermed godt mulig at Troms & Finnmark kan bli Hydrogenbunkringsfylket for Kyst-ruten, særlig fordi fylket har potensial for å produsere landets rimeligste grønne hydrogen, Hurtigruten har hjemhavnen sin og en av sine snuhavner i fylket. Bunkring til Kystruten fra en eller flere havner i fylket er en potensiell forbruker av opptil 2000 tonn i 2030 og opp til 26 000 tonn ved en senere helhydrogenifisering av ruten frem mot 2040/50.

Med Norges laveste produksjonspris for grønt hydrogen og ingen nødvendig transport av hydrogen til forbruker bør Troms & Finnmark kunne ta en større del av denne kaken. Vi setter lavt anslag på en markedsandel på 10% og høyt anslag på 50% bunkring i Troms og Finnmark. For 2045 blir da høyt anslag på 13 000 tonn hydrogen som kan bidra til en CO₂-reduksjon på opp mot 120 000 tonn per år⁷⁸.

Cruiseskip

DNV-GL anslår en samlet etterspørsel for hele landet på 1200 tonn fra Cruisesegmentet i 2030. Fylket har to store cruisehavner, Tromsø og Honningsvåg. Begge ligger i topp-10 i landet målt i antall anløp. Begge disse havnene kan være potensielle bunkringshavner for cruiseskip i Troms & Finnmark. Nord Norge sto i 2018 for 17,9% av alle cruiseanløp i Norge⁷⁹ som ventes å falle ned mot 15% mot 2045.

Markedsandelen for hydrogen for cruises med anløp i Tromsø og Nordkapp kan likevel forventes å bli høyere enn markedsandelen av passasjerer tilsier. Ekspedisjonscruises til Troms & Finnmark sikter på samme vis som Svalbard mot et publikum som er mer enn gjennomsnittet miljøfokuserende, og på samme vis som for kystruten vil de gode forutsetningene for å produsere hydrogen/ammoniakk rimeligere her enn andre steder i Norge gjøre det mulig å ta en stor del av en kake.

Det synes realistisk å gi et mer optimistisk anslag opp mot de 200-300 tonn hydrogen i 2030 som bidrar med en CO₂-reduksjon på ca 1800-2700 tonn per år. Frem mot 2045 bør dette kunne øke med en faktor 10-20 til 2000 - 6000 tonn i takt med en større overgang til ammoniakk som drivstoff til store fartøy. Dette vil bidra til en CO₂-reduksjon på 18 000 – 54 000 tonn årlig.

Næringstransporter - sjø

Troms & Finnmark har en godt utbygd infrastruktur på havner, og en stor andel av næringstransporten skjer fra havn. Dette skyldes i hovedsak transport av petroleum, minera-

⁷⁸ Denne vil uansett kommet ved bunkring andre plasser.

⁷⁹ TØI rapport 1651/2018

ler og sjømat. Barentshavet er som nevnt en ung petroleumsprovins hvor bulk og supply for petroleumsvirksomheten kan ventes å øke i de nærmeste årene og årtiene som følge av økt aktivitet i Barentshavet.

Prosjektet HyInfra estimerer at offshore sektoren kan stå for en etterspørsel på 35 - 90 tusen tonn ammoniakk i 2035 svarende til 7 til 18 tusen tonn hydrogen. I tillegg kommer potensielt forbruk fra godstransport. Kartet nedenfor viser oversikt over havner, med utheving av havner med over 400 000 tonn gods i 2019. Vi bruker HyInfras anslag for 2035 og en fordobling for 2045. For 2030 setter vi 20 % av verdiene for 2035 da vi antar at 2030 fortsatt er i tidlig fase. Dette gi 1400 - 3600 tonn i 2030, 7 - 18 tusen tonn i 2035 og 14 - 36 tusen tonn i 2045. Det høyeste anslaget for 2045 vil gi en reduksjon i klimagassutslipp på 324 tusen tonn CO₂ ekvivalenter, noe som er 230% av dagens utslipp. Dette skyldes at mesteparten av den anslåtte hydrogenbaserte trafikken i HyInfras beregninger kommer fra økt aktivitet fra petroleumsnæringen. Reduksjonen i klimagassutslipp er da ikke i forhold til dagens utslipp, men i forhold til om man anvendte fossile brenslere til den ventede økte trafikken.



Figur 29 Havner i Troms og Finnmark 2020

Samlet potensielt maritimt forbruk

Totalt beregner vi et potensielt forbruk i maritim sektor på 2700 - 6700 tonn per år i 2023, 10 000 - 26 500 tonn per år i 2030 og 23 500 - 63 500 tonn per år i 2045 (se tabell nedenfor)

Lokalt forbruk (tonn H ₂ /år)	2030	2035	2045
<i>Sjøtrafikk totalt Lavt</i>	<i>2700</i>	<i>10100</i>	<i>23400</i>
<i>Sjøtrafikk totalt Høyt</i>	<i>6700</i>	<i>26500</i>	<i>63400</i>
<i>Hurtigbåt Lavt</i>	<i>500</i>	<i>900</i>	<i>2400</i>
Hurtigbåt Høyt	900	1500	4200
<i>Kystruten Lavt</i>	<i>200</i>	<i>800</i>	<i>2600</i>
Kystruten Høyt	1000	4000	13000
<i>Cruise Lavt</i>	<i>100</i>	<i>500</i>	<i>2000</i>
Cruise Høyt	300	1500	6000
<i>Bulk/tank og Gods Lavt</i>	<i>1400</i>	<i>7000</i>	<i>14000</i>
Bulk/tank og Gods Høyt	3600	18000	36000
<i>Ferger Lavt</i>	<i>500</i>	<i>900</i>	<i>2400</i>
Ferger Høyt	900	1500	4200

Tabell 6: Totalt beregnet forbruk Troms & Finnmark til sjøs i 2030, 2035 og 2045. Lave hhv. Høye estimer

6.4. Transport – luftfart

Flytrafikk sto i 2019 for 37 000 tonn utslipp av klimagasser i vårt fylke. Luftfarten har de siste årene gjort vesentlig i forhold til å komme opp med bærekraftige løsninger for å sikre en fremtid med nullutslipp. Hovedfokus har så langt vært på el/batteri, men teknologien har ikke kommet langt nok til at man kan se rutedrift med større elfly i overskuelig framtid. En av hovedutfordringene med batteridrift i fly er vekt på battericellene. Et fly er avhengig av å ha lavest mulig egenvekt (DOW) for å ha plass til flest mulig passasjerer og last – som er det flyselskapene tjener penger på. Hydrogen og e-drivstoff er derfor mer sannsynlige løsninger, og det pågår testing med målsetning om å ha rutedrift med hydrogendrevne fly fra 2025. Dette gjelder også på større fly, med 40 – 50 passasjerplasser.

Elektrifisering av fly

Et elektrifisert fly er et fly der én, flere eller alle flyets motorer er elektriske.

Elektrifiserte fly omfatter både rene elfly og ulike former for hybridfly (batteri + bensin, hydrogen, propan e.l.)

Elektriske motorer har mange fordeler i forhold til tradisjonelle bensin/jetmotorer. De er billigere å bygge, mer energieffektive, billigere å vedlikeholde, har billigere drivstoff og lager mindre støy.

Den største utfordringen når det gjelder elektriske fly handler om vekt. For å ta med seg like mye energi som i 1 kg flybensin trenger man rundt 100 kg av dagens batterier. At elmotorer er 2-3 ganger mer effektive enn bensinmotorer kompenserer kun i noen grad for dette.

Selv om batteriteknologien ventes å bli bedre de neste årene, vil utfordringen med vekt fortsatt være betydelig.

Vekten på batteriene begrenser derfor både rekkevidde og antall passasjerer elfly og hybridfly kan ha.

Ren eldrift er foreløpig aktuelt for flytaxier, skolefly og små passasjerfly opp til 19 seter.

Med hybridteknologi ser produsentene potensialet per i dag opp mot 100+ seter, avhengig av hvor stor «rekkeviddeforlenger» man har.

For langdistanse er det foreløpig uaktuelt med både elfly og hybridfly. Det jobbes med å la flere av systemene ombord gå på medbrakt strøm, et konsept kjent som *more electric*.

Avinor og Luftfartstilsynet har som ambisjon at all norsk innenriks passasjertrafikk skal skje med elfly eller hybridfly innen 2040.

Et av selskapene som tester hydrogenløsningen på DeHavilland Dash8 (som bl.a. brukes av Widerøe), mener at rekkevidden på flyene vil ligge på mellom 700 – 1000 km, avhengig av om det er gass eller flytende, samt selvfølgelig vekt på flyet. Dette vil kunne løse omtrent 75 – 90 % av den operasjonen som flytypen benyttes til i dag. En annen modell som også testes for hydrogendrift er fransk/italienske ATR, som eies av Airbus, og som blant annet kommer med

en modell i 2023 som kan operere på korte rullebaner. Denne modellen kommer i første omgang på ordinær fuel, men planlegges også for hydrogenteknologi ⁸⁰.

Når det gjelder elfly, så pågår det ca. 200 prosjekter rundt om i verden, som ivaretar test og utvikling. Et av prosjektene som har kommet lengst er prosjektet «Green Flyway» ⁸¹ mellom flyplassene Røros og Østersund, hvor norske og svenske flyselskap, motorfabrikanter og flyprodusenter deltar. Testing skjer med et mål om at det skal være kommersiell drift av elektriske fly med inntil 19 passasjer seter i løpet av perioden 2025 – 2030.

Vi anslår at hydrogenelektrifisering fortsatt vil være i pilotfasen i 2030 uten å generere en betydelig etterspørsel for hydrogen i vårt fylke. Flytrafikkens utslipp vil antakelig reduseres gjennom økt bruk av biodrivstoff noe som kan bidra til økt etterspørsel for hydrogen også (se case om Liholmen Biogas). Mellom 2030 og 2045 antar vi at det vil skje en betydelig dreining mot hydrogenløsninger. Dagens fly på kortbanenettet vil skiftes ut og det gjøres store investeringer uansett fremdriftsmiddel. Vi anslår at mellom 30 og 50% av flytrafikken skjer på hydrogen, noe som vil gi en etterspørsel på om lag 1200 til 2000 tonn hydrogen per år i 2045, noe som vil bidra til reduksjon i klimagasser på 9600 - 16 000 tonn.

6.5. Bransjer med høyt potensielt forbruk av hydrogen

Oppdrett

Oppdrett er en stor næring i Troms og Finnmark og har i dag et høyt forbruk av diesel til eksempelvis aggregater, pumper og fôrflåter. En overgang til hydrogen vil innebære en betydelig reduksjon av klimautslipp. For landbaserte anlegg, vil nærhet til hydrogenproduksjons gi muligheter til bruk av biprodukter som varme og oksygen.

Det står 105 millioner laks i oppdrett i Troms & Finnmark fordelt på 258 tillatelser, med en samlet masse på ca 200 000 tonn. Basert på regnskapet til oppdrettslokalitet i Vannfjorden, Nordkapp, er dagens drivstofforbruk ca 180 tonn diesel per år for en lokasjon med 3600 tonn laks. Drivstoffet vil kunne erstattes med 60 tonn hydrogen. Det vil si at et tonn hydrogen per år vil gi kraft nok til oppdrett av ca 60 tonn laks. Dersom alle dagens oppdrettsanlegg gikk over til hydrogen ville dette kreve ca 3300 tonn per år. De anlegg som ligger nær land og nær en kraftkabel vil med fordel gå på landstrøm i stedet⁸², men for anlegg hvor landstrøm blir for kostbart eller ikke er teknisk tilgjengelig er hydrogen en god mulighet for å redusere CO₂-utslipp fra produksjonen av fisk.

80 reuters.com/business/aerospace-defense/exclusive-universal-hydrogen-zero-carbon-plane-deals-with-icelandair-others-2021-07-13/

81 avinor.no/konsern/flyplass/roros/miljo-og-lokalsamfunn/green-flyway/

82 Et oppdrettsanlegg i Sarnesfjorden, Nordkapp kommune, er lokalisert nært land og nært hoveddistribusjonsnettet. I 2019 ble denne lokaliteten elektrifisert med landstrøm, noe som tar bort et forbruk på 100 000 liter diesel per år. (radionordkapp.no/nyheter/10783/grieg-gar-over-til-landstrom-og-batteri/). Samme selskap driver oppdrettslokasjoner langt fra elnettet Disse drives fortsatt med dieselaggregater. Det vil være svært kostbart å koble disse på landstrøm, derfor kan hydrogenelektrifisering være det mest lønnsomme null-utslippsalternativet.

Fôrflåter er bemannede fartøy som i store deler av året krever oppvarming. En del av spillvarmen fra en brenselscelle kan derfor brukes til vannbåren varme i mannskaps- og fabrikkavdelingen. Dersom det blir behov for avlusning av laks kan dette gjøres med oppvarmet vann, atter en mulig utnyttelse av spillvarmen. Dersom dieselaggregater skulle utfases helt fra oppdrettsnæringen vil det gi et betydelig potensial for et hydrogenforbruk. Hvor stort avhenger av om landstrøm er et alternativ eller ikke, så et totalt potensial vil antakelig ligge mellom 1500 og 2500 tonn per år. Minimum 2 anlegg med et forbruk på ca 120 tonn per år bør kunne være i drift innen 2025 svarende til at én aktør deltar i en pilot. Som et lavt anslag omkring år 2030 anslås 400 tonn hydrogen per år som svarer 24 000 tonn laks, og en klimagass-reduksjon på 3200 tonn.

For landbaserte anlegg vil det være behov for mye energi til drift av pumper. Beliggenhet og nærhet til kraftlinjer vil avgjøre om energien kan være hydrogen eller elektrisitet. I fremtidig oppdrett er det også aktuelt med lukkede anlegg til havs. I disse anleggene er det forventet et stort behov for oksygen.

Mot 2045 ser vi for oss at næringen vokser og tar i bruk flere mer avsidesliggende lokaliteter hvor hydrogen er det eneste gode nullutslippsalternativ. Derfor anslår vi en tredobling i forhold til 2030 med et forbruk på 1200 - 2400 tonn hydrogen som gir en klimagassreduksjon på 9600–19 200 tonn i forhold til bruk av fossile brenslers.

Anleggsmaskiner, traktorer, løfteredskaper og snøscootere

Innen kategorien "Annen mobil forbrenning" utgjør dieseldrevne motorredskaper et utslipp på 130 000 tonn klimagasser. I denne kategorien finner vi blant annet anleggsmaskiner, traktorer, truck m.v. De siste 13 000 tonn klimagassutslipp kommer fra snøscootere. Når det først er etablert infrastruktur på kai og for busser / tunge kjøretøyer vil også deler av dette kunne gå over til hydrogen. Dette vil sannsynligvis komme senere enn busser og tungtransport. Vi anser et anslag for 2045 på en samme andelen som vi anslår for 2030 for busser og tungtransport, det vil si 5 til 15%, noe som vil gi et forbruk av hydrogen på om lag 800 til 2500 tonn i 2045, og en femtedel av dette i 2035.

Landbruk

Landbruk er en stor forbruker av kunstgjødsel produsert fra ammoniakk. I dag benyttes grå ammoniakk i produksjon av kunstgjødsel. Ved en overgang til grønn ammoniakk som innsatsfaktor, kan dette utgjøre et marked for bruk av hydrogen/ ammoniakk og redusere klimagassutslipp fra landbruket. Landbruket får likevel ikke en egen post i vårt regnskap for potensielt forbruk av hydrogen. Dette fordi forbruket fra landbruket dekkes inn i andre deler av regnskapet:

- Landbrukets anvendelse av maskiner inngår i kategorien annen mobil forbrenning og er behandlet i avsnittet ovenfor.
- Jordbruket står for over 90% av landets samlede utslipp av ammoniakk⁸³.

