

Åpen rapport

Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag

-En studie på hydrogenforsyning, kaianlegg og sikkerhet

Forfattere

Martin Hirth, Greensight
Hilde Holdhus, Greensight
Anders Ødegård, SINTEF
Kyrre Sundseth, SINTEF

Oppdragsgiver:



Trøndelag
fylkeskommune

SINTEF
Greensight

2017-12-12

Rapport

Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag

En studie på hydrogenforsyning, kaianlegg og sikkerhet

EMNEORD:
Hurtigbåt
Hydrogen
Kaianlegg
Bunkring
Produksjon
Sikkerhet

Versjonsnummer
1.0

DATO
2017-12-12

FORFATTER(E)
Martin Hirth, Greensight
Hilde Holdhus, Greensight
Anders Ødegård, SINTEF
Kyrre Sundseth, SINTEF

OPPDRAAGSGIVER(E)
Sør-Trøndelag Fylkeskommune

OPPDRAAGSGIVERS REFERANSE
Lars Fabricius

Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag

ANTALL SIDER
25

SAMMENDRAG

Sør-Trøndelag Fylkeskommune ønsker å omstille hurtigbåtene på strekningen Kristiansund-Trondheim til nullutslipp for neste kontraktsperiode som starter i 2022. Hydrogenteknologi kan muliggjøre denne omstillingen, såfremt hydrogenet forsynes uten klimagassutslipp. Denne studien tar utgangspunkt i "hvis man får en hydrogenbåt i morgen": Er dagens kaianlegg på Trondheim, Brekstad, Sandstad og Kristiansund egnet for bunkring av hydrogen? Og hva er eventuelt de viktigste hindre? Videre er formålet å finne den beste løsningen for hydrogenforsyning, enten produksjon ved bunkringssted, sentralisert produksjon et annet sted i regionen med transport til kai eller innkjøp fra etablerte aktører.

Den enkleste måten å lykkes med en utslippsfri hydrogenhurtigbåt i neste kontraktsperiode, er å bunkre direkte fra lastebil med tilkjørt hydrogen. Da kan bunkring trolig skje ved endestoppene, noe som muliggjør en gjennomgående rute uten lengre bunkringsopphold underveis. Vi mener det er mest hensiktsmessig å legge bunkring til (eller i umiddelbar nærhet til) Kristiansund og Trondheim dersom det er praktisk mulig. Dette fordi det er langt enklere å finne andre brukere av hydrogen i og rundt de største byene. Den tekniske løsningen for bunkring direkte fra lastebil er imidlertid ikke avklart. Splitting av ruten i to samband, Kristiansund-Sandstad og Sandstad-Trondheim, er trolig det nest beste alternativet.

UTARBEIDET AV
Martin Hirth, Anders Ødegård

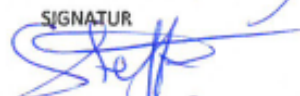
KONTROLLERT AV
Steffen Møller-Holst

GODKJENT AV
Ingeborg Kaus

SIGNATUR



SIGNATUR



SIGNATUR



Innholdsfortegnelse

1	Om prosjektet	3
1.1	Formål	3
1.2	Organisering.....	3
1.3	Samlinger	3
2	Strekning og fartøy	4
2.1	Drivstofforbruk.....	4
2.2	Dagens rutestruktur og alternativer for neste anbudsperiode	6
2.3	Bunkringshastighet	7
3	Regelverk og sikkerhetsavstander	8
3.1	Beskrivelse av bunkrings- og produksjonsanlegg	8
3.2	Generelle krav til produksjonsanlegg	10
3.3	Storulykkeforskriften ved lagring av hydrogen.....	11
3.4	Søknad om samtykke til bunkringsprosessen	12
3.5	Sikkerhetsavstander.....	12
3.6	Bunkring fra kjøretøy / transport med jernbane	13
4	Vurdering av kaianlegg	14
4.1	Trondheim.....	14
4.2	Brekstad	15
4.3	Sandstad.....	16
4.4	Kristiansund	16
4.5	Samlet vurdering av kaianlegg i dag	17
5	Hydrogenforsyning	19
5.1	Mulige tilbydere av hydrogen per idag.....	19
5.1.1	TrønderEnergi.....	19
5.1.2	Statoil Tjeldbergodden	19
5.1.3	Norsk Vindenergiserter AS/Smøla Vindkraft AS	19
5.1.4	Innkjøp fra hydrogenleverandører	20
5.2	Egenproduksjon ved kaianleggene	20
6	Diskusjon og oppsummering	22
6.1	Fordeler og ulemper ved ulike rutealternativ.....	22
6.2	Konklusjoner	24

1 Om prosjektet

1.1 Formål

Sør-Trøndelag Fylkeskommune (STFK) ønsker å omstille hurtigbåtene på strekningen Kristiansund-Trondheim til nullutslipp. STFK jobber med dialog- og anbudsprosesser for innfasing av ny teknologi og nye drivstoffer i båtene for neste kontraktperiode som starter 1.januar 2022. Hydrogenteknologi kan muliggjøre denne omstillingen, såfremt hydrogenet forsynes uten klimagassutslipp.

Hvis man får en hydrogenbåt "i morgen", er dagens kaianlegg på Trondheim, Brekstad, Sandstad og Kristiansund egnet for bunkring av hydrogen? Og hva er eventuelt de viktigste hindre? Sentrale spørsmål er arealbehov, kraftbehov og sikkerhetskrav for bunkringsanleggene. Videre er formålet å finne den beste løsningen for hydrogenforsyning til slike bunkringsanlegg, enten lokalproduksjon ved bunkringssted, sentralisert produksjon et annet sted i regionen med transport til kai eller innkjøp fra etablerte aktører.

1.2 Organisering

SINTEF og Greensight har utført arbeidet beskrevet i denne rapporten. Lars Fabricius, rådgiver ved samferdselsavdelingen, Ida Fuchs og Per Erik Sørås, rådgivere ved regional utvikling, areal og miljø har vært kontaktpersoner i Sør-Trøndelag fylkeskommune. Øvrige ressurspersoner fra AtB, Trondheim Havn og involverte kommuner har deltatt i møter/samlinger underveis i prosjektet. DSB, DNV GL, Sjøfartsdirektoratet og potensielle teknologi- og hydrogenleverandører har også bidratt med informasjon og råd (for en oversikt over aktører vises til avsnitt 1.3).

1.3 Samlinger

Det er gjennomført to samlinger underveis i prosjektet.

26.oktober:

- Befaring av kaianlegg i Trondheim og på Brekstad
- Presentasjon av nytt industriområde ved Sandstad kai.
- Diskusjon omkring rutemønster og spesifikasjoner for hurtigbåtene
- Gjennomgang av sikkerhetskrav til hydrogenproduksjon og innledende konseptskisser for produksjonsanlegg
- Deltakere fra: Sør-Trøndelag fylkeskommune, Trondheim Havn, Ørland kommune, Hitra kommune, AtB, SINTEF og Greensight

13.november:

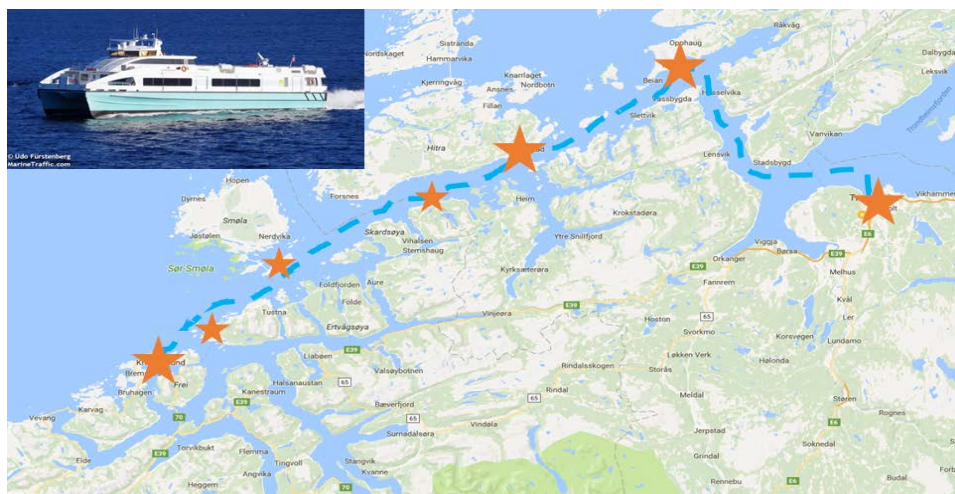
- Presentasjon og diskusjon av foreløpige prosjekresultater
- Deltakere fra: Sør-Trøndelag fylkeskommune, Ørland kommune, Hemne kommune, Meråker kommune, Sjøfartsdirektoratet, NEL Hydrogen, Fornybarklyngen, Proneo, Innovasjon Norge, DNV GL, TrønderEnergi, Lloyds Register, SINTEF og Greensight

2 Strekning og fartøy

Hurtigbåtsambandet mellom Trondheim og Kristiansund betjenes i dag av fartøyene MS Terningen og MS Tyrhaug som ble satt i drift i 2014. Reisetid for strekningen er 3,5 timer. Foruten endestoppene er det stopp på Brekstad, Sandstad, Kjorsvikbugen, Edøy og Ringholmen.

