

# Mulighetsstudie - Verdikjede for hydrogen i Troms og Finnmark

## Innholdsfortegnelse

1 Forord

2 Sammendrag og konklusjoner

2.1 Hovedfunn og geografiske fortrinn

2.2 Bedriftenes eget syn på hydrogen - "Size matters"

2.3 Potensiell produksjon av rent hydrogen i Troms & Finnmark

2.3.1 Grønt hydrogen

2.3.2 Blått hydrogen

2.4 Potensielt forbruk og bunkring i Troms & Finnmark

2.5 Potensielle gevinster – Omsetning, arbeidsplasser, klimagasskutt og sparte CO2-avgifter

3 Introduksjon

4 Del 1: Hydrogen - ny viktig næring

5 Del 2: Verdikjede for hydrogen i Troms og Finnmark

5.1 Kartlegging av mulige leverandører og næringsareal

5.2 Potensiell produksjon av rent hydrogen

5.2.1 Modenhet for produksjonsteknologi for storskala produksjon av grønt hydrogen

5.2.2 Ulike scenarier - hydrogenproduksjon fra ny vindkraft

5.2.3 Utnyttelse av oksygen, biprodukt av grønt hydrogen

5.2.4 Blått hydrogen fra Barentshavets naturgass

5.2.5 Samlet produksjon fra rent hydrogen

5.3 Potensielt marked for hydrogen

# 1 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 næringsssatsinger, 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 CO<sub>2</sub>-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 gjennomgå 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.

## 2 Sammendrag og konklusjoner

### 2.1 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.

### 2.2 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.

### 2.3 Potensiell produksjon av rent hydrogen i Troms & Finnmark

#### 2.3.1 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.

### 2.3.2 Blått hydrogen

Et av kun to kjente potensielle lagringsfelt for CO<sub>2</sub> 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.

## 2.4 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, kyststrømeanløp, godsruiter 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.

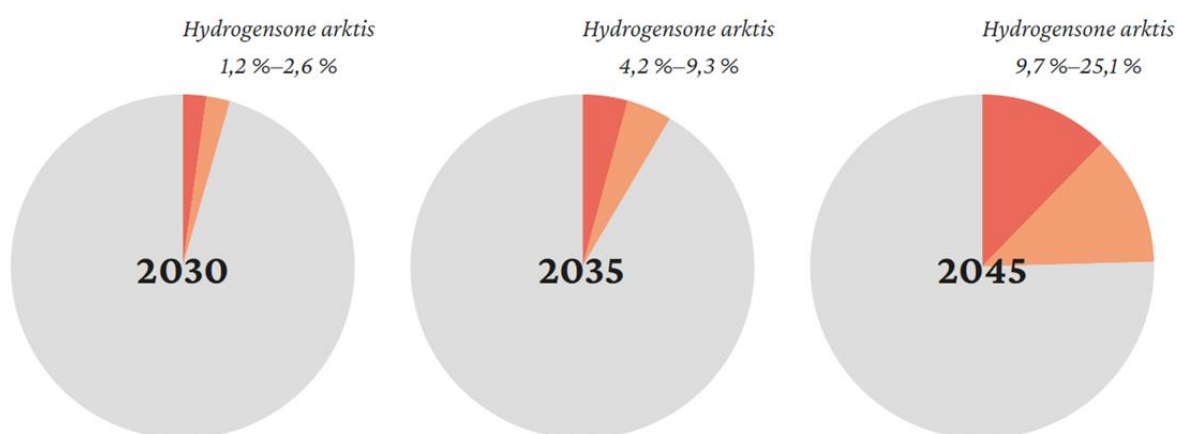
I maritim sektor ser vi for oss en lokal etterspørsel etter hydrogen (enten som hydrogen eller omformet til ammoniakk) på mellom 10 000 og 26 500 tonn i 2035 og mellom 23 500 og 63 500 tonn i 2045

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.