83 Bye, A. m. fl. Jordbruk og miljø 2019 - Tilstand og utvikling. SSB rapport 2020/3 ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/_attachment/410151?ts=16fc1fc8730

Jordbruket i Norge forbruker ca 100 000 tonn nitrogen i forbindelse med mineralgjødsel årlig⁸⁴, hvilket kan gi et forbruk av ammoniakk på ca 117 000 tonn og dermed ca 17 000 tonn hydrogen. Troms og Finnmark står for ca 2,5% av landets totale jordbruksareal til fulldyrket mark. Disse tallene gir til sammen et grovt overslag på jordbrukets samlede potensielle etterspørsel etter hydrogen i form av ammoniakk i fylket på opp til ca 400 tonn per år. Dette vil likevel være hydrogen som allerede i dag kjøpes i forarbeidet form fra en gjødselprodusent. Vi kan derfor hverken beregne hvor mye hydrogen fylkets landbruk vil etterspørre fra fylket eller estimere et redusert klimagassutslipp fra gjødsel. Landbrukets klimagassutslipp vil avhenge av gjødselprodusentenes innkjøpsordninger. I vårt regnskap vil landbrukets hydrogenetterspørsel derfor inngå i kategorien "Eksport" all den tid det ikke er etablert gjødselprodusent i fylket. En stor og rimelig tilgang på ammoniakk i fylket kan eventuelt tiltrekke gjødselprodusenter. Se ovenstående avsnitt om prosessindustri.

Totalt potensielt lokalt forbruk ut over trafikk

Som totalt potensielt hydrogenforbruk ut over trafikk på veg og på sjøen beregner vi 400 - 900 tonn per år i 2030, 1250 - 2700 tonn per år i 2035 og mellom 3200 og 6900 tonn i 2045 (Tabell 7).

Lokalt forbruk	2030	2035	2045
Annet forbruk totalt lavt	400	1260	3200
Annet forbruk totalt Høyt	900	2700	6900
Flytrafikk Lavt	0	300	1200
Flytrafikk Høyt	100	600	2000
Oppdrett Lavt	400	800	1200
Oppdrett Høyt	800	1600	2400
Annen mobil forbrenning Lavt	0	160	800
Annen Mobil Forbrenning Høyt	0	500	2500

Tabell 7: Beregninger av potensielt lokalt forbruk ut over veg- og sjøtrafikk for 2030, 2035 og 2045. Lave hhv Høye estimer.

6.6. Nye muligheter

I dette avsnittet anføres potensielle nye muligheter som kan springe ut av en satsing på hydrogen / ammoniakk i fylket. Dette være å tiltrekke seg nye aktører inne prosessindustri, styrkelse av lokalt beredskap og en mulig løsning for avkarbonisering av petroleumsfelter langt fra land.

Prosessindustri

Deler av den eksisterende prosessindustrien i fylket kan bli ny storforbruker av hydrogen. Samtidig vil en stor og sikker tilgang på hydrogen i fylket kunne tiltrekke seg ny industri hvor hydrogen inngår. Produksjon av ammoniakk er den mest opplagte og dette er allerede planlagt både for storskala produksjon av grønt hydrogen og blått hydrogen (se cases). For ammoniakk-

84 NIBIO rapport vol. 5. 160 2019 miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1589/m1589.pdf

produksjon beregner vi ikke et lokalt forbruk da dette allerede inngår i den mengden hydrogen vi beregner blir eksportert fra fylket og i deler av det hydrogenet som bunkres til store skip.

Det er vanskelig å tallfeste forbruk fra mulig ny industri. Vi beregner et samlet potensielt lokalt forbruk fra alle disse mulighetene uten å ta grundig stilling til hvordan dette potensielle lokale forbruket vil måtte fordeles. Dette tar utgangspunkt i en antatt optimistisk beregning for potensielt forbruk ved hydrogenelektrifisering av nye petroleumsfelt i Barentshavet. For 2035 og 2045-estimatene gjelder da at den mengden som eventuelt ikke kommer å bli forbrukt til elektrifisering i stedet brukes til nyetablert industri slik at de totale anslaget for hydrogenforbruk på 0 - 20 000 tonn i 2030, 10-30 000 tonn i 2030 og 30-50 000 tonn i 2050 gjelder uansett hvordan disse fordeles.

Ammoniakk

Ammoniakk (NH₃) er et av verdens viktigste industrielle produkter, og er dens syntese er grunnleggende i produksjon av gjødsel på verdensbasis. Det er ingen overdrivelse å hevde at milliarder av mennesker ville sulte uten ammoniakkproduksjon.

Ammoniakk produseres i dag industrielt hovedsakelig via Haber-Bosch-prosessen, der hydrogen og nitrogen kombineres. Prosessen er mer komplisert enn man skulle tro, da nitrogenmolekylet er veldig stabilt og har lite tilbøyelighet til å reagere: derfor må prosessen benytte katalysatorer og foregå ved høyt trykk og høy temperatur.

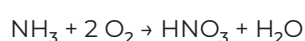
For prosessen er det avgjørende at hydrogenet skal være fri for forurensninger; hydrogen fra fossile kilder vil måtte renses grundig i flere steg, mens hydrogen fra elektrolyse allerede har tilstrekkelig renhet: dette forenkler prosessen og øker påliteligheten.

Ammoniakk er en utbredt kjemikalie og løsninger for dens transport er godt utviklet, både på vei, jernbane og sjø. Ammoniakk er ikke spesielt reaktiv, så den ikke forbindes med en høy risiko for eksplosjon, men til gjengjeld er den giftig; heldigvis er ammoniakkens karakteristiske lukt godt merkbar i konsentrasjoner som er 10 ganger lavere enn grensen for irritasjon og 100 ganger lavere enn grensen for dødelighet.

Gjødselproduksjon

Motivasjonen for utvikling av metoder for ammoniakkproduksjon på 1800-tallet var behovet for gjødsel til å mate en voksende befolkning. Før dette ble nitrogen til jordbruk hentet fra avføring og beinrester, og etterspørselen var slik at Peru, Bolivia og Chile kjempet den 5-årige salpeterkrigen for kontroll av nitratforekomster.

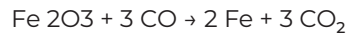
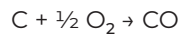
Nøkkelreaksjonen er Ostwald-prosessen, der ammoniakk kombineres med oksygen for å danne salpetersyre:



Salpetersyre kan så kombineres med ammoniakk for å danne ammoniumnitrat (NH₄NO₃), som er en utbredt kunstgjødsel. Anlegg for produksjon av kunstig gjødsel gjerne integrerer dampreforming, Haber-Bosch og Ostwald-prosessene.

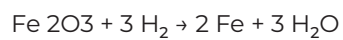
Jernmalm

Jern forekommer nesten aldri som rent metall i natur, men heller i oksidisert form (f.eks. magnetitt, Fe_3O_4 , og hematitt, Fe_2O_3). Derfor må mineralene utsettes for en reduserende kjemikalie, typisk koks, for å frigjøre jern som kan så benyttes i f.eks. stålproduksjon. Reaksjonen forekommer i masovn, der koks delvis oksideres til CO , som så reduserer jernet:



Det er opplagt at denne reaksjonen produserer CO_2 , og på grunn av det store produksjonsvolumet av jern i verden står denne prosessen for hele 8% av verdens samlede klimagassutslipp.

Et alternativt er å benytte andre reduserende midler, og hydrogen er nettopp et slikt:



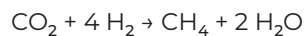
På denne måten unngås ikke bare utslipp av CO_2 , men også lokale forurensninger som CO og sot, og anlegget blir betydelig mer miljøvennlig.

Biogass

Biogass lages ved fermentering av ymse biologisk avfall, som møkk, matavfall, fiskeavfall og lignende. Mikrobene i de biologiske reaktorene produserer av dette en blanding av metan og CO_2 ; det skal bemerkes at alt karbon i biogass har sin opprinnelse i biosfæren, og er dermed ikke forbundet med en netto økning av klimagassutslipp.

Biogassen kan brukes direkte som brensel i egnede motorer, men har en lavere energitett-
het enn naturgass da halvparten er CO_2 , som ikke bidrar med energi ved forbrenning. Det er mulig å skille ut CO_2 og oppnå biometan, men dette krever egne separatorenheter som øker kostnadene og krever elektrisk kraft.

Fermenteringsprosessen kan fremmes ytterligere ved å tilsette hydrogen, slik at CO_2 konverteres til metan:



Hvis hydrogenet er laget uten utslipp, kan den produserte gassen klassifiseres som biometan, som kan bl.a. lovlig selges som LNG til skipsfart til en mye bedre pris enn biogass.

Hydrogenelektrifisering av petroleumsfelt i Barentshavet?

Barentshavet er Norges største sokkelhav. Funn i Barentshavet kan derfor potensielt ligge lenger fra land enn funn andre steder på Norsk sokkel. Johan Castberg ligger 240 km fra nærmeste større by (Hammerfest) og dermed nærmeste naturlige påkoblingspunkt for en

landstrømkabel. Wisting ligger nærmere 350 km nord for Hammerfest og 300 km nord for Honningsvåg. Landstrøm til Johan Castberg ble i 2016 kostnadsberegnet til 4 – 12 milliarder⁸⁵.

En landstrømløsning for Wisting kan på grunn av større avstander forventes å bli dyrere enn for Johan Castberg. Det er derfor et betydelig rom for at hydrogenelektrifisering kan være den mest lønnsomme nullutslippsløsningen for felter langt fra land. Kraftbehovet på Johan Castberg på 0,4 TWh skal dekkes av to 33 MW gassturbiner⁸⁶. Hadde man anvendt hydrogen til 0,4 TWh årlig ville dette kreve ca 15 000 tonn hydrogen per år. Felter som bygges ut for gass-til-hydrogen vil også med fordel kunne bruke egenprodusert hydrogen som energiløsning, om ikke annet for å markedsføre eget produkt. Petroleumsvirksomhet i Barentshavet kan derfor bli en potensiell storforbruker av hydrogen dersom felter langt fra land skulle elektrifiseres utslippsfritt. Hydrogenelektrifisering av petroleumsfelt kan samtidig være en måte å sikre ringvirkninger lokalt fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet i tillegg til ilandføring av olje.

Som et konservativt anslag settes et forbruk på 10 000 tonn hydrogen per felt per år, og en utbygging av null til to nye felt innen 2030 og ytterligere 0 til 1 nytt felt hvert femte år. Noe som gir 0 til 20 000 tonn i 2030 og ekstra 0 til 10 000 tonn hvert femte år. Vi beregner ikke redusert klimagassutslipp for hydrogenelektrifisering av petroleumsfelt eller for ny industri. Der nye petroleumsfelt bygges ut ville være tale om å unngå nye utslipp, og det vil alltid være et alternativ å legge ut et sjøkabel for landstrøm. Valg av hydrogen ville da være fordi hydrogen er en rimeligere løsning enn landstrøm.

Muligheter for styrking av beredskap og mobilnettet - Nødaggregater og punktforsyning

En god og stabil tilgang på hydrogen vil gi flere positive bi-effekter innen beredskap og samfunnssikkerhet. Vi beregner ikke et spesifisert forbruk innen disse kategoriene, men det er verdt å nevne disse positive bi-effektene en overgang til hydrogenelektrifisering i fylket generelt kan gi.

En bieffekt av en satsing på hydrogenbaserte løsninger er at man kan få til utslippsfri løsninger for nødstrøm og punktelektrifisering langt fra kraftnettet. Troms & Finnmark er et værhardt og klimatisk utfordret fylke hvor strømlinjer kan settes ut av drift av storm, nedising og ras. Samfunnskritiske funksjoner må ha back-up-løsninger for strømbrydd, og storskala industri kan være avhengig av kontinuerlig krafttilgang. Landbasert oppdrett er en kraftkrevende industri med levende individer og vil vanligvis søkes lokalisert nært elnettet. Strømbrydd kan føre til store tap og kan være nødvendig med back-up-strøm for å sikre mot store tap i tilfelle strømbrydd. Brenselceller vil være en trygg kraftforsyning til basestasjoner og kan bidra til styrking og trygging av mobildekningen. Basestasjoner langt fra kraftnettet kan med fordel ha egen strømforsyning og utviklingen av en rimelig og driftssikkert hydrogen/batteriløsning kan bidra til forbedring av mobildekningen langs viktige ferdselsårer⁸⁷ og sikre kommunikasjon i beredskapssituasjoner som ved store regionale strømbrydd. Nasjonal kommunikasjonsmyndighet (NKOM) har nylig bestilt 7 aggregater som skal gå på hydrogen. For tettsteder

85 e24.no/olje-og-energi/i/8wdLnr/statoil-vil-droppe-landstroem-til-johan-castberg-vi-har-utviklet-en-svaert-effektiv-loesning

86 tu.no/artikler/statoil-droppet-elektrifisering-av-castberg-her-er-turbinlosningen-som-skal-gi-feltet-kraft/435646

87 Påpekt og etterspurt i høringsinnspill til hydrogenstrategien fra Sjømatklyngen Senja

som i dag er helt avhengig av en enkelt kraftlinje kan etablering av brenselcelle aggregater bidra til en sikring av nødstrøm ved langvarige strømbrudd. Senest i februar 2021 opplevde Lebesby og Gamvik kommuner et tre dagers langt strømbrudd.

6.7. Utnyttelse av biprodukter fra hydrogenproduksjon

En høyest mulig grad av anvendelse av biproduktene fra hydrogenproduksjon kan være avgjørende for å oppnå lønnsomhet i verdikjedene for hydrogen. Konseptet bak Berlevåg Industripark (se eget case) er nettopp å la minst mulig gå tapt og utnytte biproduktene til ny industri. I dette avsnittet skisseres opp noen anvendelsesmuligheter for oksygen, varme og CO₂, uten at det skal anses som en uttømmende liste.

Oksygen

Oksygen vil skulle brukes i store mengder i landbasert oppdrett og ved oppdrett i lukkede eller halvlukkede systemer på sjøen⁸⁸ og tilførsel av oksygen i havbasert oppdrett kan kompensere for negative effekter for oppdrettsnæringen som følge av at havet blir varmere i takt med et varmere klima⁸⁹. Oksygenbehovet i et lukket anlegg vil kunne dekkes av en tilførsel på 0,4-0,5 kg oksygen per kg produsert fisk⁹⁰. For å utnytte alt oksygen fra hydrogenproduksjon i oppdrettsnæringen vil det kunne produseres ca 15 tonn laks per tonn hydrogen. I runde tall produseres det 2000 tonn fisk fra smoltanlegget i Adamselv i Lebesby kommune noe som tilsier en etterspørsel på 1000 tonn oksygen.

Det er søkt konsesjon på landbasert lakseproduksjon i Nordkapp kommune opp til 20 000 tonn laks⁹¹ som vil svare til en etterspørsel på ca 10 000 tonn oksygen årlig som svarer til biproduktet fra 1250 tonn grønt hydrogen. Det kan forventes at landbasert oppdrett vil vokse mellom 2030 og 2045 og at også bruken av lukkede / halvlukkede anlegg i sjø vil vokse. Det er således realistisk at oppdrettsnæringen kan etterspørre opp mot 100 000 tonn oksygen i 2045, svarende til biproduktet fra opptil 12 500 tonn grønt hydrogen eller mellom 15 og 60% av våre anslag for lokal grønn hydrogenproduksjon.

Det vil være god sirkulærøkonomi og antakelig god samfunnsøkonomi i å oppskalere landbasert oppdrett og oppdrett i lukkede anlegg i takt med økt tilgjengelighet til oksygen fra hydrogenproduksjon. Da vil biproduktet anvendes til matproduksjon og gi økte eksportinntekter til regionen og en vesentlig økning i sysselsettingen. Fæces og fiskeslakt kan videre anvendes i biogassproduksjon.