2.1 Drivstofforbruk

I en rapport utarbeidet for NOx-fondet estimerer Ianssen at dieselforbruket i dag er 26 liter diesel per nautisk mil.¹ De angir lengden på sambandet til 95 nautiske mil, mens SINTEF Ocean oppgir 92,5 nautiske mil.² Det gir et dieselforbruk på henholdsvis 2405 og 2470 liter diesel for en overfart. Begrepet overfart brukes heretter for distansen én vei mellom Trondheim og Kristiansund. Dieselpriisen antas å være ca 6 kroner og 50 øre per liter.³ Det gir drivstoffkostnader på mellom 15 632 og 16 055 kroner per overfart, avhengig av hvilken distanse man beregner ut fra.



Figur 1 – Kart over hurtigbåtsambandet.

Dagens energiforbruk for en overfart fra endestopp til endestopp er oppgitt til 6000 kWh⁴. Selv om man i neste kontraktperiode kan se for seg en ny båtdesign med mindre energiforbruk, har vi i samråd med STFK og AtB valgt å bruke dette som utgangspunkt. Ved å anta at et kilo hydrogen brukt i et brenselcellesystem gir 15 kWh elektrisk energi, får man et forbruk på ca 400 kilo per overfart. Tabell 1 viser reisetider og estimert forbruk av hydrogen. Forbruket kan selvsagt være større (og mindre) avhengig av værforhold. Selve fartøyet ikke har vært hovedfokus i dette prosjektet, men båten er i grove trekk beskrevet under.

For beregninger av mulig hydrogeninfrastruktur har vi tatt utgangspunkt i et båtdesign med 450 kilo lagringskapasitet. Hydrogentankene rommer da det antatte forbruket for distansen Trondheim - Kristiansund, samt en buffer på 50 kilo. Vi forutsetter dermed at hver bunkring er på opptil 450 kilo hydrogen. Hvert fartøy gjennomfører tre overfarter på strekningen per dag, og eventuelt kjøring til og fra kai plass over natten. Et fartøy som starter i Trondheim om morgenen, anløper Trondheim igjen på ettermiddagen og ender opp i Kristiansund. Det gir et estimert dagsforbruk på 1,35 tonn hydrogen per fartøy. Med totalt to produksjonsanlegg (for eksempel ett anlegg ved hver endestopp) baserer rapporten seg på en

¹ Ianssen og Ianssen (2016), Batteri/brenselcelle i hurtigbåt, <https://www.nho.no/siteassets/nhos-filer-og-bilder/filer-og-dokumenter/nox-fondet/dette-er-nox-fondet/presentasjoner-og-rapporter/nox-rapport-rev-6.pdf>

² Øgård (2017) Hydrogendrift av hurtigbåt Trondheim-Brekstad-Kristiansund, semesteroppgave ved NMBU, https://www.slideshare.net/slideshow/embed_code/key/2HplXtFAMutUV

³ Basert på opplysninger fra ATB

⁴ Verdi oppgitt av Sør-Trøndelag Fylkeskommune v/samferdselsavdelingen.

produksjonskapasitet ved hvert anlegg på ca 1,5 tonn hydrogen per dag. Alternativt ca tre tonn hydrogen per dag med kun ett samlet produksjonsanlegg. I tilfelle produksjonsavbrudd er det valgt å kunne lagre to ganger daglig produksjonskapasitet, det vil si henholdsvis tre og seks tonn hydrogen.

Tabell 1 – Reisetider og estimert ca. forbruk av hydrogen.

	Trondheim	Brekstad	Sandstad	Kristiansund
Trondheim	X	50 min / 100 kg	1t 40 min / 200 kg	3t 30 min / 400 kg
Brekstad	50 min / 100 kg	X	40 min / 100 kg	2t 30 min / 300 kg
Sandstad	1t 40 min / 200 kg	40 min / 100 kg	X	1t 50 min / 200 kg
Kristiansund	3t 30 min / 400 kg	2t 30 min / 300 kg	1t 50 min / 200 kg	X

Det utredes for tiden muligheten for en hydrogendrevet hurtigbåt mellom Flora og Måløy. Prosjektet er et samarbeid mellom Brødrene Aa, Mancraft, Florø Skyssbåt og Flora kommune, og er den syvende piloten i DNV GLs Grønt kystfartsprogram. På denne båten er det foreslått en lagringsløsning basert på tre komposittanker fra Hexagon Composites, hver med plass til 150 kg hydrogen ved 250 bar. Det gir en samlet kapasitet på 450 kg.

En lignende konfigurasjon er tilstrekkelig for å dekke hydrogenbehovet for én overfart på strekningen Kristiansund-Trondheim. For å kunne fullføre en hel dags drift uten mellom-bunkring, er det behov for 9 slike tanker. Totalvekten for tanksystemet blir da i størrelsesorden 20 tonn. Det vil gjøre hurtigbåten for tung til å opprettholde den nødvendige marsjfarten, med påfølgende konsekvenser for rutemønsteret. Vi har derfor i dette prosjektet forutsatt en samlet lagringskapasitet for hydrogen på 450 kg.

Valg av rutestruktur og båtens lagringskapasitet påvirker både bunkringsmønster og plassering av produksjonsanlegg. Som nevnt er det tatt utgangspunkt i et design med lagringskapasitet på 450 kg hydrogen. Begrensingen ligger i vekten av hydrogenlageret, som kan være så mye som 15-20 ganger vekten av selve hydrogenet. Det vil si at 450 kg hydrogen, med den foreslåtte løsningen på 3 tanker, tilsvarer en totalvekt av lagringssystemet på ca 7 tonn. Til sammenligning vil et tilsvarende batterisystem veie ca 54 tonn⁵, noe som med dagens teknologi utelukker batteri-elektrisk drift av hele sambandet.

450 kg hydrogen er nok til en overfart på distansen. Deretter må fartøyet bunkre i anløpsbyen før det er klart for retur. Med dagens rutestruktur og videreføring av denne (alternativ 1, se avsnitt 2.2, neste side) betyr det behov for bunkring minimum tre ganger i løpet av dagen. Dersom sambandet deles i to ved Sandstad (alternativ 3) er båter med 450 kg lagringskapasitet dimensjonert til å håndtere en tur/retur Trondheim-Kristiansund før den må bunkre. Antall daglige bunkringer kan øke dersom kaiplass om natten er langt unna start/slutthavn. Forbruket fra Brekstad (kailigge om natten) og inn til Trondheim er for eksempel høyere enn den ekstra bufferen på 50 kilo hydrogen.

⁵ http://www.pbcs.com/wp-content/uploads/2017/06/PBES_Power-Energy_2017-06-16.pdf

2.2 Dagens rutestruktur og alternativer for neste anbudsperiode

I dag er det tre daglige avganger fra hvert endestopp:

Tabell 2 – Avgang og anløp ved rutens endestopp med dagens rutetabell. Resterende kaianløp (ikke angitt her) er svært korte (få minutter).

	Båt 1	Båt 2
Nattligge	Brekstad	Edøy
Avgang	Trondheim kl. 08.10	Kristiansund kl. 08.00
Anløp	Kristiansund kl. 11.40	Trondheim kl. 11.25
Liggetid	20 min	50 min
Avgang	Kristiansund kl. 12.00	Trondheim kl. 12.15
Anløp	Trondheim kl. 15.35	Kristiansund kl. 15.40
Liggetid	55 min	50 min
Avgang	Trondheim kl. 16.30	Kristiansund kl. 16.30
Anløp	Kristiansund kl. 20.00	Trondheim kl. 20.00
Nattligge	Edøy	Brekstad

Som vi ser av tabell 2 er det begrenset liggetid ved kai mellom avgangene ved endestopp. Utgangspunktet for neste anbudsperiode er å opprettholde samme rutetilbud, men i neste kontraktsperiode fra 1.januar 2022 vurderer Sør-Trøndelag fylkeskommune flere ulike alternativer for rutestruktur:

- **Alternativ 1:** Dagens struktur. Båtene ligger på Edøy og Brekstad om natten.
- **Alternativ 2:** Gjennomgående trafikk fra Trondheim til Kristiansund. Begge båtene ligger på Sandstad om natten og sambandet har tidligere start og slutt sammenlignet med i dag.
- **Alternativ 3:** Den gjennomgående ruten erstattes av et samband mellom Kristiansund og Sandstad og et mellom Trondheim og Sandstad. Båtene ligger på Sandstad og i Trondheim om natten.