## 2.5 Potensielle gevinster – Omsetning, arbeidsplasser, klimagasskutt og sparte CO<sub>2</sub>-avgifter

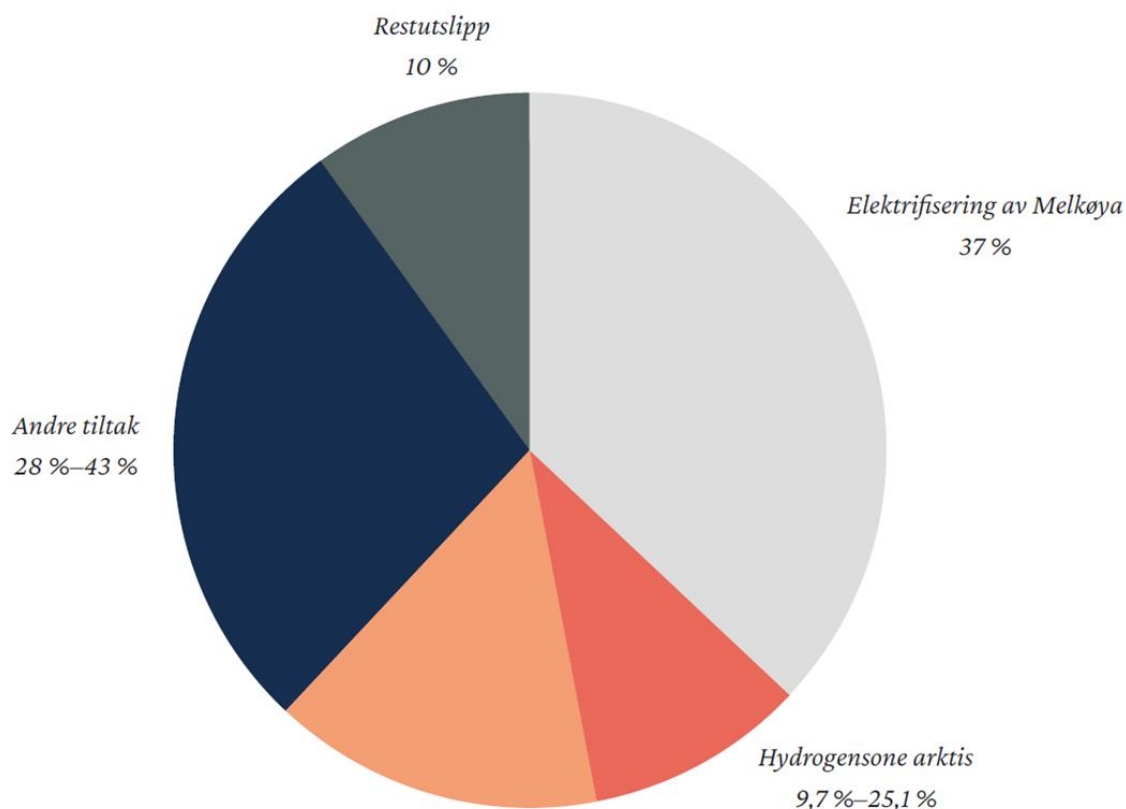
Vi har ut fra estimatene for produksjon og forbruk i fylket beregnet omsetning og potensielle klimagasskutt samt anslått hvor mange årsverk aktiviteten kan generere.

- For 2030: Salgsverdier (omsetning) beregnes til mellom 8450 og 8700 millioner kroner. Sparte CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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).