Varme

Klimaet i Troms og Finnmark er subarktisk til arktisk. Et biprodukt som varme bør derfor i størst mulig grad anvendes. Ved produksjon av grønt hydrogen går ca 30% av den anvendte kraften til varme.

88 biomarine.no/stort-behov-for-oksygentilsetning-i-lukkede-flytesystemer/

89 forskning.no/fisk-fiskehelse-hav-og-fiske/oppdrettslaksen-kveles-av-varmere-hav/1681682

90 kyst.no/article/oppdrett-i-lukkede-merder-er-helt-avhengig-av-oksygentilsetning/

91 ilaks.no/rederi-inn-i-landbasert-oppdrettsprosjekt-i-finnmark-planlegger-a-produsere-20-000-tonn-laks-arlig/

Å kunne anvende varmen kan vise seg viktig for raskest mulig å oppnå lønnsomhet ved produksjon av grønt hydrogen. Norske boliger har lav grad av vannbårne varmeløsninger hvor det er små muligheter for å bruke spillvarme til boligoppvarming uten store investeringer. Større bygg som kontor- og fabrikkbygg har gjerne radiatorer og sentralfyring. For slike kan det være aktuelt å bruke spillvarme om det etableres en hydrogenfabrikk nærheten. Nye bygg nær en hydrogenfabrikk bør helt naturlig bygges med vannbåren sentralvarme. Drivhus er et annet område for bruk av varme, dette omtales i eget avsnitt nedenfor.

Nye produkter ved utnyttelse av CO₂

CO₂ er en potensiell ressurs som kan utnyttes. Selv om lagring av CO₂ er helt nødvendig for å nå Parisavtalens 1,5 gradersmål, vil det være god økonomi i å kunne utnytte små andeler av CO₂ til annen industri eller matproduksjon. Eksempelvis skal SINTEF skal koordinere plattformen PyroCO₂ som har som mål å skalere opp bioteknologi som kan omdanne CO₂ til nyttige produkter⁹². Dette prosjektet er støttet av EU med 400 millioner NOK. Erfaringer fra dette prosjektet kan bli nyttig for satsingen på blått hydrogen i Vest-Finnmark og gi muligheter for ny industri med utgangspunkt i anvendelse av deler av oppfanget CO₂.

Varme og CO₂ til matproduksjon i drivhus

Et opplagt case for utnyttelse av varme er matproduksjon i drivhus. Drivhus lokalisert nær en hydrogenfabrikk vil i tillegg til lys hele sommeren kunne varmes opp rimelig med mulighet for produksjon av grønnsaker og frukt.

Tana VGS har utredet denne muligheten med lokalisering i Berlevåg industripark (se eget case). Også produksjon av blått hydrogen gir store mengder spillvarme. Ved gassreforming må man i tillegg håndtere store mengder CO₂. Det er en kjent utfordring for drivhus at CO₂-nivået i luften kan bli en begrensende faktor for produktivitet. Et faktaark fra Oklahoma State University viser til at CO₂-nivået kan mer enn halveres i løpet av dagen i et lukket drivhus⁹³. Samtidig kan en kunstig økning av CO₂-nivået til 800 - 1000 ppm føre til en økt vekst. Nibio kan i et igangsatt testprosjekt vise til 20% økt tomatavling⁹⁴. Plantens respons på økt CO₂-nivå er sterkt temperaturavhengig³¹, derfor gir det god mening å tilføre både CO₂ og varme til et drivhus i Nord-Norge. Det kan være god sirkulærøkonomi i å lokalisere drivhus nær en fabrikk for rent hydrogen, uansett om hydrogenet er grønt eller blått.

En mulighet som kan vurderes særskilt for drivhus i tilknytning til et prosessanlegg for blått hydrogen/ammoniakk er å dyrke C4-planter, eksempelvis som mais. C4-planter har en større vekstrate enn C3 planter som tomater og mais er glimrende som kvegfôr, i tillegg til at kolben er god menneskemat. Samtidig krever C4-planter ekstra varme og vekstraten er ekstra følsom over for CO₂. Det igangsatte drivhusprosjektet kan utvikles til en pilot hvor effektene av temperatur og CO₂ tilførsel testes særskilt.

92 e24.no/det-groenne-skiftet/i/PR79kX/vil-lage-nye-produkter-av-co-i-porsgrunn-faar-400-millioner-fra-eu

93 Oklahoma Cooperative Extension Service HLA-6723 Greenhouse Carbon Dioxide Supplementation

94 tu.no/artikler/storre-avlinger-i-drivhus-med-co-fangst/483010

7. Distribusjon av hydrogen – Infrastruktur

For en videre utvikling av hydrogenforbruk er det avgjørende med en infrastruktur for fyllestasjoner. Det er flere aktører som er aktuelle. Eksempelvis har Everfuel en målsetting om å bygge ut totalt 15 fyllestasjoner i Sør-Norge, se kart nedenfor.



Figur 31 Målsetting om fyllestasjoner, presentert av Everfuel

Kartet nedenfor viser potensielt hvilke fyllestasjoner som bør etableres i Troms og Finnmark, for å kunne koble Norge sammen. Kartet er laget med utgangspunkt i å dekke følgende behov:

- Ikke over 500 km mellom hver fyllestasjon
- Langtransport langs de viktigste hovedfartsårene
- Lokal kjøring i større byer, eksempelvis drosjer
- Maritime knutepunkter



Figur 32 Kart som viser mulige fyllestasjoner i midt og Nord-Norge. Maks avstand mellom fyllestasjoner er 500 km.

I et nytt EU direktiv foreslås det å pålegge EU landene om å etablere fyllestasjoner for hydrogen innen 2030. Fyllestasjonene skal legges langs hovedvegnettet og avstanden mellom fyllestasjonene skal ikke overstige 15 mil.⁹⁵ Hovedvegnettet er i denne sammenhengen Trans-European Transport Network (TEN-T). Dette er EUs program for utbygging av grensekryssende infrastruktur i Europa, som Norge er tilknyttet gjennom EØS-avtalen. Se figur 2 i Stortingsmelding «På rett vei».⁹⁶

95 Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. (Se artikkel 6 pkt 1 side 35)

96 Meld. St. 25 (2014–2015) På rett vei – Reformen i veisektoren.



Figur 33 Hovedvegnettet i Norge - Trans-European Transport Network (TEN-T).

Infrastruktur på kai

På bestilling fra fylkeskommunen har Greensight utarbeidet en rapport som undersøker hva som er nødvendig for å muliggjøre hydrogen som et fremtidig drivstoff uten utslipp, for en eventuell hurtigbåtforbindelse Vadsø - Kirkenes⁹⁷. Rapporten ser på transport, lagring og bunkring av hydrogen levert fra dette anlegget i Berlevåg.

97 Klimasatsprosjekt «Infrastruktur for hydrogen på kai – Berlevåg – Vadsø – Kirkenes.

7.1. Nasjonale og regionale maritime knutepunkter for hydrogen

En opptrapping av bruk av hydrogen vil fordre at det etableres noen knutepunkter for hydrogen. Det er flere havner i Troms & Finnmark som er aktuelle.

Av DNV-GL pekes *Tromsø* ut som eneste aktuelle havn i Troms & Finnmark som kan bli et nasjonalt hydrogenknutepunkt i 2030 med en total etterspørsel på ca 1000 tonn hydrogen per år til all skipstrafikk rundt fylket. Av dette ca halvparten fra hurtigbåter med Tromsø som basehavn, hvor særlig hurtigbåtruten Tromsø-Finnsnes-Harstad er en potensiell storforbruker. Tromsø er også en viktig havn for godstrafikk og vi anser Tromsø som et helt naturlig nasjonalt knutepunkt.

Den storsatsingen som vi ser for oss innen produksjon og forbruk av hydrogen / ammoniakk i Troms & Finnmark vil åpne for at det kan og bør etableres langt flere knutepunkter i fylket. Vi ser for oss at Berlevåg blir et nasjonalt / internasjonalt knutepunkt med Barentshavets sjøgåendetrafikk som primært marked, i tillegg er det flere havner mellom Berlevåg og Bodø som kan bli regionale knutepunkter.

Berlevåg havn vil utmerke seg med produksjon av grønt hydrogen og ammoniakk på kaia og er et aktuelt maritimt knutepunkt. *Honningsvåg (Nordkapp)* er sammen med Tromsø på topp-ti i landet på cruiseanløp, og *Hammerfest* kan innen 2025 ligge nær en blå ammoniakkfabrikk og dermed være en nærliggende bunkringslokasjon. Samtidig har byen både hurtigbåtruter, kystruten, og gasstankere og innen 2025 ammoniakktankere. *Harstad* er et potensielt regionalt knutepunkt som kan binde sammen Tromsø og Bodø som nasjonale knutepunkter. *Kirkenes* er snuhavn for Hurtigruten og utskipningshavn for Sydvaranger gruve, og det prosjekteres en hydrogendreven hurtigbåt i rute mellom Vadsø og Kirkenes (se eget case). Det er dermed flere potensielle maritime nasjonale og regionale knutepunkter i fylket. En åpen nordøstpassasje vil i tillegg gjøre disse havnene til de i landet med kortest avstand til store markeder i Asia og gjøre bunkring i Tromsø, Hammerfest eller Berlevåg attraktivt for et stort marked.

Del 3:

Potensielle

gevinster

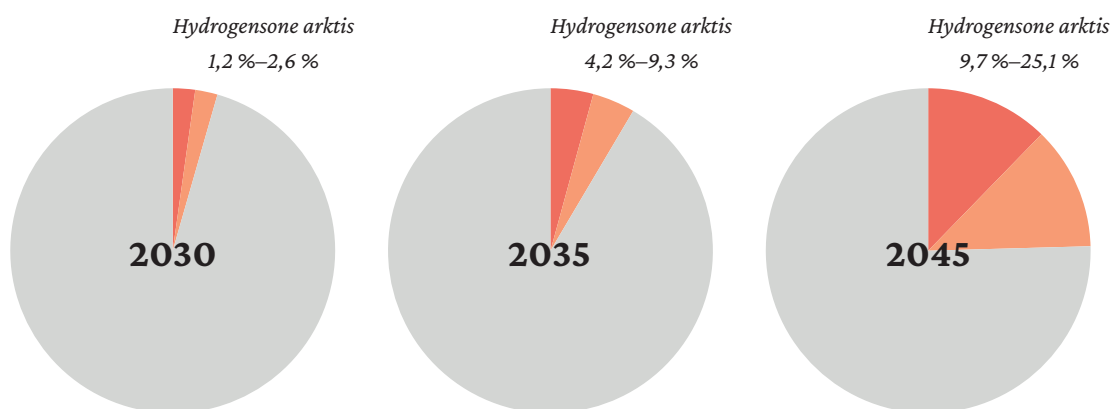
I denne delen av studiet ser vi nærmere på hvilke gevinster en etablering av verdikjede for hydrogen kan gi. Vi fokuserer på gevinster knyttet til klimagassreduksjon, verdiskaping, arbeidsplasser og økt FoU-aktivitet.

8. Lokalt forbruk av hydrogen, og potensiell reduksjon av klimagasser

I dette avsnittet oppsummerer vi våre anslag for forbruk av hydrogen og de derav følgende reduksjoner i klimagassutslipp dersom alt forbrukt hydrogen er grønt (se tabell nedenfor). Våre lave anslag for forbruk er alle lavere enn våre anslag for lokal produksjon, mens de høye anslag er større enn beregnet produksjon av grønt hydrogen og vil kreve at fylket selv forbruker en del av det lokalt produserte blåe hydrogenet.

Da blått hydrogen ikke er helt utslippsfritt vil den faktiske oppnådde reduksjonen i klimagassutslipp bli noe mindre enn ellers beregnet. Dette søkes korrigert for ved å trekke fra 20% av utslippsreduksjonen for den delen av lokale utslipp som må dekkes av blått hydrogen. Dette betyr at beregnet potensiell reduksjon i klimagassutslipp for fylket nedjusteres med 7900 tonn for 2030, 40 000 tonn for 2035 og 29 000 tonn for 2045.

Vårt store scenario for 2045 gir dermed en reduksjon i klimagassutslipp på 688 000 tonn, noe som utgjør 25,1% av fylkets totale klimagassutslipp i 2019. Det lave anslaget for 2045 vil gi en reduksjon på 9,7% av fylkets utslipp, hvilket fortsatt er et betydelig bidrag. Kombinasjonen av elektrifisering av Melkøya og overgang til forbruk av hydrogen vil dermed kunne bidra til en reduksjon av fylkets klimagassutledning på mellom 47% og 62% i forhold til 2019. Hydrogen kan dermed bli en vesentlig bidragsyter for klimagassreduksjoner og til at Troms & Finnmark skal komme i rute for å oppfylle regjeringens mål om 90 - 95% reduksjon i 2050.

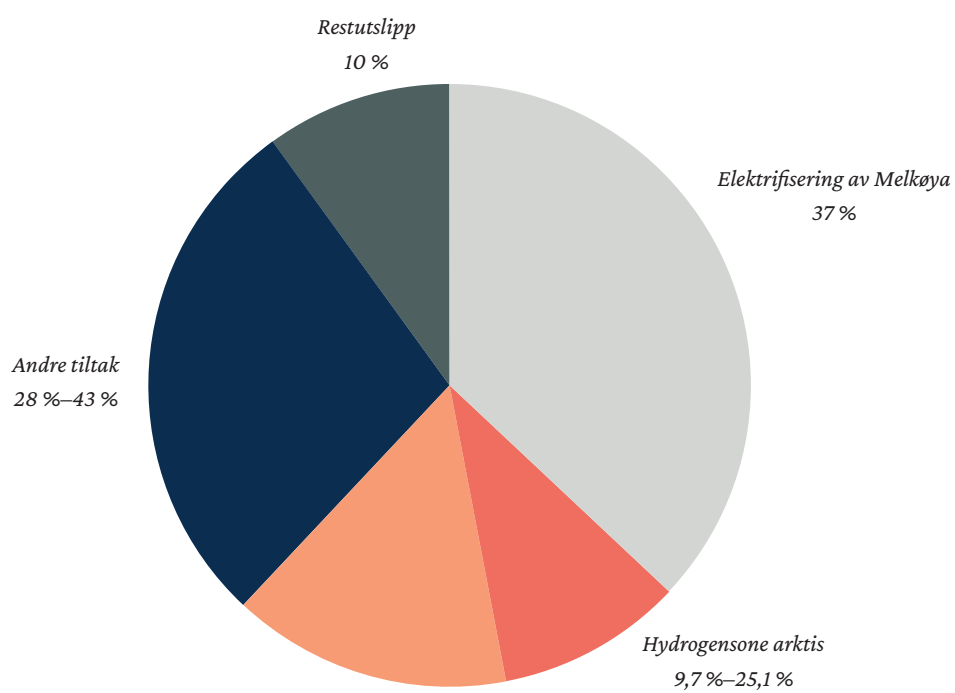


Figur 34 Beregnede potensielle klimagassreduksjoner fra hydrogen ved lave og høye anslag for lokalt forbruk i 2030, 2035 og 2045 i andel av utslippene i 2019.

Anslagene for 2045 vil spare fylkets aktører for mellom 520 og 1400 millioner i CO₂-avgifter ved 2000 kr per tonn (se avsnitt 9 for beregning).