Plasseringen av båtene på natten er grunnet pendlertrafikken inn til Trondheim/Kristiansund på morgenen. Valg av fremtidig rutestruktur påvirker også hvor bunkringsanleggene bør plasseres. Vi har tatt utgangspunkt i følgende prinsipper:

- Bunkring foregår ved/i nærheten av et anløp, som ideelt sett også er samme sted som båten ligger over natten. Det reduserer mengden hydrogen som brukes på transport til og fra kaiplass. Dersom bunkring foregår etter siste anløp og i umiddelbar nærhet av startsted neste dag, er det ikke nødvendig å starte dagen med bunkring for å sikre nok drivstoff til en overfart Kristiansund-Trondheim.
- Det er ikke ønskelig å bunkre ved anløp underveis mellom endestopp hvis dette øker overfartstiden betraktelig.
- For å holde kostnadene nede er det et mål å ha så få produksjons- og bunkringsanlegg som mulig.

2.3 Bunkringshastighet

Tiden man bruker på å bunkre båtene vil legge føringer for fremtidig rutestruktur.

I dag er typisk fyllehastighet for landbasert transport:

- o Bil (700 bar) - 5 kg på 3-5 minutter
- o Buss (350 bar) - 30 kg på 15 minutter
- o Tog (350 bar) - 90 kg på 15 minutter.

Basert på opplysninger fra leverandørindustrien vil bunkring av 450 kilo med dagens teknologi kreve ca. 45 minutter i bunkringstid. Dersom fartøyet bygges slik at to dispensere kan brukes samtidig, er 20 minutter innen rekkevidde. I tillegg kommer tidsbruk til og fra et eventuelt eksternt bunkringssted, samt start og slutt på bunkringsoperasjonen.

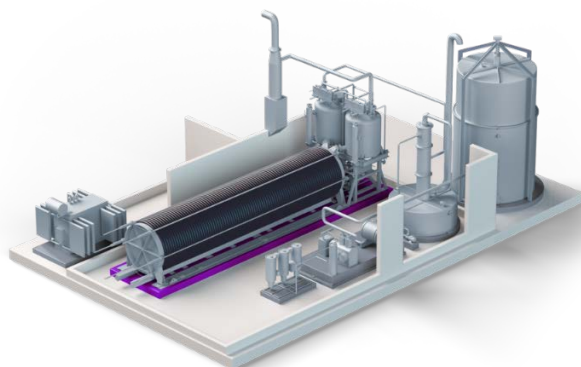
Som vist i avsnitt 2.2 er det korteste kailigge ved endestoppene i dag 20 minutter. Med hydrogenbunkring som beskrevet over kan det bli krevende å opprettholde eksakt dagens rutemønster, men ved å bruke to dispensere (som gir høyere investeringskostnader) er det mulig å redusere bunkringstiden vesentlig, slik at man tilnærmet kan basere seg på dagens rutetabeller. Bunkring mellom endestoppene blir lite aktuelt da det innebærer minst 20 minutter stopp i ruten.

3 Regelverk og sikkerhetsavstander

En utfordring ved hydrogenprosjekter i dag er at regelverket, både på land og om bord i fartøyene, ikke er på plass. Utvikling av regelverk er en viktig del av arbeidet som gjøres gjennom Statens Vegvesens utviklingskontrakt for en hydrogenferje på sambandet Hjelmeland-Skipavik i Rogaland. Det er Sjøfartsdirektoratet som er ansvarlig tilsynsmyndighet for bruk av brenselceller og hydrogen ombord på fartøy. Den mest oppdaterte studien for fartøysiden er DNV-GLs *Study on the use of fuel cells in shipping* fra 2017⁶. I vårt arbeid har vi (i tråd med prosjektets formål) konsentrert oss om regelverk for landsiden – produksjon av hydrogen og bunkring av hydrogen. På landsiden er det Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap (DSB) som har tilsynsmyndighet.

3.1 Beskrivelse av bunkrings- og produksjonsanlegg

Vi har i denne studien vurdert anlegg med ulik størrelse og produksjonsmengde. I alternativ A produseres alt hydrogen på et sted, mens produksjonen i alternativ B foregår på to geografiske lokasjoner. Alternativ C har tilkjørt hydrogen, det vil si kun lagring og dispenser/kompressor og ingen produksjon ved kaien. Alternativ D har kun dispenser/kompressor, og ingen lokal lagring av hydrogen. Som utgangspunkt for fotavtrykkskissene har vi valgt NEL Hydrogens A-485 elektrolysør (se figur 2) og Lindes ståltanker for mellomlagring ved lavt trykk. Størrelsen på dispensersystemet er estimert ut fra eksisterende hydrogenstasjoner for landtransport. Det er da kun vurdert arealbehov for disse komponentene og ikke tatt hensyn til sikkerhetsavstander som kan medføre at heller ikke en slik minimumsløsning er mulig å gjennomføre.



Figur 2 – NEL Hydrogen A-485, elektrolysør⁷.

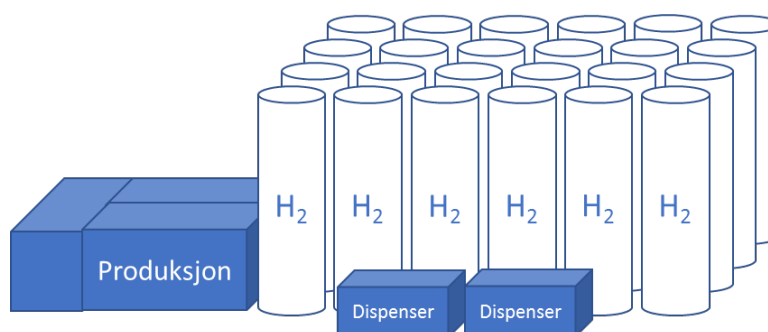
For lagring av hydrogen kan teknologi som tillater høyere trykk enn 45 bar velges. Da reduseres arealet av anlegget, men kostnadene vil være noe høyere. Fotavtrykket vil forbli i samme størrelsesorden. En optimal kost/nytte-løsning kan beregnes når detaljerte spesifikasjoner for anleggene er gitt.

Alternativ A:

- Produksjon av ca 3 tonn hydrogen daglig, tre stk NEL A-485
- Effektuttak på 6,5-7 MW, daglig kraftbehov på ca 165 MWh, kjølebehov på ca 125 MWh
- Lagring av 6 tonn hydrogen, 3m x 13m sylindriske ståltanker, 24 stk, ved 45 bars trykk
- Dispenser med kompressor
- Estimert arealbehov på 25m x 60m = 1500 m²
- Utløser storulykkeforskriften pga mengde, se kapittel 3.3
- Ett anlegg er nok til å dekke alt forbruk

⁶ <http://www.emsa.europa.eu/news-a-press-centre/external-news/item/2921-emsa-study-on-the-use-of-fuel-cells-in-shipping.html>

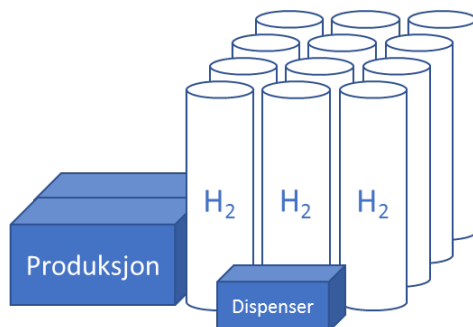
⁷ <http://nelhydrogen.com/product/electrolysers/>



Figur 3 – Skisse av H_2 -anlegg til alternativ A– produksjon av ca 3 tonn/dag.

Alternativ B:

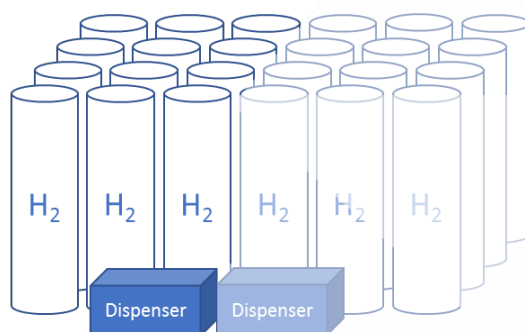
- Produksjon av ca 1,5 tonn hydrogen daglig ved to ulike geografiske lokasjoner, 2 stk NEL A-485
- Effektuttak på 4-4,5 MW, daglig kraftbehov på ca 82,5 MWh, kjølebehov på ca 62 MWh
- Lagring av 3 tonn hydrogen, 3m x 13m sylindriske tanker, 12 stk, ved 45 bars trykk
- Dispenser med kompressor
- Estimert arealbehov på $25m \times 40m = 1000 m^2$
- Det trengs to anlegg for å dekke hydrogenbehovet.