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

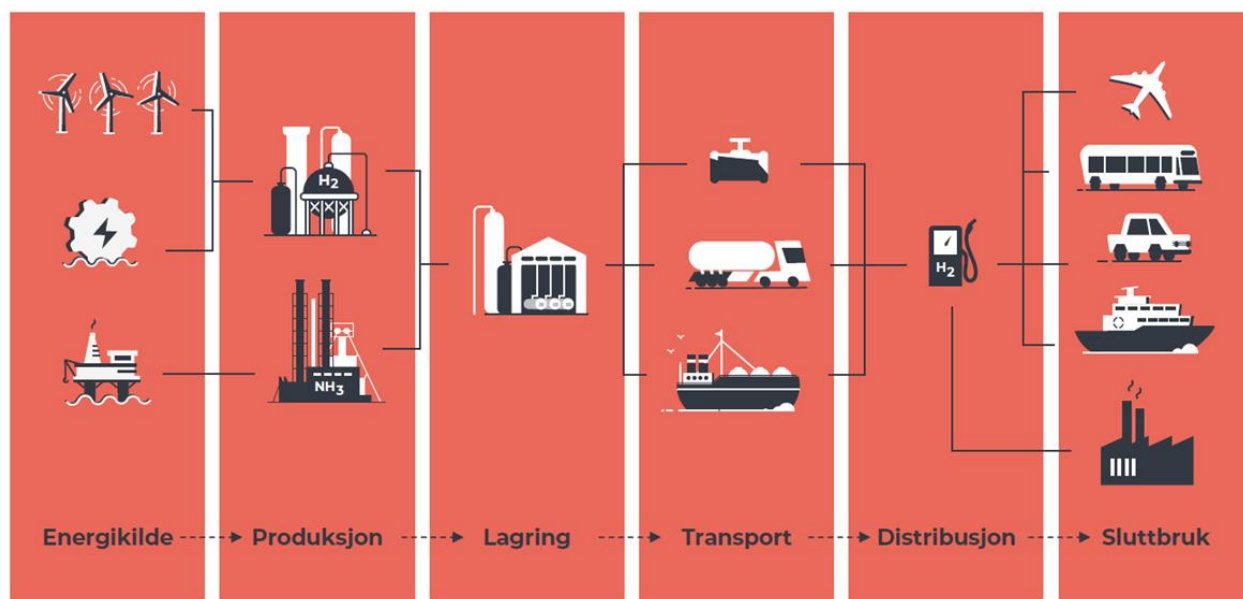
Ifølge våre anslag kan etableringen av lokale verdikjeder for hydrogen resultere i 1200 til 3000 millioner i økt lokal verdiskaping og 300 til 700 ekstra nye årsverk i fylket i forhold til om man kun produserer hydrogen og ammoniakk for eksport. Dette understreker viktigheten av å satse på helhetlige 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 CO<sub>2</sub>-avgifter gjennom innfasing av hydrogen som energibærer.

### 3 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 me-tanol) 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 CO<sub>2</sub>-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 lavutslipp "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.

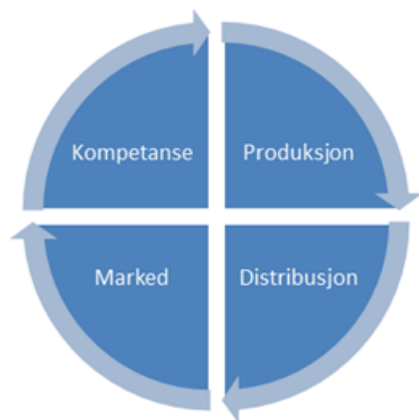
Troms & Finnmark har konkurransefortrinn både for produksjon av grønt hydrogen fra fornybar kraft og blått hydrogen fra naturgass med karbonfangst. Her finnes vindressurser i verdensklasse og nærhet til antatt store naturgassressurser i Barentshavet. Store avstander, kaldt og værhardt klima krever sterke og sikre løsninger. Det som fungerer under disse forholdene, vil kunne overføres til mange andre områder. Troms & Finnmark er dermed et ypperlig testområde for nullutslipp 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".



## **4 Del 1: Hydrogen - ny viktig næring**

## 5 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 estimater av regionens potensielle produksjon av rent hydrogen. Dette gjøres for grønt hydrogen fra vindkraft og vannkraft og blått hydrogen fra naturgass i Barentshavet med CO<sub>2</sub>-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 hydrogenbaserte 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 CO<sub>2</sub>.

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.