Applikasjon og lokalt forbruksanslag	Hydrogenforbruk			Klimagassreduksjon		
Lavt / Høyt	2030	2035	2045	2030	2035	2045
Veitrafikk totalt Lavt	361	1089	3516	3683	11115	32298
Veitrafikk totalt Høyt	1150	3144	8922	11048	30980	91713
Drosje Lavt	11	22	33	83	165	248
Drosje Høyt	33	44	55	248	330	413
Privatbilisme Lavt	0	167	1833	0	1250	13750
Privatbilisme høyt	167	1000	2667	1250	7500	20000
Buss Lavt	150	300	450	1100	2200	3300
Buss Høyt	450	600	1200	3300	4400	8800
Næringstransport på vei Lavt	200	600	1200	2500	7500	15000
Næringstransport på vei Høyt	500	1500	5000	6250	18750	62500
Sjøtrafikk totalt Lavt	2700	10100	23400	24300	90900	210600
Sjøtrafikk totalt Høyt	6700	26500	63400	60300	238500	570600
Hurtigbåt Lavt	500	900	2400	4500	8100	21600
Hurtigbåt Høyt	900	1500	4200	8100	13500	37800
Kystruten Lavt	200	800	2600	1800	7200	23400
Kystruten Høyt	1000	4000	13000	9000	36000	117000
Cruise Lavt	100	500	2000	900	4500	18000
Cruise Høyt	300	1500	6000	2700	13500	54000
Bulk/tank og Gods Lavt	1400	7000	14000	12600	63000	126000
Bulk/tank og Gods Høyt	3600	18000	36000	32400	162000	324000
Ferger Lavt	500	900	2400	4500	8100	21600
Ferger Høyt	900	1500	4200	8100	13500	37800
Flytrafikk Lavt	0	300	1200	0	2400	9600
Flytrafikk Høyt	100	600	2000	800	4800	16000
Oppdrett Lavt	400	800	1200	3200	6400	9600
Oppdrett Høyt	800	1600	2400	6400	12800	19200
Annen mobil forbrenning Lavt	0	160	800	0	1280	1920
Annen Mobil Forbrenning Høyt	0	500	2500	0	4000	20000
Elektrifisering av petroleumsfelt og Ny ind	0	10000	30000			
Elektrifisering av petroleumsfelt og Ny i	20000	30000	50000			
Totalt (Lagt)	3450	22467	60133	31200	112250	264050
Totalt (Høyt)	28767	62300	129667	78550	291000	717500
Lokal produksjon grønn hydrogen	19200	36800	108000			
Lagt anslag i % av lokal grønn produksjon	18 %	61 %	56 %	31200	112250	264050
Høyt anslag i % av lokal grønn produksjon	150 %	169 %	120 %	70691	250920	688545

Tabell 8 Samlede beregninger av potensielt lokalt forbruk av hydrogen (i tonn hydrogen) og resulterende kutt i klimagassutslipp (i tonn CO₂-ekvivalenter). Se tekst i avsnitt 6 for detaljer



Figur 35 Hydrogen og ammoniakk som en viktig del av veien mot 90% kutt i klimagassutslipp innen 2045

9. Verdiberegninger og sysselsettingseffekt

I dette avsnittet oppsummeres anslagene verdier skapt gjennom hydrogenproduksjon, distribusjon og forbruk. I tillegg gir vi et anslag på sysselsettingseffekter av de forskjellige scenariene. Beregningene gjelder i hovedsak driftsfasen og dermed de varige effektene. De kortvarige sysselsettingseffektene ved de nødvendige utbygninger frem mot 2045 vil komme i tillegg til anslagene for 2030 og 2035.

En forutsetning for lokale ringvirkninger av en hydrogenproduksjon er at det utvikles en leverandørbransje. I dette avsnittet vurderes potensielle verdier og sysselsettingseffekter under forutsetning for nødvendig leverandørutvikling og oppbygging av nødvendig logistikk.

Hydrogen som forbrukes i fylket vil ha hele sin verdikjede lokalt og dermed hele sin sysselsettingseffekt lokalt, mens hydrogen som produseres for eksport vil gi lavere utslag i sysselsetting i fylket. Dette håndteres i anslagene ved å sette verdiskapingen per sysselsatt høyst for hydrogen som produseres til eksport, mindre høyt for hydrogen som produseres og distribueres til bunkring og lavest for hydrogen som både produseres, distribueres og forbrukes lokalt. Samtidig vil salgsprisen øke når hydrogen går gjennom flere ledd. Vi tar her utgangspunkt i salgsprisen som oppnås i fylket. Hydrogen som forbrukes i fylket bidrar samtidig til reduksjon i fylkets CO₂ utslipp og dermed til reduserte CO₂-avgifter. Verdien av redusert CO₂-utslipp settes til 2000 kr/tonn i 2030 i tråd med regjeringens klimaplan. Signaler fra dette årets valgkamp tilsier at CO₂-avgiften i 2030 kan bli høyere enn 2000 kr/tonn. En satsing på økt lokalt forbruk av hydrogen slår således positivt ut både i sysselsettingseffekt, lokal verdiskaping og reduserte lokale avgifter, og er dermed et "kinder-egg" med tre gevinster i ett.

Menon Economics viser i rapport 37/2021⁹⁸ at analyser fra Bloomberg NEF og EU angir en verdi for grønt hydrogen fra produsent på mellom 1,1 og 2,4 euro i 2030. Vi bruker 20 kr per kg ekskl mva hos produsent som er et rundt anslag i den høye delen av spekteret. Hos forbruker vil prisen øke som følge av transport, lagring, håndtering og lønninger gjennom verdikjeden. Som et anslag hos forbruker setter vi produksjonsprisen ganget med 2, det vil si 40 kr per kg ekskl mva. Dette vil være konkurransedyktig ved en bensin/dieselpriis på 8 til 15 kr ekskl mva per liter og dermed en realistisk oppnåelig salgspris gitt dagens prisnivå for fossile drivstoff.

Verdier og sysselsettingseffekter av biproduktene oksygen og varme beregnes ikke direkte, men kan anses som en del av ringvirkningene og som en sikkerhetsmargin i våre beregninger. Dersom oksygen kan omsettes for 2-3 kr per kg vil verdien av oksygen matche verdien av produsert grønt hydrogen, og selv 20-30 øre per kg vil utgjøre 10% av hydrogenets verdi. Det kan dermed være et betydelig potensial for verdiskaping og sysselsetting i fylket ved utnyttelse av biprodukter fra hydrogenproduksjon

98 Menon-publikasjon 37/2021: Winje, E m. fl: Ringvirkninger av nye kraftintensive industrien i Nordland

9.1. Investerings- og etableringsfasen

Menon-publikasjon 37/2021 viser til at hver investert milliard vil gi ca 500 årsverk i etableringsfasen for hydrogenfabrikker og vindparker og til en kostnad per GWh på 3,75 millioner for Glomfjorden Hydrogen i Nordland. Ved storskala utbygging som i våre vindkraftscenarier vil kostnad per GWh reduseres betydelig. Våre vindkraftscenarier svarer til en utbygging av henholdsvis 1, 2 og 5,5 TWh. Vi tar derfor utgangspunkt i om lag den halve pris, 2 millioner kr per GWh, noe som gir investeringskostnader på henholdsvis 2, 4 og 11 milliarder kr. Dette vil resultere i henholdsvis 1000, 2000 og 5500 årsverk i etableringsfasen eller ca 200 - 300 årsverk per år frem mot 2045.

9.2. Driftsfasen

Antall nye årsverk og omsetning per årsverk

For å anslå sysselsettingseffekter må vi gi et anslag på omsetning per årsverk. Dette varierer fra bransje til bransje, med petroleumsnæringen som en klar nr. 1 i Norge med nærmere 25 millioner NOK i verdiskaping per sysselsatt, mens et gjennomsnittlig norsk årsverk generer en verdiskaping på 1,2 millioner NOK. Aktørene i verdikjeden vil sikte mot høyest mulig verdiskaping per sysselsatt. Denne mulighetsstudien er imidlertid sett gjennom «regionale briller». For regionen vil et høyt anslag for nye arbeidsplasser være det mest optimale utfallet. Et for lavt anslag for omsetning per sysselsatt ville gi et for optimistisk anslag i antall nye potensielle arbeidsplasser. Derfor settes anslaget for verdiskaping per sysselsatt heller noe høyt enn lavt for ikke å kunstig blåse opp potensiell ny sysselsetting.

Grønt hydrogen - 10 millioner per årsverk

I Menon-publikasjon 37/2021 beregnes verdiskaping for kraftkrevende industrier i Nordland, blant annet fabrikk for grønt hydrogen. Vi anslår at deres beregninger vil være direkte overførbare til Troms og Finnmark. For grønt hydrogen beregnes en omsetning per sysselsatt på 10 millioner NOK og en verdiskaping på 6 millioner etter omkostninger til strøm og lønn er trukket fra. For vårt fylkes vedkommende vil en hydrogensatsing inkludere økt lokal elproduksjon og lokale lønninger, og vi setter som nevnt heller verdiskaping per årsverk for høyt enn for lavt for å gi et konservativt anslag på antall nye arbeidsplasser i fylket. Samme rapport angir 30 årsverk per TWh i direkte-virkninger og opp til 2 årsverk per direkte årsverk i ringvirkninger ved storskalaproduksjon, det vil si opptil 90 årsverk totalt per TWh.

Våre tre scenarier tilsvarer utbygging av henholdsvis 1, 2 og 6 TWh til hydrogenproduksjon, det vil si opptil 90, 180 henholdsvis 540 nye arbeidsplasser totalt i fylket knyttet til produksjon av grønt hydrogen. Dette svarer til ca 9 millioner per årsverk hvorved et anslag på ca 10 millioner i omsetning per sysselsatt virker som et godt anslag. Vi bruker derfor 10 millioner per sysselsatt som utgangspunktet for omsetning per sysselsatt for grønt hydrogen ved storskalaproduksjon.

Blått hydrogen - 20 millioner per årsverk

For blått hydrogen tar vi utgangspunkt i petroleumsnæringens verdiskaping per sysselsatt. Det er likevel vesentlig flere prosesser involvert ved produksjon av blått hydrogen enn om man produserer LNG fra gass uten CO₂-håndtering. Det er således åpenbart at det vil kreves flere sysselsatte til å produsere blått hydrogen fra samme mengde gass som ved produksjon av LNG. Samtidig kan hydrogenets verdi øke i forhold til LNG.

Som et konservativt anslag bruker vi 60-70% av verdiskapingen per årsverk i petroleumsnæringen, altså 15-17,5 millioner NOK per årsverk, og anslår ut fra det en omsetning per sysselsatt på 20 millioner.

9.3. Verdianslag og beregning av sysselsetting

Vi tar her utgangspunkt i salgsprisen fra produsent med et påslag for hvert ledd i verdikjeden som foregår lokalt. Vi regner på hydrogenet uansett om dette selges i form av hydrogen eller i form av ammoniakk..

Hydrogen / ammoniakk som produseres og eksporteres ut av fylket

Som salgspris av hydrogen fra produsent tar vi utgangspunkt i at produsent får 50% av prisen hos forbruker, det vil si 20 kr / kg (20 000 kr per tonn), og en omsetning per sysselsatt på 10 millioner for grønt hydrogen og 20 millioner for blått hydrogen. I scenariene antas det at lokalt forbruk og bunkring styres mot grønt hydrogen. Hydrogen som eksporteres ut av fylket regnes derfor som blått og omsetning per årsverk settes til 20 millioner kr.

Hydrogen / ammoniakk som bunkres i fylket

For hydrogen som bunkres i fylket med brukes utenfor fylket (Kystruten og offshore) anslås en reduksjon i verdiskaping per sysselsatt med en faktor to da man her i tillegg til produksjonen også har behov for personell til ekstra håndtering av hydrogen samt markedsføring.

Vi anslår at prisen for bunkring av 1 tonn hydrogen vil være 30 000 kr (30 kr/kg) og at omsetningsverdien i fylket per kg dermed øker med kr 10 i forhold til hydrogen for ren eksport. Det vil si i utgangspunktet en omsetning på 5 millioner kr per sysselsatt for grønt hydrogen og 10 millioner kr per sysselsatt for blått hydrogen.

Vi tar utgangspunkt i at hydrogen bunkres i fylket for 30 kr / kg. Det vil være storforbrukere av hydrogen /ammoniakk og det vil være stor konkurranse om å levere til disse storforbrukere, derfor må salgsprisen holdes lav. Lav salgspris kan oppnås ved at bunkring gjøres nær produksjon med få mellomledd. I de fleste scenariene er det tilstrekkelig med lokalprodusert grønt hydrogen til å dekke lokal bunkring, derfor bruker vi 5 millioner per årsverk i beregningene.

I det høye forbruksscenariet for 2035 vil det ikke produseres tilstrekkelig grønt hydrogen til å dekke etterspørselen for bunkring. I omsetningsanslagene for bunkring i fylket tar vi utgangspunkt i at fylkets eget forbruk dekkes av grønt hydrogen og at bunkring i fylket først forbruker resten av grønt hydrogen og fyller på med blått hydrogen for resten. Sysselsettingseffekten beregnes da som 5 millioner NOK / sysselsatt for andelen som dekkes av grønt hydrogen og 10 millioner per sysselsatt for andelen som dekkes av blått hydrogen.

Hydrogen / ammoniakk som forbrukes i fylket

For hydrogen som forbrukes lokalt er hele verdikjeden involvert med lokal arbeidskraft, og vi anslår 4 millioner i verdiskaping per sysselsatt uansett om hydrogenet er grønt eller blått. Vi tar utgangspunkt i at hydrogen som forbrukes i fylket koster 40 kr / kg hos sluttbruker.

	Lokalt forbruk	Hydrogenproduksjon (tonn H ₂)			Omsetningsverdi (millioner NOK)			Lokal sysselsettingseffekt (årsverk)		
		2030	2035	2045	2030	2035	2045	2030	2035	2045
	0	419200	636800	1108000	8384	12736	22160	426	649	1144
	Lavt	419200	636800	1108000	8438	13010	22899	450	783	1511
	Høyt	419200	636800	1108000	8720	13487	23813	547	913	1822
Salgspris Kr/Kg										
20	0	419200	636800	1108000	8384	12736	22160	426	649	1144
20	Lavt	415750	614333	1048067	8315	12287	20961	421	629	1096
20	Høyt	390433	574500	979333	7809	11490	19587	390	575	979
30	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Lavt	1500	17500	46000	45	525	1380	9	105	276
30	Høy	23900	49500	92000	717	1485	2760	108	211	476
30	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Lavt	1950	4967	13933	78	199	557	20	50	139
40	Høyt	4867	12800	36667	195	512	1467	49	128	367

Tabell 9 Beregninger av verdier og sysselsettingseffekter av produksjon, distribusjon og forbruk av hydrogen i Troms & Finnmark

- For 2030 Verdiskaping på mellom 8450 og 8700 millioner kroner. Sparte CO₂-avgifter vil være mellom 60 og 155 millioner. Totalt ca 8500 - 8850 millioner i verdier (Tabell 11). Antall nye årsverk i driftsfasen beregnes til 460 – 550, alt etter hvor stor en andel som forbrukes lokalt. Til dette kan legges 200 - 300 årsverk innen etablering slik at total økt sysselsetting i dette scenariet kan bli på ca 650 - 850 årsverk.
- For 2035: Verdiskaping beregnes til mellom 13 000 og 13 500 millioner kroner og sparte CO₂-avgifter vil være mellom 225 og 580 millioner. Totalt mellom ca 13 200 og 14 100 millioner i verdier (Tabell 11) og 780 til 910 nye årsverk i driftsfase, alt etter størrelsen på lokalt forbruk. Med tillegg på 200 - 300 årsverk i etableringsfase vil total økt sysselsetting i dette scenariet bli på ca 1000 - 1200 årsverk.
- For 2045: Verdiskaping 22 900 - 23 800 millioner kroner og sparte CO₂-avgifter mellom 520 og 1400 millioner. Totalt mellom 23 400 og 25 200 millioner i verdier (Tabell 11) og 1510 til 1820 nye årsverk.