Figur 4 – Skisse av H_2 -anlegg til alternativ B – produksjon av ca 1,5 tonn/dag.

Alternativ C:

- Tilkjørt hydrogen fra leverandør
- Lagring av 3 (x2 lokasjoner) eller 6 tonn hydrogen, 3mx13m sylindriske tanker, 12 eller 24 stk
- Dispenser med kompressor
- Tilkomst for lastebil
- Estimert arealbehov på $250m \times 20/40m = 500 - 1000 m^2$ avhengig av lagringskapasitet



Figur 5 – Skisse av H_2 -anlegg til alternativ C – kun bunkringsanlegg og lagring.

Alternativ D:

- Tilkjørt hydrogen fra leverandør
- Dispenser med kompressor x 2
- Tilkomst for lastebil
- Ingen mellomagring, direkte kobling mellom dispenser og H₂-tank på lastebil
- Estimert arealbehov på ca 50 m²



Figur 6 – Skisse av H₂-anlegg til alternativ D – kun bunkringsanlegg.

3.2 Generelle krav til produksjonsanlegg

For produksjon og bunkring av hydrogen fra land, er det Direktorat for sikkerhet og beredskap (DSB) som er fagmyndighet. De klassifiserer hydrogen som brannfarlig gass, kategori 1 og 2. For produksjon av hydrogen må man i hovedsak forholde seg til brann- og eksplosjonsvernloven og lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr, begge med tilhørende forskrifter. Under følger de viktigste forskrifter og veiledninger med lenker:

Brann- og eksplosjonsvernloven:

- Forskrift om håndtering av farlig stoff⁸
- Storulykkeforskriften⁹
- Forskrift om trykkpåkjent utstyr¹⁰
- Forskrift om enkle trykkbeholdere¹¹

Forskriften for håndtering av farlig stoff er funksjonsbasert og inneholder få konkrete krav. DSB har derfor utarbeidet flere veiledninger som utdyper og forklarer hva som skal til for å oppfylle kravene.

- Temaveiledning for håndtering av farlig stoff¹²
- Temaveiledning for omtapping av farlig stoff¹³
- Temaveiledning for innhenting av samtykke¹⁴
- Veiledning for innmelding av farlig stoff¹⁵
- Temaveiledning til storulykkeforskriften¹⁶
- Veileder om sikkerheten rundt storulykkevirksomheter¹⁷

⁸ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-06-08-602>

⁹ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-06-03-569>

¹⁰ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-10-10-1631?q=forskrift%20om%20trykkp%C3%A5kjent>

¹¹ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-02-10-171>

¹² <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/veiledning-til-forskrift/temaveiledning-om-bruk-av-farlig-stoff-del-1---forbruksanlegg-for-flytende-og-gassformig-brensel/>

¹³ <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/veiledning-til-forskrift/temaveiledning-om-omtapping-av-farlig-stoff/#forebyggende-sikkerhetstiltak-15---krav-til-installasjoner>

¹⁴ <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/veiledning-til-forskrift/temaveiledning-om-innhenting-av-samtykke/>

¹⁵ https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/farlige-stoffer-npf/farlige-stoffer/veiledning_innmelding_farlig_stoff.pdf

¹⁶ https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/veiledere-handboker-og-informasjonsmaterieill/tema/temaveiledning_til_storulykkeforskriften_7.pdf

¹⁷ https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/veiledere-handboker-og-informasjonsmaterieill/veiledere/veileder_om_sikkerheten_rundt_storulykkevirksomheter.pdf

Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr

- Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg¹⁸
- Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr¹⁹
- Forskrift om helse og sikkerhet i eksplosjonsfarlige atmosfærer²⁰
- Forskrift om utstyr og sikkerhetssystem til bruk i eksplosjonsfarlige områder²¹

Øvrige relevante dokumenter:

- Forurensningsloven²²
- Energiloven²³
- ADR/RID – regelverk for transport av farlig gods på vei og jernbane²⁴

3.3 Storulykkeforskriften ved lagring av hydrogen

Storulykkeforskriften er en generell forskrift for en mengde ulike stoffer med ulike egenskaper og utløser derfor ikke automatisk konkrete avstandskrav eller sikkerhetssoner.

Dersom mengden hydrogen overstiger grenseverdien på fem tonn gjelder [storulykkeforskriften](#). Det er uavhengig av om hydrogen blir produsert på stedet eller blir tilkjørt til bunkringsanlegg fra produksjon annetsteds. For mengder mellom 5 og 50 tonn er den ansvarlige virksomheten *meldepliktig storulykkevirksomhet*, mens for over 50 tonn er man *sikkerhetsrapportpliktig storulykkevirksomhet*. Det er DSB som har ansvar for praktisk koordinering av tilsyn og annen oppfølging.

Den ansvarlige for å innfri krav i storulykkeforskriften er den som "eier, driver eller har råderett" over virksomheten. I praksis vil det si dem som eier produksjons- og/eller bunkringsanlegget. For nyetablerte virksomheter skal meldingen sendes til DSB "i rimelig tid" før farlig stoff tas inn på anlegget. Den som eier anlegget (heretter omtalt som storulykkevirksomheten) blir da *meldepliktig storulykkevirksomhet*.

Foruten formalia om bedriften må følgende meldes inn:

- Detaljert oversikt over hvilke og hvor mye kjemikalier/stoff som oppbevares, dokumentert med sikkerhetsdatablad
- Virksomhetens nåværende og planlagt aktiviteter
- Detaljert beskrivelse av virksomheten og dens nærmeste omgivelser, herunder forhold som kan forårsake storulykke eller forverre konsekvensene av en slik ulykke. Beskrivelsen skal inkludere kart over området, bilder, kartreferanse og situasjonsplan som viser hvor de farlige kjemikaliene oppbevares og håndteres. Dersom det finnes nærliggende virksomhet, anlegg eller andre aktiviteter som kan påvirke risikoen for storulykke, skal beskrivelsen inneholde opplysninger om disse.
- Utarbeide strategi for å forebygge og beregne sannsynlighet og konsekvens storulykker
- Utarbeide intern beredskapsplan tilpasset virksomhetens størrelse og art, samt varsle relevante nødetater og kommune

¹⁸ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1998-11-06-1060>

¹⁹ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2013-06-19-739?q=forskrift%20om%20elektroforetak%20og%20kvalifikasjonskra%22>

²⁰ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2003-06-30-911>

²¹ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1996-12-09-1242>

²² <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>

²³ <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1981-03-13-6>

²⁴ <https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/veiledere-handboker-og-informasjonsmaterieell/andre-boker/adr-rid-2017-web.pdf>

Dersom det i omgivelsene er andre virksomheter som gjør at konsekvensene ved en mulig storulykke kan bli større, kan DSB fatte vedtak om at berørte virksomheter er identifisert som dominoeffekter. Man plikter da å utveksle relevant informasjon mellom virksomhetene for å hindre ulykker.

De ansvarlige for storulykkevirksomheten må også sørge for at alle opplysninger er tilgjengelig for allmennheten, også i elektronisk versjon.

3.4 Søknad om samtykke til bunkringsprosessen

Ved bunkring av hydrogen til passasjerskip må virksomheten søke om samtykke fra DSB. Det vil gjelde uavhengig av om mengden hydrogen er underlagt storulykkeforskriften eller ikke. Sjøfartsdirektoratet vil samtidig kreve at bunkringen overvåkes av opplært personell.

DSB har foreløpig ikke utarbeidet en egen temaveiledning for bunkring av hydrogen, men opplyser at det må gjennomføres en kvantitativ risikoanalyse (QRA) for å sette sikkerhetsavstander og være i posisjon til å få samtykke fra direktoratet. Ved gitt samtykke er det mulig å bunkre med passasjerer om bord på fartøyet. Dette er identisk med regelverket for bunkring av LNG til passasjerskip.

Samtykke skal foreligge "i rimelig tid" før håndtering av farlig stoff starter. DSB har en behandlingstid på tre måneder, men oppfordrer virksomheter til å søke samtykke så tidlig som mulig. Ved gitt samtykke må virksomhet startes opp innen to år. Dersom det ikke er tilfelle, mister man samtykket og må søke på nytt. Et gitt samtykke må ikke fornyes så lenge inspeksjoner ikke avdekker grunn til inndragelse.

Samtykkepliktig aktivitet kan også utløse krav om konsekvensutredning dersom tiltaket "medfører risiko for alvorlig ulykke", jfr. konsekvensutredningsforskriften §4. Det er i utgangspunktet ingen element ved hydrogenproduksjon som automatisk utløser krav om konsekvensutredning.

3.5 Sikkerhetsavstander

Det er anleggets eier og drifter som har det formelle ansvaret med å tilse at regelverket følges og har de godkjenninger som kreves. Hovedfaren ved hydrogen er at det kan oppstå en lekkasje med påfølgende antennelse. Da kan det enten oppstå varmeutvikling gjennom flammer eller gasser i etterkant av flammer og eksplosjoner.