### 5.1 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 fylkeskommune. Denne skal ses som en kartlegging av bedriftenes eget syn på mulighetene for å bidra 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 hydrogen. Undersøkelsen ble gjort i samarbeid med

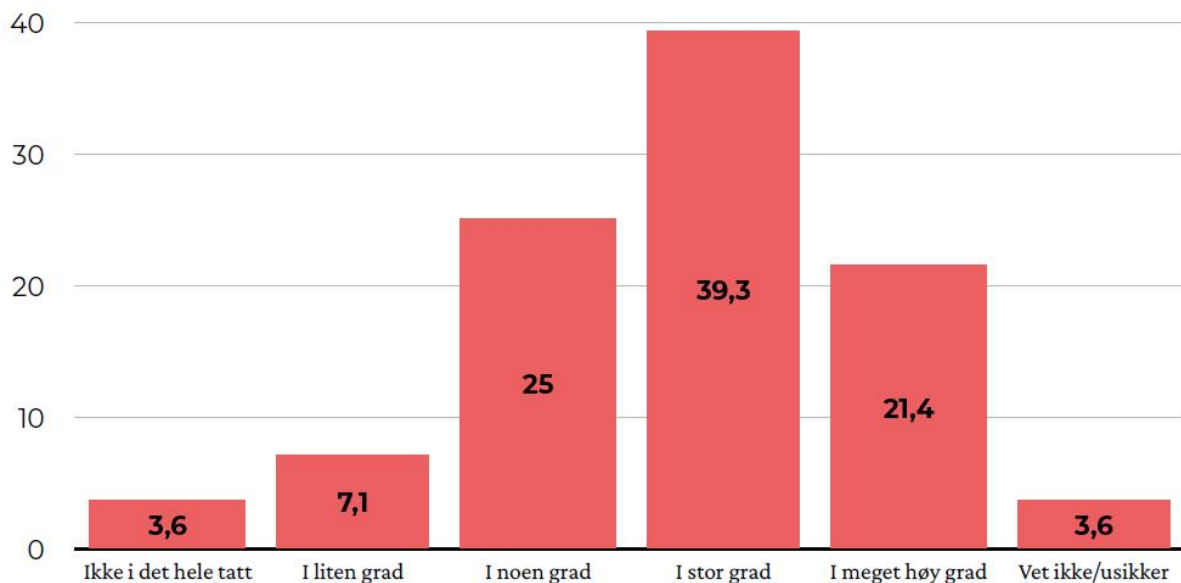
Møre og Romsdal Fylkeskommune. Det var 28 respondenter i Troms & Finnmark (15% svargrad) hvilket alene hadde vært utilstrekkelig. Men da svarene for de to fylkene er veldig like, og det sammen med de 120 respondenter fra Møre og Romsdal (19% svargrad), er det tilstrekkelig med respondenter til at vi 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 dette.

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.
- 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:

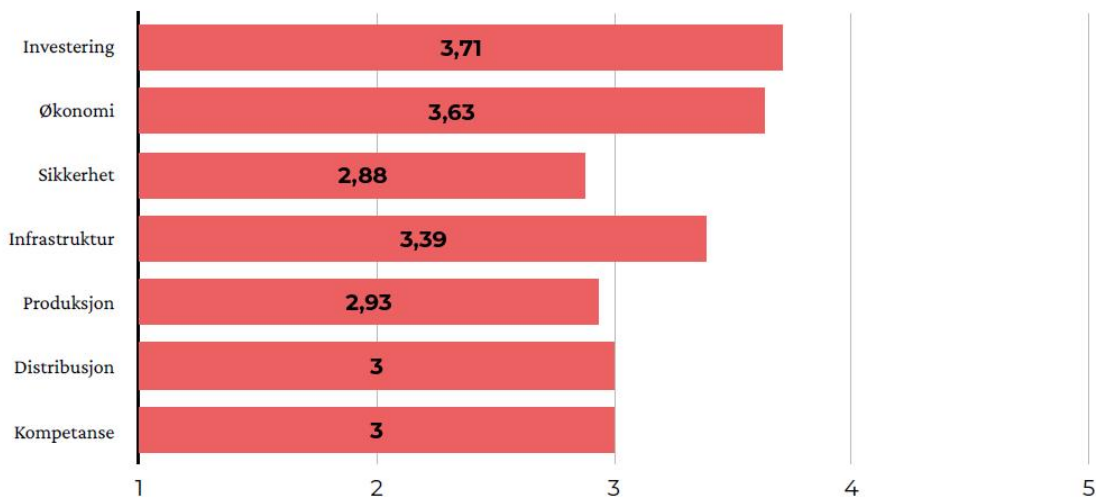
- Investering,
- Økonomi,
- Sikkerhet,
- Infrastruktur,
- Produksjon,
- Distribusjon og
- Kompetanse.