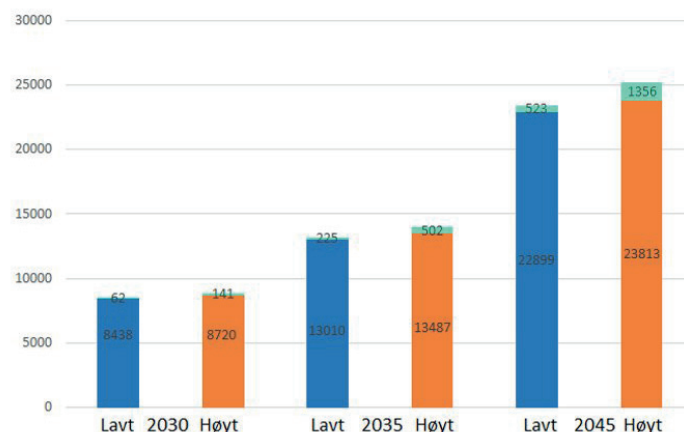


Figure 36: Omsetning og sparte CO₂-avgifter (turkis) for 2030, 2035 og 2045 ved henholdsvis lavt lokalt forbruk (blått) og høyt lokalt forbruk (oransje)

Anslagene er beheftet med store usikkerheter, men er ment som en pekepinn for hva som kan skapes gjennom en storstilt satsing mot rent hydrogen og ammoniakk i fylket. Beregningene viser en potensiell økning i sysselsetting i fylket på opptil 0,6% i 2030, 1,0% i 2035 og 2,0% i 2045 i forhold til 2020. Ringvirkninger av de nye arbeidstakeres forbruk og behov for kommunale tjenester vil komme i tillegg, det samme vil nyetableringer fra eksempelvis prosessindustri og næringer bygget på utnyttelse av biprodukter. Samtidig vil jobber som faller bort ved svekkelse av fossile verdikjeder skulle trekkes fra.

Anslagene for fullt utbygget driftsfase i 2045 er mellom 23 400 og 25 200 millioner i samlet omsetning og ca 1500 til 1800 nye årsverk. Til sammenligning ville produksjon og eksport av 1 000 000 tonn blått hydrogen og 108 000 tonn grønt hydrogen alene generere 22 200 millioner i omsetning og 1100 nye arbeidsplasser.

Etableringen av lokale verdikjeder for hydrogen vil ifølge våre anslag årlig resultere i 1200 til 3000 millioner i økt lokal verdiskaping og 300 til 700 ekstra nye årsverk i fylket. Samtidig vil de årsverkene som kommer gjennom lokalt forbruk og distribusjon være arbeidsplasser som blir i fylket, mens en del av årsverkene fra produksjon i høyere grad kan dekkes inn via pendling. Dette understreker viktigheten av å satse på helhetlige lokale verdikjeder og ikke kun satse på produksjon for eksport. Det er viktig å satse på både egg og høner.

NHO anslår at Norge må skape 320 000 nye arbeidsplasser innen 2050, hvilket i forhold til folketallet vil svare til et mål om 15 000 nye jobber med utspring fra aktivitet i Troms & Finnmark. En vellykket satsing på hydrogenproduksjon, -distribusjon og -forbruk i Troms & Finnmark kan ifølge våre anslag bidra med mellom 10 og 12% av dette målet.

Den potensielle økonomiske effekten av lokale verdikjeder beregnes til 3000 millioner i lokale verdier fordelt på 1600 millioner i økt omsetning langs verdikjeden og 1400 millioner i sparte CO₂-avgifter. Sparte CO₂-avgifter utgjør dermed nesten 47% av beregnet potensiell lokal verdiskapingen ut over produksjon bare for eksport. Ved det lave anslaget for lokalt forbruk utgjør sparte CO₂-avgifter 520 av 1200 millioner eller 43%. Dette understreker effekten av CO₂-avgifter som virkemiddel mot det grønne skiftet.

10. Kompetanse – FoU – Innovasjon

For å bli en aktør i det grønne skifte og i en kommende verdikjede for hydrogen er det nødvendig med rett kompetanse og et sterkt miljø for FoU og innovasjon. En videre potensiell gevinst ved å satse regionalt på hydrogenbaserte løsninger er at man samtidig vil styrke regionens kompetanse og drive frem lokal innovasjon. Nord-Norge er generelt en region som trenger tilførsel av kompetanse, men samtidig har fylket et sterkt arktiskrettet forskningsmiljø gjennom UiT- Norges arktiske universitet med campus i Tromsø, Alta og Narvik, og det finnes flere innovasjons- og forskningssentre.

Det foregår svært mye forskning innen nye klimatilpasninger, og Nord-Norge har et potensiale for å tiltrekke seg FoU miljø. En av mulighetene er beskrevet som Innovasjon Norge sin satsing "testination". I del 4 finnes også en case beskrivelse knyttet til arktisk om test-site.

10.1.1 Nord som test-arena for ny teknologi - "Testination"

"Testination" går ut på å utvikle og promotere norsk Arktis som testarena for nye bærekraftige løsninger, i tillegg til å markedsføre og bevisstgjøre den norske arktiske kompetansen. Gjennom prosjektet har Innovasjon Norge koblet aktører som ønsker å bruke norsk Arktis som testarena. Prosjektet tar sikte på å tiltrekke etableringer, investeringer og talenter til Nord-Norge.

Innovasjon Norge Arktis har gjennom prosjektet Testination jobbet med å synliggjøre forretningsmulighetene i nordområdene for bedrifter, investorer og internasjonale kompetansemiljø. Innovasjon Norge har også jobbet aktivt for å synliggjøre den arktiske kompetansen norske bedrifter har utviklet som følger av operasjoner i ugjestmilde og ekstreme områder. Løsninger som utvikles av norske selskaper for arktiske forhold har fortrinn som bør tydeliggjøres i konkurranse med internasjonale aktører og som har potensial for å skaleres og selges til verden.

Troms & Finnmarks muligheter innenfor FoUi understrekes av at et nyetablert selskap "Test-nord AS" har formålet "Utvikling av testindustri, herunder utprøving og utvikling av bærekraftige produkter i arktiske omgivelser, fasilitering, investering og deltakelse i andre selskaper i forbindelse med dette" (se eget case i del 4).

Del 4:

Cases fra Troms og Finnmark

I Troms & Finnmark pågår det svært mange ulike prosjekter som har en tilknytning til hydrogen, og som kan spille en viktig rolle i en framtidig verdikjede for hydrogen. I denne delen av mulighetsstudie er et knippe av disse prosjektene presentert. Aktiviteten i fylket er pt størst i Øst-Finnmark, og flest prosjekter fra denne delen av fylket er valgt ut.

De ulike casene representerer eksempler på muligheter som finnes og er under utvikling, og kan være til inspirasjon for aktører som ønsker å etablere seg innen en verdikjede for hydrogen.

EU prosjekt Haeolus - Varanger Kraft AS / SINTEF



Haeolus prosjektet er støttet gjennom EU Horizon 2020 program, og har et budsjett på rundt 70 mill kr. Prosjektet startet opp i januar 2018 og er grunnet korona forsinket. Hovedmålet til prosjektet er testing av variabel energi fra vindpark til produksjon av hydrogen med installert 2,5 MW PEM elektrolyse. I prosjektperioden skal det produseres minimum 120 tonn hydrogen med gjennomføring av tre ulike testmål: 1) Energilagring, 2) Mini-grid løsning og 3) Hydrogenproduksjon. Anlegget skal fjernstyres med en nyutviklet plattform.

Energi leveres fra Raggovidda Vindkraftverk. Vindkraftparken eies av Varanger KraftVind AS.

Partnere er: Varanger KraftHydrogen, UBFC (universitet i Frankrike), Tecnalia (Spania), Universitetet i Sannio, Hydrogenics og KES (IKT-utvikler i Italia). SINTEF er koordinator for prosjektet.

Elektrolyseoren vil produsere hydrogen ut ifra installert effekt av ca. en vindturbin (Raggovidda 1), og med en forventet årlig produksjon på inntil 300 tonn per år⁹⁹. Dette kunne for eksempel dekke drivstofforbruket til 10 busser som daglig kjører Alta – Kirkenes og retur.

Dette er per i dag den største elektrolyseoren i verden som er koblet direkte til en vindpark.

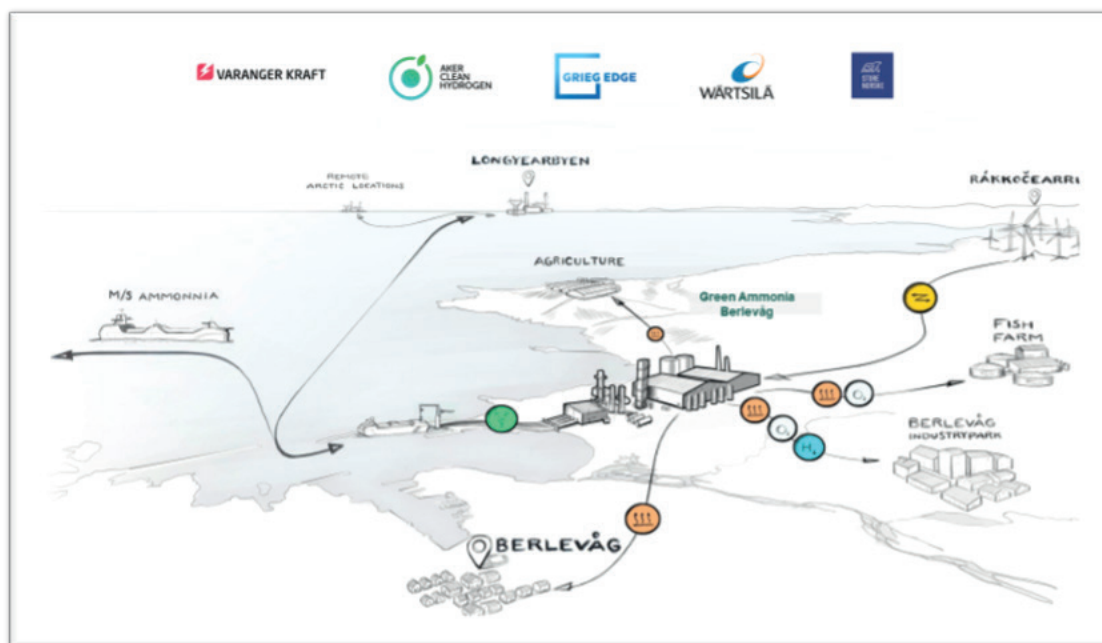
Kontaktinformasjon:

- Federico Zenith, prosjektkoordinator SINTEF federico.zenith@sintef.no
- Christian Bue, daglig leder Varanger KraftHydrogen AS, Christian.Bue@varanger-kraft.no

Nettside: haeolus.eu

⁹⁹ varanger-kraft.no/hydrogen, haeolus.eu

Decarbonisation of Arctic shipping and off-grid power plants – Green Ammonia Berlevåg (GAB) project.



Kontaktinformasjon:

Christian Bue, daglig leder Green Ammonia Berlevåg AS, Christian.bue@varanger-kraft.no

«Barents Blue» – Horisont Energi AS

Barents Blue er et prosjekt som skal etablere storskala ammoniakkproduksjon fra naturgass med CO₂-fangst og lagring. Det skal produseres rent ammoniakk fra naturgass fra Barentshavet og den fangede CO₂ skal sendes i retur til Barentshavet i et lagringsfelt, Polaris-reservoaret utenfor Finnmarkskysten.

Beskrivelse av prosjektet:

«Barents Blue will provide Europe's first large-scale clean ammonia production. Based on natural gas from the Barents Sea, it will include a world-scale clean ammonia plant located in Finnmark in Northern Norway. Barents Blue will have a production capacity of 3000 tons of ammonia per day once operational. During the production process, carbon will be captured and transported by ship to the Polaris reservoir for storage, with an estimated capacity in excess of 100 million tons below the seabed offshore Finnmark, which is equivalent to twice Norway's annual greenhouse gas emissions. Currently entering the concept phase, an investment decision for Polaris and the Barents Blue project is expected towards the end of 2022.»¹⁰⁰

Prosjektet er i konseptfasen med Markoppneset i Kvalsund, Hammerfest kommune, som prioritert lokasjon. Endelig Investeringsbeslutning for Polaris og Barents Blue-prosjektet ventes mot slutten av 2022.

Prosjektet er valgt ut som ett av 5 norske kandidater til IPCEI Hydrogen. Prosjektet kan bli Europas første storskala produksjon av blå/ren ammoniakk.



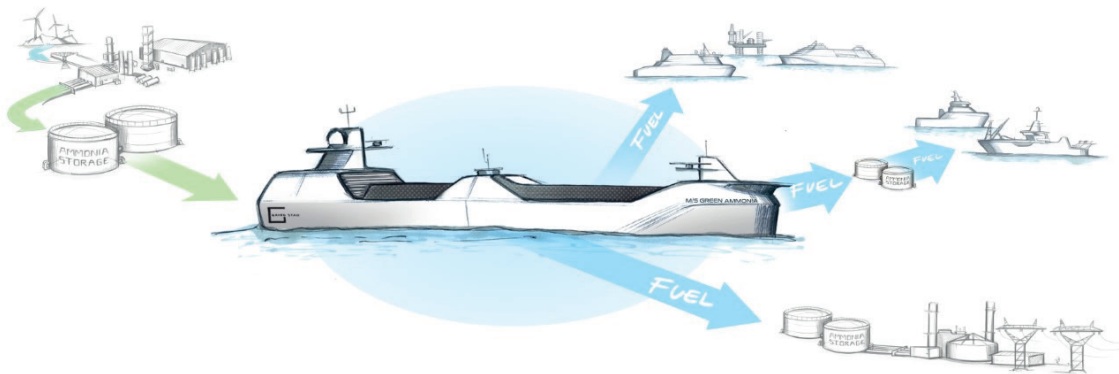
Foto: Horisont Energi

Kontaktinformasjon:

Bjørgulf Haukelidsæter Eidesen Horisont Energi, bhe@horisontenergi.com

¹⁰⁰ Kilde: horisontenergi.no/horisont-energi-concludes-first-phase-of-europes-first-large-scale-clean-ammonia-project/

Ammoniakk tanker Grieg Edge AS og Wärtsilä Norway AS



Grieg Edge og Wärtsilä Norway AS er tildelt Pilot E midler til utvikling og bygging av verdens første grønn ammoniakk tanker. Skipet skal både frakte grønn ammoniakk til slutt kunder og benytte grønn ammoniakk som drivstoff¹⁰¹.

Prosjektet vil utvikle og demonstrere ammoniakkdreven forbrenningsmotor, en innovativ løsning for skip-til-skip bunkring av ammoniakken, samt en drivstoffeffektiv skipsdesign.

Prosjektet skal frakte ammoniakk fra fabrikk i Berlevåg til ulike sluttbrukere. Prosjektet har sitt utløp fra ZEEDS initiativet.

Målsettingen er å bygge verdens første ammoniakkdrevne tankskip innen 2024.

Prosjektet har inngått en intensjonsavtale med Varanger Kraft AS.

Kontaktinformasjon:

Sveinung Tvedt, kommunikasjonsansvarlig, sveinung.tvedt@griegmaritime.com

Nettside:

griegedge.com/grieg-edge-and-wartsila-to-build-groundbreaking-green-ammonia-tanker/

¹⁰¹ griegedge.com/grieg-edge-and-wartsila-to-build-groundbreaking-green-ammonia-tanker/

Berlevåg Industripark



Berlevåg Industrial Park (BIP) – the circular industry park for the future

World-leading wind power and the surplus from production of green hydrogen and - ammonia will create growth and new, innovative and green industries within aquaculture, agriculture and tourism

Berlevåg Industripark (BIP) - fremtidens sirkulære næringspark .