Både av DSB og i gjeldende standarder anbefales det å gjennomføre en egen kvantitativ sikkerhetsanalyse (QRA) hvor man gjør en konkret risikovurdering av alle element – både innenfor og utenfor tomten hvor hydrogenanlegget er plassert. Med bakgrunn i risikoanalysen skal det utarbeides en arealdisponeringsplan, hvor man blant annet ser på sikkerhetsavstander. Ved å se på prosesskrav og veiledninger er det mulig å gi noen overordnede indikasjoner på sikkerhetssoner og tilhørende dimensjoner. I temaveiledningen til omtapping av farlig stoff fremgår det at:

"drivstoffanlegg for hydrogen vil i stor grad ha de samme sikkerhetsmessige utfordringene som drivstoffanlegg for LPG²⁵ og CNG. Således tilkommer ingen prinsipielle tilleggskrav ved utforming av et hydrogenanlegg, i forhold til et LPG eller CNG drivstoffanlegg".

²⁵ <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/veiledning-til-forskrift/temaveiledning-om-bruk-av-farlig-stoff-del-1---forbruksanlegg-for-flytende-og-gassformig-brensel/>

Videre oppgir DSB at:

"Veiledende sikkerhetsavstander for midtre og ytre sone, relatert til offentlig ferdsel, boliger, skoler, barnehager, faste arbeidsplasser og vanskelig rømbare bygninger, er satt for å hindre unødvendig risiko overfor 3.person. Disse sikkerhetsavstandene får betegnelsen sikringsfelt og kan medføre arealmessige begrensninger".

Anlegget og området rundt deles inn i tre sikkerhetssoner: Indre, midtre og ytre. I indre sikkerhetssone for et bunkringsanlegg er det kun tillatt med sertifisert bunkringspersonell. Det kan heller ikke foregå noen simultane operasjoner i sonen. I midtre sikkerhetssone er det tillatt med øvrig personell og simultane operasjoner, men ingen tilkomst for publikum.

I tilfeller der sikkerhetsavstandene for midtre og ytre sone strekker seg utover eiendomsgrensen, plikter eier av hydrogenanlegget å ta kontakt med kommunen for å etablere sikringsfeltet. De fastsettes da etter bestemmelser i Plan- og bygningsloven og skal innarbeides i kommuneplanens arealdel som hensynssoner. For CNG-anlegg henviser DSB til den svenske standarden TSA 2010²⁶ fra Energigas Sverige.

3.6 Bunkring fra kjøretøy / transport med jernbane

Dersom regelverk i Forskrift om landtransport av farlig gods (ADR/RID²⁷) overholdes, er det fra et sikkerhetsmessig perspektiv mulig å bunkre fra hydrogentanker på en lastebil. En dispenserenheter inkludert kompressor på kaien er fortsatt påkrevd. Det vil være en sikkerhetssone rundt bunkringsprosessen, men dette kan være en god løsning i områder med lite ledig areal til store, faste installasjoner.

En 20 fots ISO-container kan frakte 400 kilo hydrogen. For å dekke dagsforbruket til hydrogenhurtigbåtene må man ha tre til fire slike containere med tilkjørt hydrogen. Likeledes er det mulig å transportere hydrogen på tog i tilsvarende containerløsninger. I Trondheim går det toglinje fra Meråker, hvor man har planer om hydrogenproduksjon, og helt inn på havneområdet på Brattøra. Dersom dette blir aktuelt i fremtiden, er det viktig å være observant på at det kreves en viss avstand fra jernbanelinjen til bunkringspunktet pga. fare for at gnister fra kontaktledning kan antenne hydrogengassen ved en eventuell lekkasje. Etter den svenske standarden TSA 2010 skal avstanden være minimum 15 meter.

²⁶ MSE (2010), Tankstationer för metangassdriva fordon, <https://www.msb.se/RibData/Filer/pdf/25946.PDF>
<https://www.msb.se/RibData/Filer/pdf/25946.PDF>

²⁷ <https://www.dsb.no/veiledere-handboker-og-informasjonsmaterieill/adrid-2017/>

4 Vurdering av kaianlegg

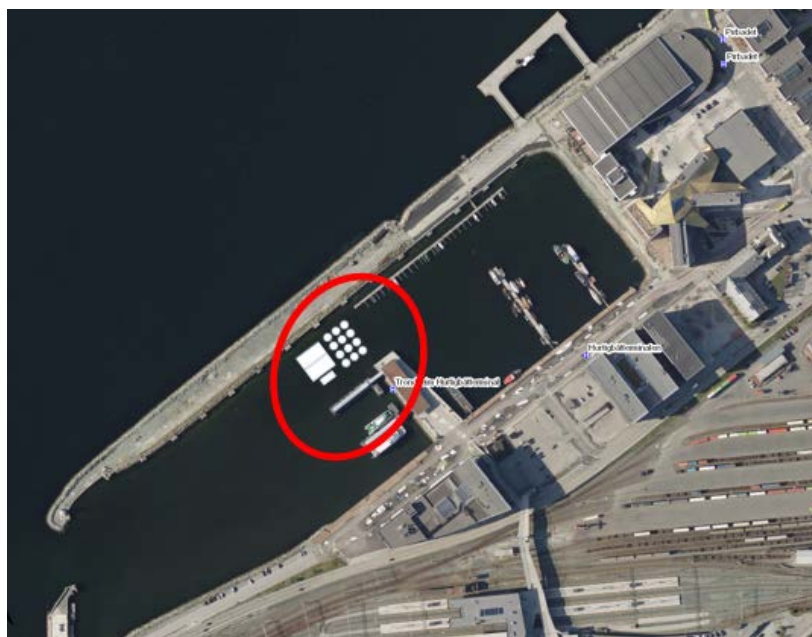
Et produksjonsanlegg for 1,5 tonn hydrogen per dag, lagring av tre tonn med hydrogen, dispenser og kompressor-løsning har et arealbehov på ca 1000 kvadratmeter. Det bør i tillegg være tilkomst for lastebil for eventuell tilkjøring av hydrogen. Anlegget har et effektbehov på mellom 4 og 4,5 MW, daglig kraftbehov på ca 82,5 MWh og et kjølebehov på ca 62 MWh. Med en slik løsning trengs to anlegg, for eksempel ett ved hvert endestopp for ruten. Den maksimale mengden hydrogen lagret på lokasjonene vil da være 3 tonn, noe som ikke utløser storulykkeforskriften.

Et produksjonsanlegg for inntil tre tonn hydrogen per dag, lagring av seks tonn med hydrogen, dispenser og kompressor-løsning har et arealbehov på ca 1500 kvadratmeter. Det bør i tillegg være tilkomst for lastebil for eventuell tilkjøring av hydrogen. Anlegget har et effektbehov på mellom 6 og 7 MW, daglig kraftbehov på ca 165 MWh og et kjølebehov på ca 125 MWh. Hydrogenmengden på seks tonn for ett stort produksjons- og bunkringspunkt utløser storulykkeforskriften. Dette alternativet er trolig kun aktuelt dersom ruten splittes og Sandstad er endestopp både for Kristiansund-Sandstad og Sandstad-Trondheim.

En løsning uten produksjon, dvs to anlegg med kun bunkring, lagring og plass for tilkjøring har et arealbehov på ca 500 m² per anlegg (eller 1000 m² med kun ett stort anlegg). I alle løsningene kan selve dispensereren med koblingspunktet mellom land og fartøy være plassert inntil 100 meter fra selve bunkringsstasjonen. Sikkerhetsavstander rundt anleggene kommer i tillegg til angitte arealbehov.

4.1 Trondheim

I figur 7 har vi satt inn en fotavtrykkskisse for produksjonsanlegg og bunkringsstasjon ved hurtigbåtterminalen i Trondheim. Rent arealmessig er det krevende å plassere hele anlegget her. Det er derfor behov for nærmere vurdering av en bunkringsstasjon med tilkjørt hydrogen, alternativt ved for eksempel Sentrum Brannstasjon, hvor det i dag bunkres LNG og diesel. En slik løsning (alternativ C) med tilkjørt hydrogen, lagring, dispenser og kompressor har et arealbehov på ca 500 m². Uten lagring er arealbehovet rundt 50 m² for to dispensere med kompressorer.



Figur 7 – Hurtigbåtterminalen i Trondheim.

Netteier TrønderEnergi opplyser at ledig kapasitet i nettet er 2 MW og at det dermed per i dag ikke er nok kapasitet i kraftnettet til å ha produksjon av hydrogen av den størrelse som er nødvendig. TrønderEnergi er i ferd med å se på mulige forsterkninger av kraftforsyningen til Brattøra-området og det er tenkelig at nødvendig effektkapasitet vil bli tilgjengelig på sikt. Det er ikke mulig å si i dag om det er klart til 2021/2022.