### 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 startgrop. 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 trenger 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 virkemiddelevelnivå. Store og koordinerte initiativer kan antas å ha bedre effekt enn små enkeltstående initiativ. I den sammenhengen er den seneste diskusjonen om differansekontrakter 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 hydrogeninfrastruktur 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.

## **5.2 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 skille 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 CO<sub>2</sub>, 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 tidshorizonten 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 vindkraft.

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.

### 5.2.1 Modenhet for produksjonsteknologi for storskala produksjon av grønt hydrogen



Figur 18: Hydrogenfabrikk Berlevåg.

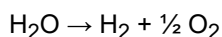
Foto: Varanger Kraft AS

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 AS. 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 høytrykkselektrolyse kan derfor være økonomisk gunstig.

Det er konsensus i forskermiljøet om at det er avgjørende for økonomien av elektrolyseanlegg i startfasen å kunne utnytte elektrolyserens raske dynamikk for å selge *nettjenester*, altså fungere som effektreserve til

kraftnettet. En elektrolyser som raskt kan startes og stanses vil 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 CO<sub>2</sub>-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 elektrolyser 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.

### *Fastoksidelektrolysører (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 elektrolyserdrift*

For alle elektrolysører er det et felles krav at de skal mates med rent, deionisert vann for å unngå skade på enheten. Dette er ikke spesielt kostnadskrevenende da hydrogen inneholder mye energi, og de trenges relativt lite



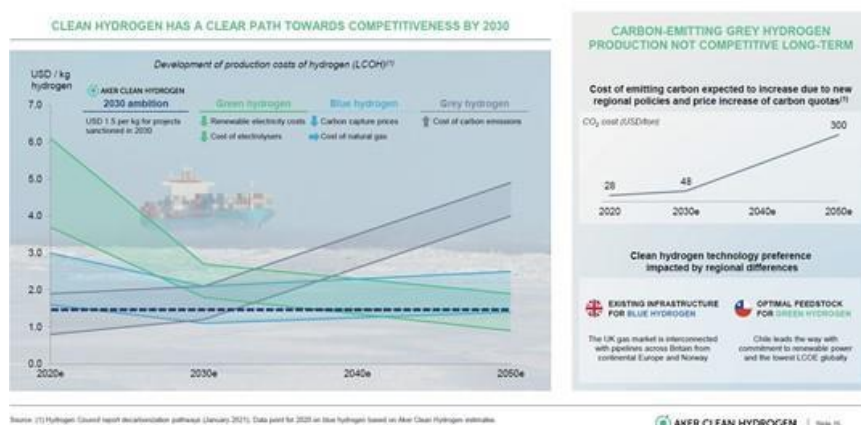
vann til å lagre en stor mengde energi. For eksempel, et helt års produksjon fra Raggovidda-1 tilsvarer ca. 35000 m3 vann, ca 3 minutter av Tanaelvas vannføring.

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 elektrolysører er i dag på ca 63% og ventes å øke til ca 70% mot 2030. 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-elektrolysører 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 strømpriser 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 kWh. I beregningene i denne mulighetsstudien anvendes 48 kWh per kg grønt hydrogen. Ytterligere teknologiforbedringer vil resultere i større produksjon og dermed større verdier.