I Berlevåg er det under etablering en industripark med ca. 820 mål tilgjengelig næringsareal. Ren energi fra en av Europas beste vindparker, Raggovidda vindpark skal benyttes til produksjon av grønn- hydrogen og ammoniakk.

En slik produksjon vil skaper sirkulære sidestrømmer som Berlevåg Industripark ønsker å utnytte til mer vekst gjennom ny, innovativ og utslippsfri næringsvirksomhet innen blant annet akvakultur, jordbruk og turisme.

Berlevåg Industripark ønsker å bidra til en best mulig bærekraftig næringsutvikling i Arktis.

Mer om parken her ¹⁰²

Kontaktinformasjon:

Kjell Richardsen, post@berlevag-industripark.no

¹⁰² berlevag-industripark.no

Store Norske AS - Off-grid energiløsninger



1500 off-grid lokasjoner i Arktis – skal bli fornybar

3-10 ganger høyere energikostnad enn det nasjonale gjennomsnittet

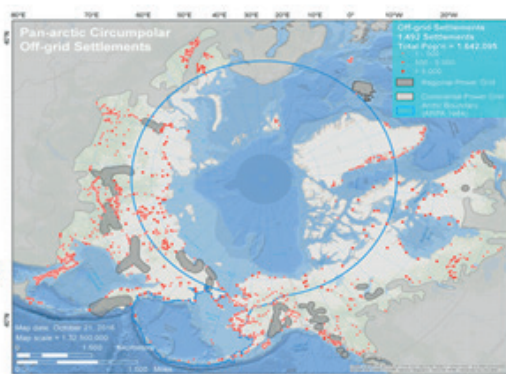
- Diesel er viktigste energikilde
- ~ 1,5 TWh pr år

Mange særegne «Arktiske» utfordringer

- Klimatiske forhold og sårbar natur
- Lite eller ingen infrastruktur
- Logistikk er dyrt
- Forsyningssikkerhet er kritisk

Nasjonale mål for fornybar energi til off-grid

- Canada – 50% innen 2030 og 100% innen 2050
- Grønland – 90 % innen 2030
- Alaska – 50 % innen 2025
- Russland – Mål om økt andel fornybar, spesielt blant off-grid lokasjoner i Øst-Russland



Store Norske skal utvikle, bygge, drifte (og eie) off-grid hybride energianlegg i Arktis

Energiomstillingen i Arktis vil akselereres gjennom profesjonelle aktører som effektivt utvikler, bygger og drifter off-grid hybride energianlegg.



Dagens løsning:

- Kostbar
- Høye utslipp
- Resurskrevende

Bekymringsfri overgang til fornybar energi

Prosjektutvikling

Bygging

Drift



Hybride energianlegg:

- Kostnadseffektiv
- Minimale utslipp
- Sikker og effektiv drift

Kontaktperson Store Norske AS:

Geir Ove Roppaughen geir.ove.roppaughen@snsk.no

Barents Salmon AS – Miljøvennlig landbasert matfiskproduksjon av laks

Barents Salmon har inngått avtale med Berlevåg kommune og Varanger Kraft m/partnere, med tanke på etablering av et anlegg for landbasert oppdrett av matfisk på området til Berlevåg industripark. Intensjonen er å bygge et moderne og bærekraftig produksjonsanlegg som vil bidra til å skape verdier og arbeidsplasser i nærmiljøet gjennom en årlig produksjon av inntil 18.000 tonn laksefisk. Bak selskapet står erfarne industribyggere med kombinert lang fartstid i regionen og innen oppdrettsnæringen.

Lakseproduksjonen skal inngå i en større sirkulærøkonomisk sammenheng, der planen er å utnytte overskuddsressurser fra hydrogenfabrikken i Berlevåg. Oksygen og varme er verdifulle ressurser for et oppdrettsanlegg, og er rene biprodukter fra elektrolyseprosessene i hydrogenproduksjonen.

Anlegget skal dekke hele produksjonssyklusen fra rogn til matfisk. Det er planlagt at to tredjedeler av produksjonen skal baseres på bruk av RAS-teknologi (Recirculating Aquaculture Systems). Dette er en ressurs- og energieffektiv produksjonsform som gjennom avansert bioteknologi tilrettelegger for at inntil 99,5% av vannet som brukes i produksjonen kan gjenbrukes.

Den resterende tredjedelen av oppdrettsanlegget er planlagt basert på gjenbruksteknologi. Dette er en produksjonsform som normalt er avhengig av energianlegg for å opprettholde produksjonen året rundt. Barentshavet holder stabilt lav temperatur i forhold til optimal produksjonstemperatur for laksefisk. Spillvarmen fra hydrogenproduksjonen muliggjør kontinuerlig god produksjon. Varmen er en verdifull grønn energiressurs, og helt sentral i Barents Salmons konsept. Oksygenet som dannes som et overskudd fra hydrogenfabrikken vil trolig dekke hele behovet til oppdrettsanlegget. Næringsstrategien i Berlevåg kommune tilrettelegger for bærekraftige synergier der realisering av et landbasert oppdrettsanlegg med lavt miljøavtrykk synes å passe svært godt.

Barents Salmon ønsker å bli en ledende aktør innen bruk av teknologi som muliggjør høy produksjon under kontrollerte betingelser, lavest mulig miljø- og klimaavtrykk, meget lav risiko for rømming, og god fiskevelferd gjennom hele produksjonssyklusen. Selskapet har fått støtte fra Innovasjon Norge til å utrede det som trolig blir verdens mest miljøvennlige anlegg for akvakultur.

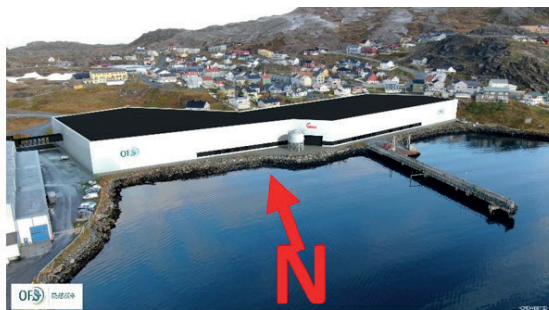
Kontaktinformasjon Barents Salmon:

Greger Mannsverk, styreleder, gma@kimek.com / +47 951 21 228

Spørsmål vedrørende planarbeid og konsesjon kan rettes til:

Ingrid Landro, konsulent, ingrid@infund.no / +47 954 87 435

Landbasert oppdrett – Eksempel fra Nordkapp



Fase 1 - Bygg



Fase 1 - Tanker



Fase 2 - Bygg



Fase 2 - Tanker

Selskapet OFS Nordkapp har søkt konsesjon på landbasert produksjon opp til 20 000 tonn i Storbukt, Honningsvåg i Nordkapp kommune. Lokaliseringen er det tidligere fergeleiet inkludert det daværende trafikkavviklingsområdet. I første omgang er det søkt tillatelse til utbygging av fase 1 og 2 som til sammen vil utgjøre en produksjon på 10 000 tonn.

Illustrasjon av potensiell utbygging i Storbukt, Honningsvåg i Nordkapp kommune. Fra søknad til Finnmark fylkeskommune. Gjengitt med tillatelse fra Eskøy AS.

Det er samtidig aktører som har tatt initiativer til storskalaproduksjon på mange ganger dette anlegget. Oppdrettsnæringen er storforbruker av oksygen og en storstilt satsing på produksjon av grønt hydrogen kan fasilitere storskala landbasert oppdrett med oksygen.

Kontaktinformasjon:

Magda Filonowicz, prosjektleder, 979 73 533

Veksthus med bruk av biprodukt

– Tana videregående skole

Hydrogenfabrikken som er under planlegging i Berlevåg vil avgi store mengder varme som biprodukt. Det er anslått at en vil få en produksjon av 80 MWh varmt vann (60 grader) i døgnet (under pilotproduksjon). Dette vil være tilstrekkelig til å varme opp mye veksthusareal, avhengig av driftsopplegg og materialbruk.

Driftskostnadene ved veksthus er i hovedsak lønn og energi. Dersom energikostnaden kan reduseres betraktelig ved bruk av varmen som biprodukt, vil dette gi et stort fortrinn sammenlignet med ordinær produksjon.

I tillegg til oppvarming av bygninger kan varmen også benyttes til tørking av matprodukter.

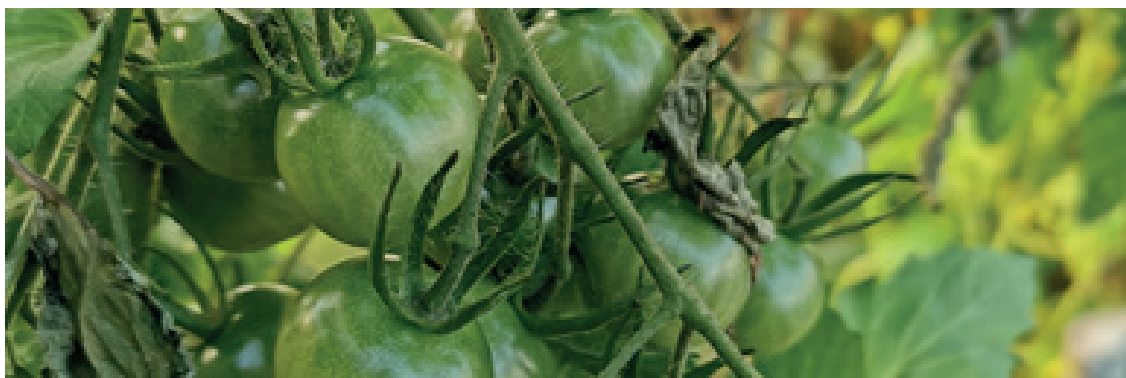
Mulige produkter kan være agurk eller isbergsalat. Helårs tomat- og agurk produksjon dyrka i norske veksthus er mer klimavennlige enn importerte varer fra Spania og Nederland (NIBIO), og vil dermed ha et konkurransefortrinn særlig for de forbrukerne som er interessert i klima og bærekraftighet.

Det kan være ulike driftsmodeller for veksthus lokalisert i Berlevåg. Et alternativ er en modell hvor Tana videregående skole tar seg av organisering og drift av veksthuset, og brukes dette som del av den videregående opplæringa. Veksthuset benyttes som læringsarena for både elever, læringer og eventuelt voksne som ønsker seg inn i næringa. Det kan også være aktuelt å kombinere modellen med kommersielt salg av produkter, og/eller samarbeid med kommunen/ ASVO.

Et anlegg som dette vil være en fin arena for FoU-aktiviteter og samarbeider med forskjellige aktører, som eksempelvis Norsk landbruksrådgivning (NLR) eller Norsk institutt for bioøkonomi (Nibio).

Kontaktinformasjon:

Rektor Eva Britt Birkenes, eva.britt.birkenes@tffk.no



Leverandørutvikling – “Energi i Nord”

Et forprosjekt initiert av Petro Arctic høsten 2020 og har som ambisjon å etablere en «energi-klynge» i Nord - Norge som bidrar til energiomstilling og verdiskaping for selskaper og samfunn i nord i tråd med klimamålene i Parisavtalen.

Nord-Norge sitter på store ressurser og omfattende kompetanse innen produksjon, transmisjon, lagring og industriell foredling av karbonnøytral energi. For å utløse de mulighetene som denne landsdelen har innenfor dette feltet har vi tro på å løfte i flokk på tvers av regioner og bransjer. Energi i Nord er etablert for å bidra til et slik felles løft. Energi i Nord har medlemmer over hele landsdelen og representerer, sentrale samfunnsaktører, kraftbransjen, olje og gass, logistikk og transport, prosessindustri, leverandørindustri, samt FoU-organisasjoner, SMB- og oppstartsbedrifter, komplementære klyngeorganisasjoner og offentlig forvaltning.

Energi i Nord har fått bevilget midler fra Innovasjon Norge for gjennomføring av et forprosjekt for å undersøke grunnlaget for etablering av arenaklynge. Prosjektledelse for klyngen ivaretas av Kunnskapsparken Bodø som rapporterer til en styringsgruppe sammensatt av følgende representanter; Kjell Giæver, Petroarctic, Arve Ulriksen, Mo Industripark, Terje Skansen, Varanger Kraft, Toril Utvik, Equinor, Ketil Holmgren, Polarbase og Stein- Gunnar Bondevik, Troms Kraft.

Kontaktinformasjon:

Kjell Giæver, kg@petroarctic.no

«Grønne kommuner» – Øst-Finnmarksrådet

Øst-Finnmark rådet har på bestilling fra fylkeskommunen gjort en kartlegging av kommuner sin mulighet for å påvirke i det grønne skifte, samt implementering av FNs bærekraftsmål. Kartleggingen er gjort i følgende kommuner: Berlevåg, Båtsfjord, Lebesby, Nesseby, Sør-Va-
ranger, Vadsø og Vardø.

Oppsummering av funn: Alle kommunene under Øst-Finnmarksrådet som har deltatt i forprosjektet er i gang med implementering av FNs bærekraftsmål, og likeså i gang med det grønne skiftet. De samme kommunene er i gang med å skifte ut biler som går på bensin eller diesel til grønn energi. Etter hvert som biler på fossilt brennstoff skiftes ut, går kommunene over til el-biler som lokalt transportmiddel. Når det gjelder transportmateriell for lengre transporter, så er det ikke avdekket at noen kommune stiller krav om grønne løsninger. Tiden anses heller ikke moden for å stille slike krav til næringslivet, se nedenfor.

De fleste kommunene reflekterer på å stille krav til leverandører med hensyn til FNs bærekraftsmål. Mange av produktene som kommunene kjøper inn produseres andre steder i landet. I forhold til klimaavtrykk vil det derfor ha begrenset effekt om varer kjøpes fra en større grossist i Drammen enn lokalt i Finnmark. Varene må uansett transporteres fra grossisten til Finnmark. Derimot vil lokal handel gi uttelling på andre av FNs bærekraftsmål, om det likevel handles lokalt, bl.a. målet om bærekraftige lokalsamfunn.

Undersøkelsen har ikke avdekket at kommunene gjør denne typen planmessige overveielser, med unntak for en kommune som etterspurte refleksjoner knyttet til hvordan lokal småskalaproduksjon kan slå positivt ut i forhold til FNs bærekraftsmål. Regionalt fremtrer også andre utfordringer om kommunene stiller krav om grønne løsninger til leverandører. Dersom en kommune i dag stiller spesifikke krav til grønne løsninger i et anbud for bygg og anlegg, så vil kommunen neppe få tilbydere. Det vil med enda større sikkerhet ikke få lokale tilbydere, fordi slike ikke finnes.

Bakgrunnen er at lokale entreprenører ikke har store anleggsmaskiner som går på fornybar energi. Om det i det hele tatt finnes virksomheter som kan inngi tilbud i Norge, så antas disse å ligge så langt vekk fra våre kommuner at pristilbudet vil bli svært høyt, og transport av folk og maskiner gjør klimaregnskapets totalsum i prosjektet negativ. Lokale entreprenører vil dessuten i dag vegre seg mot å investere i anleggsmaskiner med nullutslipp fordi inntjeningen på slike maskiner i vår region er for liten. Dette betyr at det har sin pris for kommunene å bidra i det de store sakene i et grønt skifte, som kommunene i dag neppe er rustet til å bære.