4.2 Brekstad

I figur 8 har vi skissert inn arealbehovet for produksjonsanlegg og bunkringsstasjon på Brekstad. Det foregår arbeid på kaien som ikke fremgår av bildet. Det lages ny ferjekai, og ny tilkjørselsveg. Ny reguleringsplan for hele området er under utarbeidelse. Kaien inkluderer ladestasjon for de nye fergene som skal settes i drift. Det er trolig tilstrekkelig areal tilgjengelig for et produksjons- og bunkringsanlegg, enten i form av frigjort areal nær dagens kai for båtanløp eller rett nord for havnen, hvor det er i dag er industrivirksomhet.



Figur 8 – Hurtigbåtterminalen på Brekstad.

Fosen Nett oppgir at de i 2021/2022 kommer til å ha nettkapasitet på opptil 5 MW, om de gjør noen mindre endringer. TrønderEnergi bekrefter også (basert på den informasjonen de har tilgjengelig per i dag) at det ved transformatorstasjonen på Uthaug er tilstrekkelig transformeringskapasitet. De presiserer imidlertid at det er noe usikkerhet knyttet til hvordan nettet i området skal driftes etter at den store vindkraftutbyggingen ferdigstilt og tilknytningen til sentralnettet er på plass. TrønderEnergi melder at det må gjøres grundigere analyser før man kan love nettkapasitet så langt frem i tid.

På Ørlandet er bygging av hovedkampflybasen sammen med den elektriske fergen Flakk – Rørvik og eventuelt hurtigbåt Vanvikan – Trondheim viktige aktiviteter og faktorer for utviklingen. TrønderEnergi jobber med planer for forsterkning av nettet, men det er ikke sannsynlig at endelig løsning er klar til bruk i 2021.

4.3 Sandstad

På Sandstad er det ingen effekt- eller arealbegrensninger for å etablere et produksjons- og bunkringsanlegg med kapasitet til å dekke hele sambandet alene. Hitra kommune bygger nå ut industriområdet på Sandstad, se figur 9. Det er nylig satt i drift en ny transformatorstasjon på området og TrønderEnergi bekrefter at nødvendig effekt for eventuell hydrogenproduksjon er tilgjengelig.



Figur 9 – Hurtigbåtterminalen på Sandstad.

4.4 Kristiansund

Nordmøre Energiverk opplyser at det i dag ikke er tilgjengelig kapasitet i nettet for å ha lokal produksjon av hydrogen ved hurtigbåtkaia i Kristiansund. De har startet et arbeid for å analysere fremtidige nettbehov, men det er foreløpig uklart hvilke tiltak som skal gjøres og når tiltakene vil bli gjennomført.



Figur 10 – Hurtigbåtkaia i Kristiansund.

I tillegg er det ikke nok areal på havnen til å ha produksjon, lagring og bunkring på kaien. Det er heller ikke en mulig løsning med kun lagring, kompressor og dispenser med tilkjørt hydrogen. Kristiansund Havn opplyser at det pågår arealutvikling i det indre havneområdet som gjør arealet svært attraktivt for andre formål. Det er tilstrekkelig areal for en løsning med kun kompressor og dispenser, hvor hydrogen blir tilkjørt med lastebil, men uten noen form for lagring.

Som en alternativ plassering peker Kristiansund Havn på Fiskeribasen, som ligger langs innseilingen for hurtigbåten. Her er det ledig areal, men kraftsituasjonen gjør det per nå uaktuelt med lokalprodusert hydrogen. En annen løsning er industriarealet Vestbase. De oppgir at de her har tilstrekkelig areal og har erfaring med farlige stoffer og storulykkevirksomhet. Det er heller ikke her nok kapasitet i nettet per i dag, men Vestbase opplyser at de er i en prosess med å beslutte landstrøm på flere av kaiene. Arbeidet er ferdig om ca ett år og som følge av ny kabling kan det bli ledig kapasitet til produksjon av hydrogen. I figur 11 sees hurtigbåtkaien til venstre, Fiskeribasen øverst i midten og Vestbase nederst til høyre.



Figur 11 – Hurtigbåtkaien (venstre), Fiskeribasen (øverst) og Vestbase (høyre).

4.5 Samlet vurdering av kaianlegg i dag

I tabellen under har vi oppsummert mulighetene og begrensningene for etablering av hydrogeninfrastruktur ved kaianleggene dersom hydrogenbåten kommer "i morgen". Ikke uventet er arealsituasjonen mest krevende i Trondheim og i Kristiansund, hvor kaianleggene ligger tett på bykjernen. Det er heller ikke tilstrekkelig kapasitet i kraftnettet til produksjon av hydrogen i tilstrekkelig skala i disse byene. For Trondheim arbeides det med planer for å styrke nettkapasiteten, men det er for tidlig å si om kapasiteten vil bli stor nok ved en eventuell oppstart av hydrogen-hurtigbåter i siste kvartal av 2021. På Brekstad og Sandstad er arealsituasjonen bedre, men det er kun på Sandstad det er bekreftet nok kapasitet i kraftnettet.

Tabell 3 –Samlet vurdering av dagens kaianlegg og deres egnethet for hydrogeninfrastruktur.

Kai	Effektkapasitet	Kommentarer	Realiserbare H₂-anleggs-alternativ, se avsnitt 3.1
Trondheim	Nei, har inntil 2 MW. Fremtidig kapasitet utredes, men usikkert når/om økt kapasitet blir realisert.	Bunkring fra lager på kai, eventuelt tilkjørt, er trolig mulig. Havna ved sentrum brannstasjon er et alternativ. H ₂ -anlegget kan også dimensjoneres for øvrig bruk (personbiler/lastebiler/andre båter).	C (trolig) D
Brekstad	Ikke i dag, men planlagte forsterkninger kan gi opptil 5 MW i 2021. Mer detaljert analyse nødvendig før dette kan bekreftes.	Trolig areal til produksjon, men mulig konflikt med sentrumsutvikling.	B (trolig) C D
Sandstad	Ja, uproblematisk. Ny trafostasjon satt i drift.	Ingen åpenbare hindringer avdekket, selv for det største anlegget som kan dekke hydrogenbehovet for hele sambandet. Dårligere redundans med å ha kun ett stort anlegg. Usentral plassering sett opp mot en større H ₂ -infrastruktur i regionen.	A B C D
Kristiansund	Nei. Har startet analyse av fremtidige nettbehov.	Svært begrenset areal tilgjengelig. To andre nærliggende arealer kan vise seg å være aktuelle. H ₂ -anlegget kan også dimensjoneres for øvrig bruk (personbiler/lastebiler/andre båter).	D

Hvis det er teknisk og praktisk mulig å bunkre direkte fra tilkjørt hydrogen (alternativ D), kan alle fire kaiene trolig håndtere en hurtigbåt på hydrogen. Det eneste man da trenger ved kai er en dispenser enhet med kompressor, som trolig vil passe inn i en 20-fots container, eventuelt flere parallelle dispensere om man vil redusere bunkringstiden. Usikkerheten her ligger i om kravene til sikkerhetssoner lar seg innfri rent arealmessig. Det vil også gå på bekostning av redundans ved at det ikke er lagret hydrogen på stedet. Med to bunkringssteder på sambandet må hvert ha tre tilkjøringer per dag á ca 450 kg hydrogen. I løpet av et år tilsvarer det 1095 tilkjøringer med dagens rutetabell. Denne transporten må foregå med nullutslippskjøretøy hvis hurtigbåttilbudet skal være utslippsfritt.

5 Hydrogenforsyning

5.1 Mulige tilbydere av hydrogen per idag

I tråd med oppdragsbestillingen har vi tatt utgangspunkt i at båtene er klare til drift "i morgen" og derfor kun vurdert anskaffelser av hydrogen som er mulig å etablere på kort tid. Disse innbefatter:

- Kortreist (Lokalprodusert): TrønderEnergi, produksjon fra vindkraft på Smøla (Statkraft) eller anvendelse av overskuddshydrogen fra Statoil på Tjeldbergodden.
- Innkjøp fra gassleverandører: AGA, Air Liquide og Praxair
- Produsert ved kai/umiddelbar nærhet av anløp: Beregninger fra SINTEF/Greensight

5.1.1 TrønderEnergi

TrønderEnergi bekrefter at de er en mulig leverandør av hydrogen til kai, produsert i regionen. De har tidligere vurdert sentral produksjon fra Valsneset vindpark i Bjugn, men på grunn av høye transportkostnader til sluttbrukere utenfor parken vurderer de også bruk av andre kraftverk de eier.

5.1.2 Statoil Tjeldbergodden

Statoil produserer store mengder hydrogen fra naturgass til produksjon av metanol ved sitt anlegg på Tjeldbergodden. En del av dette kan brukes til andre formål uten å påvirke produksjonsprosessen. Kjørsvikbugen ligger så nært at det kan være mulig å føre hydrogen i rør fra Tjeldbergodden til et potensielt bunkringsanlegg.