### Clean hydrogen with clear path to cost competitiveness by 2030



Figur 19 Fremskrivning av produksjonskostnadene for grått, blått og grønt hydrogen inkludert forventede utslippskostnader for CO<sub>2</sub>. Slide presentert av Aker Clean Hydrogen.

### Vannkraft

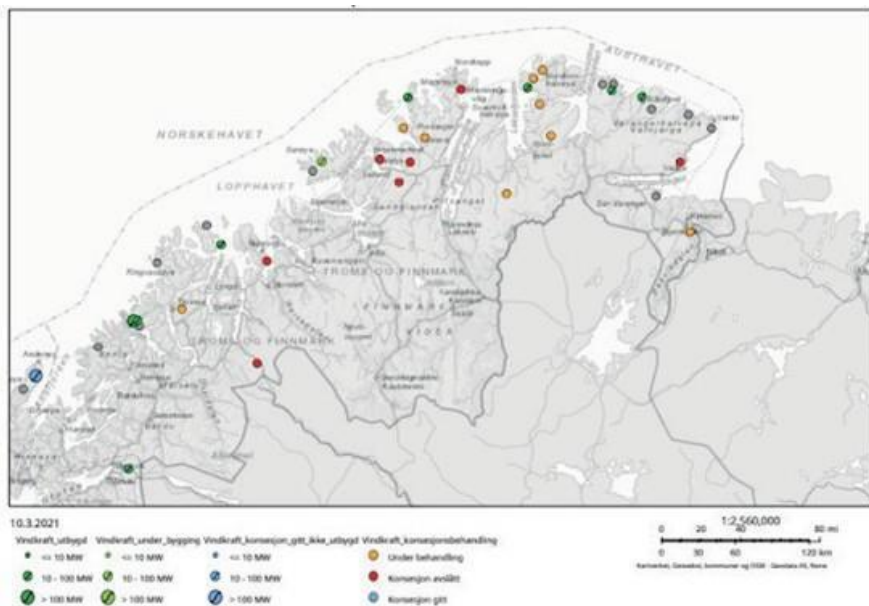
Det er bygget ut 886 MW vannkraft i Troms & Finnmark fra 77 kraftverk med en samlet årsproduksjon på 4,45 TWh, noe som svarer til at det produseres kraft 5000 timer per år med full effekt. Flere vannkraftanlegg er av eldre dato og vil kunne opprustes til en økt virkningsgrad, eksempelvis gjennom fornying 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%. 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 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 konsesjoner. 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.



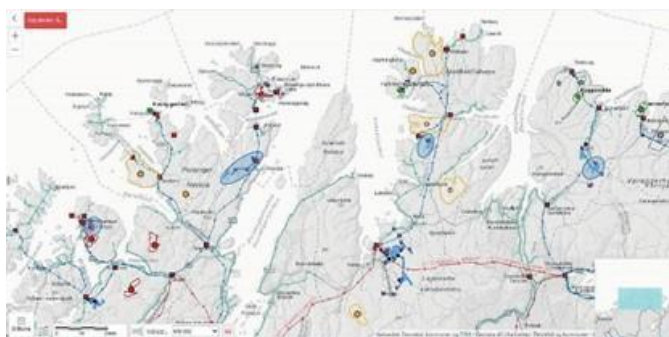
Figur 20: Konsesjonssøknader for vindkraft i Troms og Finnmark, kilde NVE

### 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 2018<sup>53</sup> 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.

### 5.2.2 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 - høy. 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.

Lav utnyttelse og kort tidshorison. 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 personbiler. 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 tidshorison. 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 lokasjonene. Dette vil totalt gi 34 000 tonn hydrogen årlig.

Høy utnyttelse og lang tidshorison. 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 tidshorison 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 tidshorison, men etterhvert som teknologien utvikler seg innen hydrogen og elektrolysører vil disse mulighetene også kunne åpne seg.