Kontaktinformasjon:

Trond Haukanes, leder av Øst-Finnmarksrådet, th@ofr.no

Testing av ny teknologi - Testnor AS

Med raske værskeer, kulde, mørke, ising og store avstander er Arktis et levende laboratorium for utvikling og testing av fremtidens løsninger. Finland og Sverige har kommet lengst i utviklingen av en arktisk testindustri, mens det i Norge ikke finnes noe lignende kommersielt tilbud eller system for testing. Nord-Norge har unike fortrinn for testing av bærekraftig teknologi og løsninger. Noen fortrinn som differensierer Nord-Norge som testområde fra andre arktiske land er variert topografi fra fjord til fjell, variert klima fra kyst til innland og raske værskeer langs kysten. Nord-Norge kan tilby rå natur for markedsføring og store tilgjengelige arealer for testing. Nord-Norge har sammenlignet med andre arktiske land en velutbygd infrastruktur i Arktis med bosetting i områdene, teknologisk avanserte bedrifter, verdens beste mobil- og satellittdekning og flyplasser i hele regionen. Norge har status som en pioner på polarteknologi og det norske flagget assosieres med høy kvalitet og tillit. Høy tillit og fravær av korrupsjon gjør en test med norsk «stempel» troverdig.

Testnor AS er et nyoppstartet selskap som skal tiltrekke nasjonale og internasjonale aktører til Nord-Norge for testing og utvikling av bærekraftige produkter i reelle, arktiske forhold. Testnor vil være aktøren som bygger opp et mottaksapparat og syr sammen et helhetlig testtilbud basert på lokale leverandører og kompetansemiljøer. Testnor tilbyr testområder, forskningstjenester, lokalkunnskap og logistikk som er nødvendig for å kunne gjennomføre en test.

Testnors visjon: Testnor skal legge til rette for utvikling av kommersiell testindustri i Nord-Norge gjennom bruk av nordnorsk kompetanse, leverandører og naturgitte forhold for å utvikle, teste og markedsføre bærekraftige løsninger.

Kontaktinformasjon:

- Heidi Andreassen, heidi@testnor.com
- Ingrid Dahl Skarstein, ingrid@testnor.com

“Fremtidens hurtigbåt” – Troms og Finnmark fylkeskommune

Fylkeskommunene Vestland, Nordland, Troms og Finnmark og Trøndelag inngår i et samarbeid om å utvikle fremtidens nullutslippshurtigbåt. I prosjektet skal næringslivet klare å ta frem gode design og bygg som igjen løfter næringslivet videre. Ved å utvikle fremtidens utslippsfrie hurtigbåt vil man kunne redusere utslippene fra en av de mest forurensende og teknisk krevende transportformene. Prosjektet skal også gi grunnlag for fremtidig utvikling innen maritim nullutslippsteknologi.

Designfasen til prosjektet har mottatt 55,9 millioner kr i støtte fra Klimasatsordningen til Miljødirektoratet.

Prosjektet har to utviklingsløp som gjennomføres i hver sine konkurranser - effektivt design og sikkert design. Utover kravet til nullutslipp er effektivt design teknologinøytralt og har energieffektivisering som hovedmålsetting. Sikkert design vil ha fokus på å utvikle en batteridrevet hurtigbåt med hydrogen som rekkeviddeforlenger, hvor hovedmålsettingen er å få godkjent hydrogen som energibærer på passasjerhurtigbåt. Målet er å lyse ut designkonkurransen tilknyttet effektivt design i september 2021, med en ambisjon om å være klar til å utlyse byggekonkurranse av fartøy i 2023. Konkurransen tilknyttet sikkert design har som målsetting å bli utlyst rundt årsskiftet 2021/22, hvor vinnende design i konkurranseløpet vil bli bygget i løpet av 2024. Bygging av båter i begge utviklingsløp forutsetter statlig støtte.

Kontaktinformasjon:

Sveinung Meyer Svendsen, Troms og Finnmark fylkeskommune, sveinung.svendsen@tffk.no

Hydrogendrevet minibuss – Troms og Finnmark fylkeskommune

Samferdselsdivisjonen i Troms og Finnmark fylkeskommune har et mål om å gjennomføre et testprosjekt med hydrogendrevet minibuss i den ordinære kollektivtransporten. Målet er en del av fylkeskommunens ambisjon om å innføre og legge til rette for alternative energibærere i kollektivtransporten innen 2026. På bakgrunn av dette ble det vinteren og våren 2021 gjennomført et forprosjekt av fylkeskommunen i samarbeid med DNV, med den hensikt å utrede mulighetene for et testprosjekt med hydrogendrevet minibuss på strekningen mellom Berlevåg og Varangerbotn i Øst-Finnmark.

Et av formålene med forprosjektet var å belyse hvorvidt hydrogen er et reelt alternativ som energikilde for bussdriften i finnmarksregionen. Her viser rapporten fra forprosjektet oppløftende resultater når det kommer til drift og regularitet. Rapporten sier *«at bussen kan komme seg fra Berlevåg til Varangerbotn og tilbake til Berlevåg med et samlet hydrogenforbruk på 8,8 kg hydrogen, gitt antatt normalt hydrogenforbruk på vinteren og normal kjøretid. En hydrogentank på 10 kg vil da ha tilstrekkelig kapasitet, i tillegg til rundt 12 % sikkerhetsmargin, [...]»*. Dette viser at hydrogen kan være et reelt alternativ i kollektivtransporten i Finnmark, selv på lange og værharde strekninger som strekningen mellom Berlevåg og Varangerbotn.

Samtidig peker rapporten på utfordringer i såkalte «worst-case»-scenarier. På dager med kolonnekjøring og unormalt lave temperaturer vintertid vil energiforbruket være så stort at en hydrogentank på 10 kg ikke blir tilstrekkelig for gjennomføring av den planlagte ruteproduksjonen. Her må teknologien videreutvikles for at hydrogen som energikilde skal gi god driftsregularitet på dager med dårligst vær.

Rapporten fra forprosjektet konkluderer med at hydrogendrevet minibuss mellom Berlevåg og Varangerbotn er driftssikkert i normalsituasjon, og et bedre alternativ driftsmessig enn elektrisk løsning basert på 100 % elektrisitet. Dette viser at hydrogen som energibærer i kollektivtransporten kan være bedre tilpasset situasjonen og de forutsetningene man har i Finnmark i dag.

Kontaktinformasjon:

Jørgen Aune, Troms og Finnmark fylkeskommune, jorgen.aune@tffk.no

Kystfiskefartøy – nullutslipp (hydrogen og ammoniakk)

Med midler fra Fiskeri- og Havbruksnæringens Forskningsfinansiering (FHF), er SINTEF med i utviklingen av et kystfiskefartøy med hybrid framdrift basert på batterier og brenselceller med hydrogen eller ammoniakk som drivstoff¹⁰³.

I prosjektet skal det utvikles en teknisk løsning basert på bruk av en batteripakke i kombinasjon med en eller flere brenselceller med hydrogen eller ammoniakk som drivstoff. Løsningen skal i første omgang utvikles for kystfiskefartøy med lengde mellom 10,9 og 14,9 meter og sjøvær på inntil 12 timer.

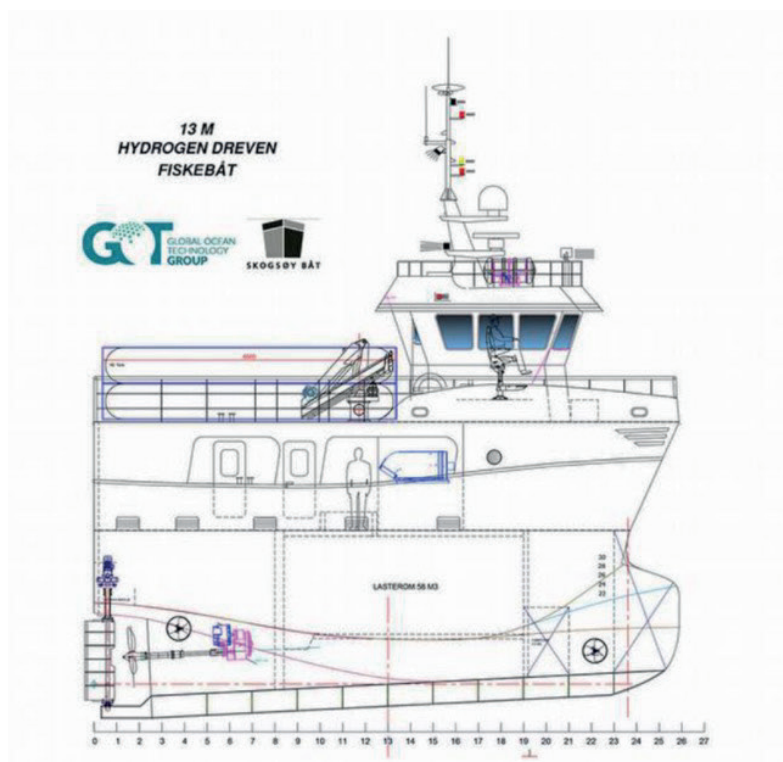
Partnerne i prosjektet representerer hele verdikjeden fra anvendt forskning (SINTEF Ocean, SINTEF AS, SINTEF Nord), via teknologileverandør (HYON), systemintegrator (Seam), fartøyprodusent (Global Ocean Technology), til sluttbruker av kystfiskefartøyet (Ervik Kystfiske AS).

Kontaktperson for FoU-prosjektet:

Sepideh.Jafarzadeh@sintef.no

Mer informasjon:

fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901640



¹⁰³ fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901640

Mulig konseptvalg for utvinning av gass fra Goliat og Alke-feltene i Barentshavet – Vår energi AS

Vår Energi er et av de største olje- og gasselskapet på norsk sokkel, med eierinteresser i ca 130 lisenser. Sammen med Equinor er Vår Energi den største petroleumsaktøren i Barentshavet og er blant annet operatør på Goliat-feltet, som driftes av selskapets driftsorganisasjon med 60-70 personer i Hammerfest.

Selskapet har gjort flere funn av naturgass i Barentshavet. Hammerfest LNG (Melkøya) har ikke kapasitet til å ta inn gass fra andre felt før tidligst rundt 2040. Vår Energi utreder derfor ulike utbyggingsløsninger for utvinning av gassressursene fra to av feltene – Goliat og Alke, henholdsvis 80 og 100 km nordvest for Hammerfest. De totale utvinnbare gass-resursene i Goliat og Alke-feltene utgjør ca 25 GSm³.

Som ledd i utredningsarbeidet, der flere mulige utbyggingsløsninger inngår, ser selskapet på muligheten for utbygging av produksjon av ammoniakk med CO₂ fangst ved et framtidig prosessanlegg i Hammerfest. Anlegget vil omforme naturgass til hydrogen og deretter tilvirke ammoniakk i en integrert prosess. CO₂ som fanges er tenkt lagret i akvifære(r) offshore i Barentshavet.

I tillegg utredes andre, konvensjonelle løsninger for gassevakuerings. Et prosessanlegg i Kvalfjorden skal etter planen elektrifiseres.

Vår Energi har gjennomført flere lokasjonsstudier av aktuelle arealer for industrielt bruk i og rundt Hammerfest. Kvalfjorden, nord-øst for Hammerfest sentrum, er valgt som foretrukket lokasjon, blant annet av hensyn til nærhet til feltene, tilgang til elektrisk kraft fra trafostasjonen ved Hyggevaan, samt gunstige topografiske- og geotekniske forhold.

Iht. plan og bygningsloven er planprosess for mulig utnyttelse av Kvalfjorden til blant ammoniakk-produksjon igangsatt i samarbeid med Hammerfest kommune og er politisk behandlet i kommunestyret.

I utredningsarbeidet legges det til grunn en utbyggingsløsning som balanserer hensynet til økonomi, miljø og klima, lokale forventninger og strategiske planer for selskapet.

Konseptutredningsfasen omfatter utbyggingsløsning for Alke-feltet, samt oppgraderinger av Goliat-plattformen, i tillegg til CO₂ fangst og lagring i reservoar i Barentshavet. Vår Energi forventer å foreta et konseptvalg ila. 2022 og en mulig investeringsbeslutning i 2023. Dersom prosjektet vedtas utbygd, skal etter planen anlegget settes i drift ila 2027/28.

Det understrekes at det fremdeles er usikkerhet knyttet til mulig konseptvalg, lønnsomhet ved de ulike konseptene, inkludert en større områdeløsning for evakuering av gass fra hele den vestlige delen av Barentshavet, samt lokal og nasjonal verdiskaping. Disse og andre relevante forhold vil bli belyst i de ulike fasene av det videre planarbeidet.

Biogass tilført Hydrogen – Antec Biogass AS/Liholmen biogass AS

Liholmen Biogass ligger i Øst-Finnmark og er verdens nordligste biogassanlegg. Antec Biogas har designet og levert et komplett biogassanlegg som skal behandle matavfall fra husholdninger, fiskeavfall og gjødsel.

Liholmen Biogass kan bli først i Norge med å gjennomføre videreforedling av biogass til metan/biofuel. Hydrogenen leveres fra Varangerkraft Hydrogen, og Liholmen prosjektet vil være unikt ved at man har bioavfall, grønn hydrogen og en skalerbar norsk biogassteknologi. Det har investert over 30 millioner i første del av anlegget, og satser nå stort inn mot å få et CO₂ negativt prosjekt ved hjelp av hydrogen.

- Biogass inneholder ca 60% metan og 40% CO₂. Ved å tilsette hydrogen i prosessen fjerner vi mesteparten av CO₂ en, og får derfor et negativt CO₂ regnskap. I tillegg sitter vi igjen med biofuel som kan brukes som drivstoff mellom annet i maritim sektor, sier Roald Knutsen, i Liholmen Biogass.

Neste steg er et forskningsprosjekt sammen med Antec Biogas og NMBU for å videreutvikle prosessen i lab før den skal skaleres i Båtsfjord. De løfter frem satsingen i Berlevåg som vesentlig i egen satsing, da det maritime knutepunktet vil sikre transport mellom lokasjonene, og ikke minst kompetanse og offensive prosjekt rundt drivstoff til maritim transport.

Drivstoffet vil være CO₂ -negativt og gå inn i den grønne energimiksen for maritim sektor som består av elektrifisering, grønn hydrogen, ammoniakk og biofuel.

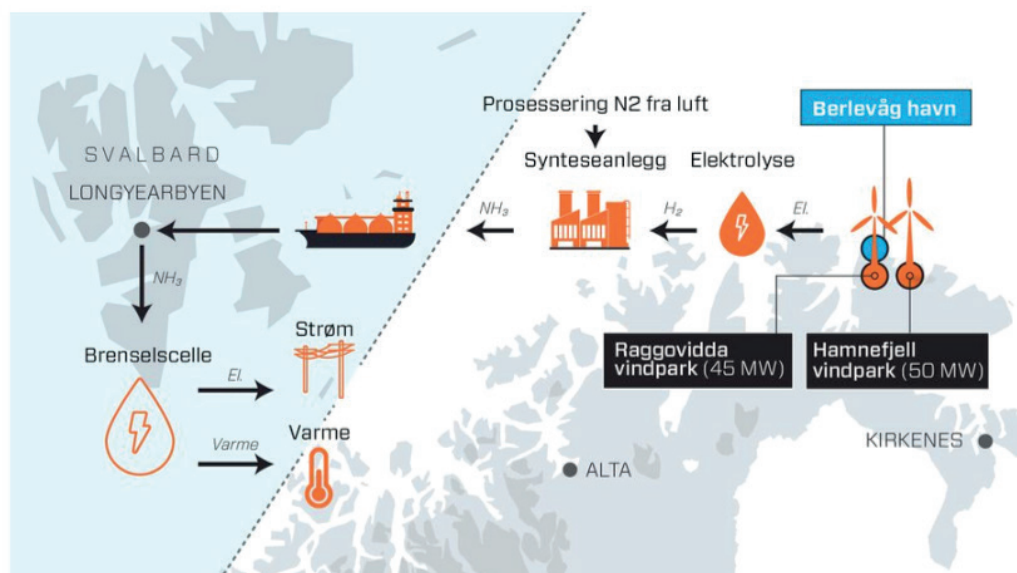
Kontaktperson:

Egil Andersen, Antec Biogass AS, egil.andersen@antecbiogas.com

Roald Knutsen Liholmen Biogass AS roaldk@liholmen.no



Ammoniakk som energiløsning for Svalbard – Statkraft/ SINTEF



Illustrasjon: Teknisk Ukeblad

Statkraft og Sintef Industri ser for seg å bruke overskuddsvindkraft i Finnmark til å produsere hydrogen og deretter ammoniakk som kan fraktes til Svalbard. Der ser de for seg at en brenselscelle skal produsere både strøm (50-55 prosent) og varme (40-45 prosent). Dersom forholdene tilsier det, kan også bruk av stempelmotor eller gassturbiner være aktuelt. – Det skjer mye på cracking av ammoniakk, så vi kan trolig benytte PEM brenselscelle i kraftverket også for ammoniakken i 2025, sier Geir M. Brekke i Statkraft. (Kilde: Teknisk ukeblad 22.11.2018104)

Masteroppgave: «Hvordan kan Berlevåg Industripark utnytte hydrogenproduksjon til å fremme vekst i region Øst-Finnmark?»¹⁰⁵

Sammendrag:

Det dagsaktuelle behovet for å erstatte fossile brensel med grønne løsninger er økende. På tettstedet Berlevåg i Øst-Finnmark skal bedriften Green Ammonia Berlevåg (GAB) produsere grønt hydrogen og ammoniakk fra vindkraft. Dette er produkter som kan erstatte fossile løsninger i ulike bransjer. Produksjonen av det grønne hydrogenet etterlater biproduktene oksygen og varme, som er viktige innsatsfaktorer i ulike virksomheter. Troms og Finnmark fylkeskommune og Berlevåg Kommune ønsker å utnytte ringvirkningene av denne produksjonen til å fremme vekst i regionen. Det kommunale initiativet om å opprette en industripark hvor produksjonen skal foregå står derfor sentralt i deres satsing. Visjonen er at industriparken skal legge til rette for at bedrifter kan etablere seg og utnytte hydrogenverdikjeden, noe som gir industriparken et grønt og sirkulært fokus.