Kostnaden for hydrogen fra dampreforming kan være så lav som 15 kroner per kilo²⁸. Det inkluderer ikke all rensing til drivstoff-kvalitet, lagring, komprimering og dispenser/bunkring. Statoil anser imidlertid dagsbehovet ved det mulige endepunktet på ca 3 tonn som lite i forhold til å igangsette produksjon/ombygging av anlegget. De vil heller ikke ha noen CCS-løsning for å håndtere karbonutslippet på plass fra dag 1, noe som er nødvendig for å oppnå en reell 0-utslipps-hurtigbåt.

5.1.3 Norsk Vindenergisenter AS/Smøla Vindkraft AS

Norsk Vindenergisenter AS har på oppdrag fra Smøla kommune utarbeidet en rapport for mulig hydrogenproduksjon med strøm fra vindparken på Smøla. Vindparken eies av Statkraft og hadde i 2016 en årsproduksjon på 287,7 GWh. Det er vesentlig mer enn kraftforbruket som trengs for å dekke årsforbruket av hydrogen til hurtigbåtene. I dag ligger en av de to båtene på strekningen på Smøla (Edøy) om natten, før den kjører til Kristiansund for første avgang.

Vi vurderte innledningsvis muligheten for hydrogenproduksjon på Smøla og bunkring over natten. Men av vekthensyn blir lagringskapasiteten på fartøyene begrenset, og de må bunkre etter hver tur/retur på strekningen Trondheim-Kristiansund. Ettersom Smøla ikke er et endestopp på verken på dagens rute eller den alternative løsningen med splittet rute, anser vi bunkring av hydrogen på Edøy som et lite aktuelt alternativ.

Det kan likevel være mulig å bruke hydrogen produsert på Smøla i en bunkringsstasjon i Kristiansund. Da er man avhengig av at lavere strømpris/nettleie og/eller salg av oksygen til lokal oppdrettsnæring, veier opp for transportkostnadene fra Edøy til Kristiansund, og at hydrogen fra Smøla dermed er billigere enn enten lokalproduksjon i Kristiansund-området eller Sandstad (som et alternativ ved splittet rute, se avsnitt 2.2).

²⁸ <http://energiteknikk.net/2016/11/kan-norge-bli-en-hydrogen-nasjon>

5.1.4 Innkjøp fra hydrogenleverandører

AGA har ikke egne produksjonsfasiliteter i Norge. Alternativet er tilkjørt flytende hydrogen fra Tyskland eller i komprimert gassform fra Sverige. De opplyser at det i dag ikke produksjonsmessig tilpasset slik at de kan levere hydrogen i ønsket volum. Som et alternativt drivstoff viser de til flytende biogass (LBG) med produksjonssted på Skogn.

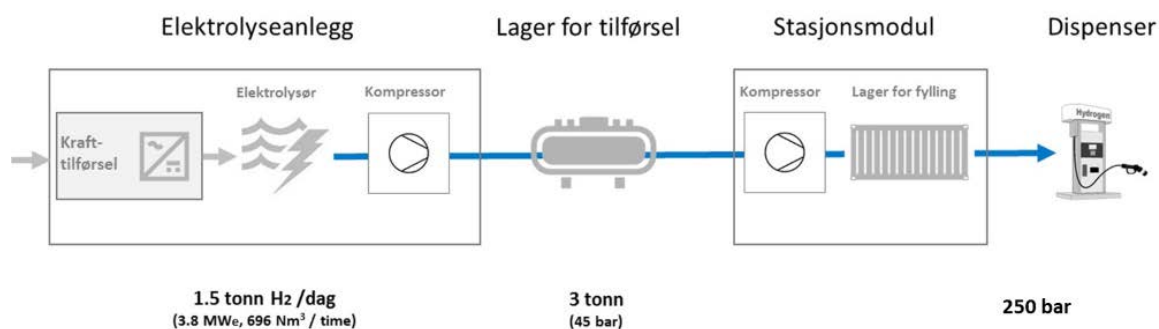
Praxair har ikke egne produksjonsfasiliteter i Trondheimsområdet og må eventuelt kjøre hydrogen fra sine produksjonsfasiliteter på Rjukan i Telemark. De har oppgitt at de ikke har anledning til å levere ønsket mengde hydrogen ved kai i Trondheimsområdet. Dagens produksjon ved Rjukan er forøvrig ikke tilstrekkelig til å forsyne hele sambandet.

Air Liquide har kjøpt Skagerak Naturgass og inngått samarbeid med Skagerak Energi. Gjennom dette samarbeidet har de også vist interesse for å komme inn på det norske hydrogenmarkedet. Det har imidlertid ikke lyktes å få tilbakemelding om det er aktuelt for dem å tilby hydrogen til hurtigbåtene.

Innkjøp av hydrogen fra leverandører representerer altså per i dag ingen aktuell løsning for hurtigbåtene.

5.2 Egenproduksjon ved kaianleggene

Under avsnitt 3, "Regelverk og sikkerhetsavstander" beskrives de tre forskjellige forsyningsløsningene som er vurdert, hvorav to innebærer produksjon ved kaianleggene. I vurderingen av de 4 lokasjonene, avsnitt 4, viser fotavtrykksskissene mulige hydrogenanlegg med produksjon på stedet ved elektrolyse. Et produksjons- og bunkringsanlegg vil bestå av komponentene som er vist i figuren under.



Figur 12 – Skisse av komponenter i et produksjons- og bunkringsanlegg ved kai.

For å estimere kostnaden per kilo hydrogen ved egenproduksjon har vi samlet informasjon fra flere mulige teknologileverandører, samt brukt erfaringstall og modeller fra både Greensight og SINTEF. Av konkurransehensyn er det ikke mulig å oppgi tallgrunnlaget fra leverandørene i en offentlig tilgjengelig rapport. Resultatene oppgis derfor som et intervall min-max, hvor også en variasjon i strømprisen er lagt inn.

Utgangspunktet for beregningene er et anlegg som i alternativ B, skissert i figur 12. Investeringene i selve anlegget vil beløpe seg til mellom 75 og 110 millioner kroner, eksklusive kostnader for tomt og grunn/anleggsarbeider. I tillegg til investeringskostnadene for et slikt anlegg, utgjør strøm- og nettavgiftene brorparten av kostnadene ved hydrogenproduksjon. Varierende kraftpriser og muligheter for å unngå (deler av) nettavgiften har ført til at strømprisen i beregningene er satt til 25 og 37 øre/kWh (tilsvarer min/max siste fem år for "Variabel pris kontrakter, industri unntatt kraftintensiv industri")²⁹.

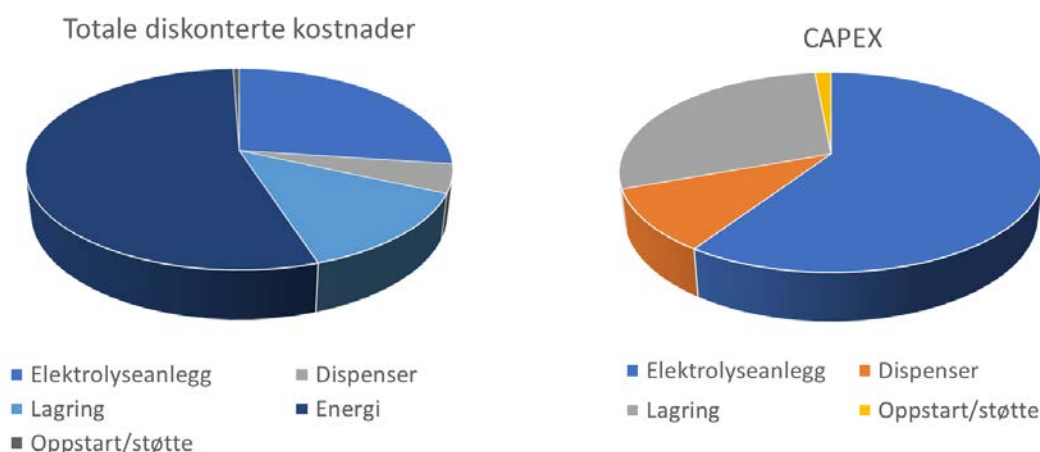
²⁹<https://www.ssb.no/statistikbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=KraftSluttbrukB&KortNavnWeb=elkraftpris&PLanguage=0&checked=true>

Det antas at et hydrogenanlegg får redusert forbruksavgift (elavgift), som er praksis for industriproduksjon, slik at denne blir 0,48 øre/kWh. I motsatt fall er avgiften for tiden 16,32 øre/kWh³⁰. Et eventuelt fullt fritak fra forbruksavgiften har ingen effekt på hydrogenkostnaden (sammenlignet med redusert sats på 0,48 øre/kWh). Full avgift fører til en kostnadsøkning på ca 10 kr/kg, men det er heretter antatt at hydrogenproduksjon vil være fritatt for denne. Nettavgiften er beregnet ut fra TrønderEnergi Netts tariff³¹ og beløper seg på ca 1,7 millioner kroner per år.