### **5.2.3 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.

Vindkraft	Kraft	Hydrogen	Verdi H2	Oksygen	Verdi O2	Samlet verdi	Tidshorisont
Scenarie	TWh/år	1000 tonn/år	mill. NOK	1000 tonn/år	mill. NOK	mill. NOK	
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 - Oppgrade ring							

Vindkraft	Kraft	Hydrogen	Verdi H2	Oksygen	Verdi O2	Samlet verdi	Tidshorisont
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							
225 MW vind + 20 MW vann	1,0	19,2	769	154	85	854	2030
470 MW 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

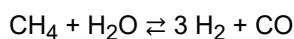
## 5.2.4 Blått hydrogen fra Barentshavets naturgass

### *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.

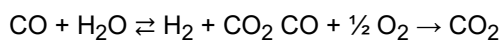
### *Naturgassreforming*

Det aller mest av hydrogen i dag produseres ved reformering av naturgass (mest metan, CH<sub>4</sub>), 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 CO<sub>2</sub> per kg hydrogen; tilsvarende mengde diesel (typisk virkningsgrad medregnet er det ca. 7 liter) slipper ut ca. 19 kg CO<sub>2</sub>.

### *CO<sub>2</sub>-fangst*

For at hydrogen fra naturgass skal telle som CO<sub>2</sub>-utslippsfri, må CO<sub>2</sub> fanges og lagres. CCS fra hydrogenproduksjon er noe forskjellig fra CCS for kraftverk som ble foreslått for f.eks. Mongstad-raffineriet, da CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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.

PSA-prosesser adsorberer CO<sub>2</sub> på faste forbindelser, som er lagret i flere reaktorer som etter tur blir trykksatt slik at CO<sub>2</sub> fra avgassen fanges i den ene reaktoren, mens tidligere fanget CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>.

Kryogenisk separasjon kan være aktuell om hydrogenet uansett skal flytendegjøres. Da kan CO<sub>2</sub> 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.

### *CO<sub>2</sub>-lagring*

For at grått hydrogen skal kunne telle som blått og dermed ikke forbundet med netto utslipp av CO<sub>2</sub> til atmosfæren, må den fangede CO<sub>2</sub> lagres på en forsvarlig måte.

Den mest relevante måten å lagre CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CaCO<sub>3</sub> (kalk). I og med at produktet er et fast stoff og er betydelig tyngre enn CO<sub>2</sub> 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 Sm<sup>3</sup> (Standard kubikkmeter) LNG årlig fra Equinors anlegg på Melkøya. Dette svarer til et energiinnhold på 67 TWh. Fylkets eget forbruk av fossile brensler er 500–600 tusen tonn med et energiinnhold på ca 6 TWh, derfor er Troms & Finnmark en stor nettoeksportør av fossil kraft på 60 TWh årlig. I tillegg leverte Goliat i 2019 2,5 millioner sm<sup>3</sup> 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 at 65% av Norges uoppdagede gassressurser, og 36% av gassen som ventes å være igjen på norsk sokkel, vil være å finne i Barentshavet. 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 2021 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 CO<sub>2</sub>. På lengre sikt vil ferdig utnyttede felt vil kunne gjenbrukes til CO<sub>2</sub>-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 Sm<sup>3</sup> 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 Sm<sup>3</sup> 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 (Sm<sup>3</sup>) 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.

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). Også Vår energi er i ferd med å utrede etablering av et gassprosessanlegg i Hammerfest kommune hvor ammoniakk er en av de mulige løsningene. Hydrogenproduksjon i mange-hundretusen tonn klassen er både innen rekkevidde og et realistisk anslag for hydrogenproduksjon fra Barentshavet.

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 drivstofforbruket for samtlige norske personbiler, 600 tusen tonn i 2035 og 1 million tonn i 2045.

### 5.2.5 Samlet produksjon fra 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

## 5.3 Potensielt marked for hydrogen