Hensikten med denne forskningsrapporten har vært å undersøke hvordan Berlevåg Industripark kan lykkes med å utnytte hydrogenproduksjon til å fremme vekst i Øst-Finnmark. Dette innebærer å undersøke markedspotensialet til grønt hydrogen i Øst-Finnmark, kritiske suksessfaktorer for en vellykket etablering, samt en hensiktsmessig organisering av Berlevåg Industripark. For å innhente nødvendig informasjon til å kunne gjennomføre denne undersøkelsen har det blitt gjennomført en PESTEL-analyse, forskningsintervjuer og en skrivebordsanalyse.

Funnene i denne avhandlingen gir indikasjon på at det foreligger et betydelig markedspotensial for grønt hydrogen i Øst-Finnmark. Regionen innehar verdifulle naturressurser, samt både politisk og samfunnsmessig drivkraft til å gjennomføre produksjonen. Videre har det blitt avdekket kritiske forhold som må ligge til rette for at bedrifter skal ønske å etablere seg i industriparken. Dette inkluderer tilgang på areal, infrastruktur, innsatsfaktorer og kompetanse, samt økonomisk drivkraft og tilrettelegging fra myndighetene. Avslutningsvis har det blitt kartlagt hva som kan inkluderes i en hensiktsmessig organisering av industriparken. Her har det spesielt blitt lagt vekt på å kartlegge hva som bør inngås i industriparkens kjerneaktiviteter, hvilken kompetanse som er nødvendig, samt forslag til industriparkens eierstruktur. Sammen vil disse funnene danne grunnlag til å kunne konkludere for hvordan Berlevåg Industripark kan fremme vekst i Øst-Finnmark.

Forfattere:

Sølvi Truc Nguyen og Lene Lerum Bruheim

Referanser

2tu.no/artikler/differansekontrakter-binder-regjeringen-til-masta/512757?key=e3ru15IS

3.1 Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council.

3.2 Meld. St. 25 (2014–2015) På rett vei – Reformen i veisektoren.

4 Blue hydrogen as an enabler of green hydrogen: the case of Germany. oxfordenergy.org/wp-content/uploads/2020/06/Blue-hydrogen-as-an-enabler-of-green-hydrogen-the-case-of-Germany-NG-159.pdf

5horisontenergi.no/st1-and-horisont-energi-to-collaborate-on-green-ammonia-production-in-finnmark/

6.1 NVE Rapport 84/2018: Kraftmarkedsanalyse 2018 – 2030 – Mer vindkraft bidrar til kraftoverskudd

6.2 NVE Rapport 37/2020: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020 – 2040 – Mer fornybar kraftproduksjon gir mer væravhengig produksjon

7 NVE Rapport 10/2018 Vindkraft – produksjon i 2017 publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_10.pdf

8 Proost, J (2020): Critical assessment of the production scale required for fossil parity of green electrolytic hydrogen. Hydrogen Energy, 45, pp. 17067 - 17075, doi.org/10.1016/j.ijhydne.2020.04.259

9 nve.no/Media/6958/nasjonal-ramme-for-vindkraft-lcoe-kart.pdf

10 Flote, M.N. (2020): Automatic Frequency Regulation Through Hydrogen Production. Master's thesis NTNU juni 2020

11 "Mulighetsstudie: Statusrapport for hydrogen, Evig Grønn AS.

12 SSB:ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar

13 International Energy Agency (2019); The Future of Hydrogen. iea.org/reports/the-future-of-hydrogen

14 Hydrogen Council (2020): Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. hydrogen-council.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/

- 15 Statkraft og Norsk Hydrogenforum (2020).
- 16 Deloitte og Ballard (2020): Fueling the Future of Mobility: Hydrogen and fuel cell solutions for Transportation..deloitte.com/content/dam/Deloitte/cn/Documents/finance/deloitte-cn-fueling-the-future-of-mobility-en-200101.pdf
- 17 European Alternative Fuels Observatory:eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1#
- 18 worldenergy.org
- 19 ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en
- 20 ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/legislation/com20200789.pdf
- 21 eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301
- 22 ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en
- 23 bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html
- 24 regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-legger-frem-hydrogenstrategi/id2704774/
- 25 Nasjonal transportplan 2018
- 26 Flakk, K. (2020) Presentasjon. Lansering av rapport «Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge»
- 27 globenewswire.com/news-release/2020/10/12/2106652/0/en/Global-Fuel-Cell-Vehicles-Market-Report-2020-2030-Featuring-Hyundai-Toyota-Honda-Volkswagen-PSA-Strategic-Collaborations-Towards-Technology-Development.html
- 28 cafcp.org/by_the_numbers
- 29 Nina Caroline Hjort, Ballard (personlig kommunikasjon).
- 30 fuelcellbuses.eu/projects/jive
- 31 h2bus.eu
- 32 oslo.kommune.no/getfile.php/13320999-1554891720/Tjenester%20og%20tilbud/Politikk%20og%20administrasjon/Etater%2C%20foretak%20og%20ombud/Klimaetaten/Kunngjøringer/Kunnskapsgrunnlag%20Klimastrategi%202030.pdf
- 33 innovativeanskaffelser.no

- 34 viken.no/tjenester/klima-miljo-og-natur/satsingsomrader-og-nettverk/test-av-fossil-frie-maskiner-og-kjoretoy/
- 35 Ono R, Nifuku M, Fujiwara S, Horiguchi S, Oda T. Minimum ignition energy of hydrogen/air mixture: effects of humidity and spark duration. *J Electrostat* 2007;65:87-93.
- 36.1 NASA. Safety standard for hydrogen and hydrogen systems, guidelines for hydrogen system design, materials selection. Operations, Storage, and Transportation - NSS 1740;16:2005.
- 36.2 McCarty R, Hord J, Roder H. Selected Properties of Hydrogen (Engineering Design Data). NBS Monogr. Boulder, Colorado: National Bureau of Standards; 1981.
- 37 Ustolin, F., Paltrinieri, N., Berto, F., 2020. Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review. *Int. J. Hydrogen Energy* 45, 23809–23840.
- 38 Klebanoff LE, Pratt JW, LaFleur CB. Comparison of the safety-related physical and combustion properties of liquid hydrogen and liquid natural gas in the context of the SFBRE-EZE high-speed fuel-cell ferry. *Int J Hydrogen Energy* 2017;42:757-74.
- 39 Argonne National Laboratory. The Greenhouse Gases, Regulated Emissions, and Energy Use in Transportation Model (GREET) 1.8d1 2010.
- 40.1 NIST. Nist. Chemistry WebBook 2019. webbook.nist.gov/. [Besøkt 19 Mars 2019].
- 40.2 Barthelemy H, Weber M, Barbier F. Hydrogen storage: recent improvements and industrial perspectives. *Int J Hydrogen Energy* 2017;42:7254-62.
- 41 Patonia A, Poudineh R. Ammonia as a storage solution for future decarbonized energy systems. OIES Paper: EL 42. Oxford Institute for Energy Studies. 2020.
- 42 Jovanovic AS, Balos D. INTeg-Risk project: concept and first results. *J Risk Res* 2013;16:275-91.
- 43 tffk.no/tjenester/naringsutvikling/forskning-innovasjon-og-utvikling/hydrogensone-arktis/
- 46 tu.no/artikler/differansekontrakter-binder-regjeringen-til-masta/512757?key=e3ru15IS
- 47.1 nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon
- 47.2 ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar
- 47.3 ssb.no/440190/nettoforbruk-av-elektrisk-kraft-i-alt-etter-forbrukergruppe-og-fylke.gwh
- 48 statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/statkraft-and-finnfjord-methanol/
- 49 Zenith, F. m. fl. (2019) «Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner 2. utgave» s. 83 sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2627911

50 h2pro.co/technology

51 energiteknikk.net/2020/06/moter-motbor-om-vannkraft-potensialet/

53 Jessen, S. (2018) Turbine or not turbine – Utredning om vindkraft i Nordkapp nordkapp.kommune.no/nordkapp-kommune-har-i-2018-utredet-potensialet-for-vindkraftutbygging-i-kommunen.6158685-2925.html

55 ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/klreg/aar/2020-03-24

58 norskipetroleum.no/petroleumsressursene/ressurser-per-havomrade/

59.1 regjeringen.no/no/aktuelt/sdsdf/id2836378/ (høringsdokument 25.02.2021)

59.2 regjeringen.no/no/aktuelt/hy-side2/id2857907/ (utlysning 06.07.2021)

60 horisontenergi.no/horisont-energi-concludes-first-phase-of-europes-first-large-scale-clean-ammonia-project/

63 DNV GL (2019): Synteserapport om produksjon og bruk av hydrogen i Norgeregjeringen. [no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf](https://contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf)

64 Valstad m. fl. (2020): Norske muligheter i Grønne elektriske verdikjeder. Styringsgruppen for Grønne Elektriske Verdikjedernho.no/siteassets/veikart/rapporter/gronne-elektriske-verdikjeder_final.pdf

65 Blue move (2018): Rammevilkår og strategier for hydrogen i transportsektoren nordichydrogenpartnership.com/wp-content/uploads/2018/10/Rapport-KL-2018-08-BM-V1.pdf

66 Hydrogen council (2020): Path to hydrogen competitiveness.hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf

69 finansavisen.no/nyheter/energi/2021/05/19/7675292/hydrogenselskap-sikrer-stor-taxi-kontrakt?internal_source=sistenytt

70 Miljødirektoratet (oppdatert 06.2020): "Busser – teknologitiltak»miljodirektoratet.no/contentassets/1c4c987b32b04b94859a162aa0823f47/busser---teknologitiltak.xlsx/download

71 DNV-rapport 2021-0009

72 Miljødirektoratets beregningsverktøy for lastebil og varebil

73 Troms og Finnmark fylkeskommune (2020): Status 2020 Næringstransporter i Troms og Finnmarknarvikhavn.no/media/43727/rapport-20008-naeringstransporter-i-troms-og-finnmark-2019_rev101220.pdf

74 media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko/Daimler-Truck-AG-and-Shell-target-accelerated-rollout.xhtml?oid=50011745

75 Miljødirektoratet (2018): Analyse av tiltak for reduksjon av klimagassutslipp fra innenriks skipstrafikk Rapportnr.: 2018-0181, Rev. 2 Dokumentnr.: 115ZB2QA-3miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/M1027/M1027.pdf

77 Future compressed hydrogen infrastructure for the domestic maritime sector - IFE/E-2020/006

79 Dybedal, P. (2018) Cruisetraffikk til norske havner - oversikt, utvikling og prognoser 2018-2060 TØI rapport 1651/2018.toi.no/getfile.php/1348980-1539167177/Publikasjoner/T%C3%98I%20rapporter/2018/1651_2018/1651-2018_Sammendrag.pdf

80 reuters.com/business/aerospace-defense/exclusive-universal-hydrogen-zero-carbon-plane-deals-with-icelandair-others-2021-07-13/

81 avinor.no/konsern/flyplass/loros/miljo-og-lokalsamfunn/green-flyway/

82 radionordkapp.no/nyheter/10783/grieg-gar-over-til-landstrom-og-batteri/

83 Bye, A. m. fl. (2020) Jordbruk og miljø 2019 - Tilstand og utvikling. SSB rapport 2020/3ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/_attachment/410151?_ts=16fc1fc8730

84 NIBIO 2019: Tiltak for å redusere ammoniakkutslipp fra jordbruket. Rapport vol. 5. 160miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1589/m1589.pdf

85 e24.no/olje-og-energi/i/8wdLnr/statoil-vil-droppe-landstroem-til-johan-castberg-vi-har-utviklet-en-svaert-effektiv-loesning

86 tu.no/artikler/statoil-droppet-elektrifisering-av-castberg-her-er-turbinlosningen-som-skal-gi-feltet-kraft/435646

88 biomarine.no/stort-behov-for-oksygentilsetning-i-lukkede-flytesystemer/

89 forskning.no/fisk-fiskehelse-hav-og-fiske/oppdrettslaksen-kveles-av-varmere-hav/1681682

90 kyst.no/article/oppdrett-i-lukkede-merder-er-helt-avhengig-av-oksygentilsetning/

91 ilaks.no/rederi-inn-i-landbasert-oppdrettsprosjekt-i-finnmark-planlegger-a-produsere-20-000-tonn-laks-arlig/

92 e24.no/det-groenne-skiftet/i/PR79kX/vil-lage-nye-produkter-av-co-i-porsgrunn-faar-400-millioner-fra-eu

93 Oklahoma Cooperative Extension Service fact sheet HLA-6723 Greenhouse Carbon Dioxide Supplementation

94 tu.no/artikler/storre-avlinger-i-drivhus-med-co-fangst/483010

95.1 Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the deployment of alternative fuels infrastructure

95.2 Repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council.

96 Meld. St. 25 (2014–2015) På rett vei – Reformer i veisektoren.

97 Klimasatsprosjekt «Infrastruktur for hydrogen på kai – Berlevåg – Vadsø – Kirkenestffk.no/_f/p1/i71aaa4e3-6b6b-456e-89ff-727179e1a474/invitasjon-til-nettmote-infrastruktur-for-hydro-gen-pa-kai-berlevag-vadso-kirkenes.pdf

98 Winje, E m. fl (2021): Ringvirkninger av nye kraftintensive industrien i Nordland. Menon-publikasjon 37/2021.

99.1 varanger-kraft.no/hydrogen/

99.2 haeolus.eu/

100 horisontenergi.no/horisont-energi-concludes-first-phase-of-europes-first-large-scale-clean-ammonia-project/

101 griegedge.com/grieg-edge-and-wartsila-to-build-groundbreaking-green-ammonia-tanker/

102 berlevag-industripark.no

103 fhf.no/prosjekter/prosjektbasen/901640/

104 tu.no/artikler/lanserer-ammoniakk-som-ny-kraftlosning-for-longyearbyen/450942