I denne sammenhengen er det også viktig å påpeke at det er prisforskjeller for ulike teknologi som påvirker kostnadene ved produksjon. Noen kan ha høyere investeringskostnader, men lavere driftskostnader og motsatt. Virkningsgraden for et anlegg bestemmer hvor mye energi (= strøm) som trengs for å produsere et kilo hydrogen. Denne parameteren er veldig viktig for hydrogenkostnadene. Degraderingen av et anlegg (kanskje spesielt elektrolyseren) betyr at det over tid vil forbruke mer strøm per kg hydrogen produsert. Vedlikeholdskostnadene er satt til 2-5 prosent av investeringen. I beregningene er det brukt 20 års levetid og 7 prosent nedskrivningsrente, samt at ekstra kostnader for midtveis oppgradering av enkelte komponenter er inkludert.

Med disse antakelsene er hydrogenkostnaden beregnet til 30-51 kr/kg uten nettavgiften og 33-54 kr/kg med nettavgifter. En hydrogenkostnad på rundt 40 kr/kg er ikke urealistisk i den anleggsstørrelsen som er skissert her. NEL Hydrogen har selv presentert en lignende løsning for busser, i litt mindre skala, der hydrogenkostnaden er oppgitt til under €4/kg³².

Fordelingen av kostnadene for hydrogen er vist i kakediagrammene under. Investeringskostnadene (CAPEX) domineres av elektrolyseanlegget og hydrogenlageret. I de totale diskonterte kostnadene sees det hvor dominerende energikostnadene (strøm og nett) er.



Figur 13 – Fordeling av kostnader på komponenter.

³⁰ <http://www.skatteetaten.no/globalassets/saravgifter/avgiftsrunderkriv/2016-elektrisk-kraft.pdf>

³¹ <https://tronderenerginett.no/nettjenester/vilkar-og-nettleie/nettleie-bedrift-2017>

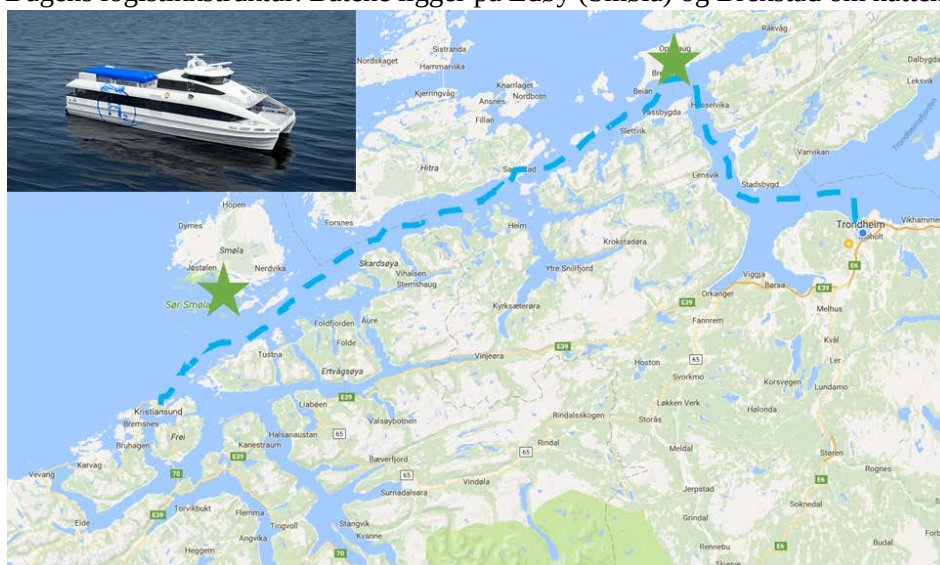
³² http://hydrogenvalley.dk/wp-content/uploads/2017/09/FCB-CPH17_NELImplementing-green-hydrogen-supply-for-fuel-cell-buses-in-the-Nordic-countries.pdf

6 Diskusjon og oppsummering

6.1 Fordeler og ulemper ved ulike rutealternativ

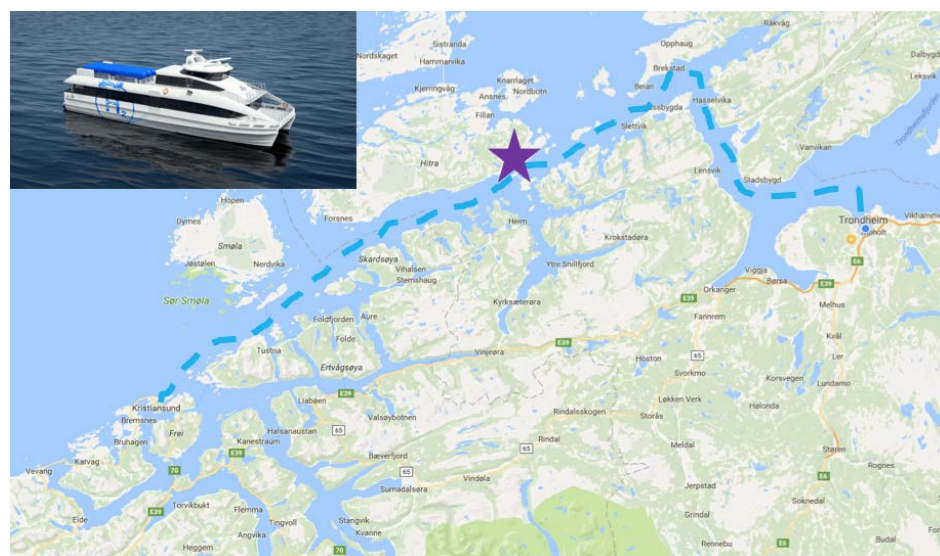
I lys av mulig hydrogenbruk på sambandet har vi vurdert fordeler og ulemper med de tre foreslåtte rutealternativene. Det er forutsatt en tidlig avgang inn til Trondheim for pendlere. Som nevnt i avsnitt 2.2 er det en fordel med bunkring der båtene ligger for natten, men dette er ikke påkrevd. Bunkring underveis mellom Trondheim og Kristiansund, dvs. i Sandstad og Brekstad (to av de fire undersøkte kaianleggene), er generelt uheldig da man ønsker kort kailigge. Fyllprosessen vil kreve et opphold på ca en halvtime, selv med parallelle dispensere.

Alternativ 1: Dagens logistikkstruktur. Båtene ligger på Edøy (Smøla) og Brekstad om natten.



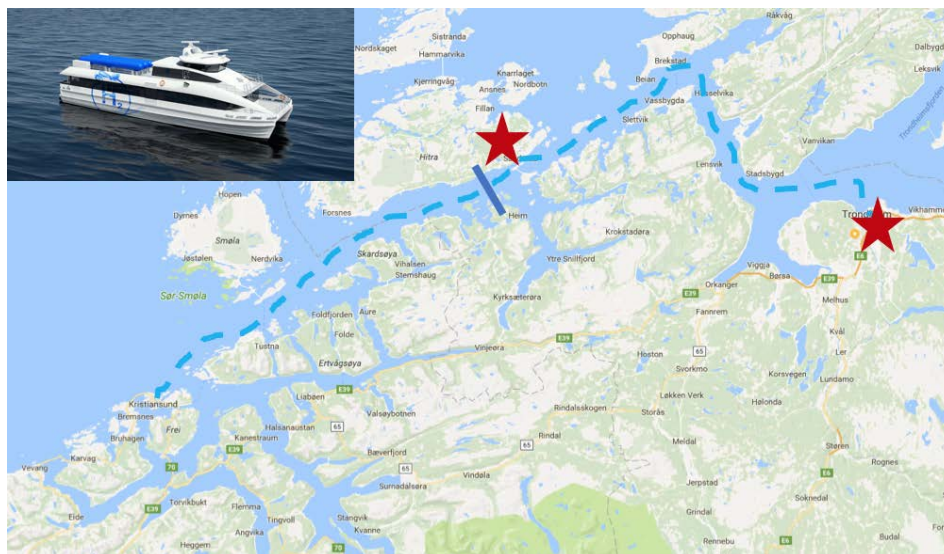
Figur 14 – Rutealternativ 1 med kaiplass om natten på Edøy og Brekstad.

Alternativ 2: Gjennomgående trafikk fra Trondheim til Kristiansund. Begge båtene ligger på Sandstad om natten og sambandet har tidligere start og slutt sammenlignet med i dag.



Figur 15 – Rutealternativ 2 med kaiplass om natten på Sandstad.

Alternativ 3: Den gjennomgående ruten erstattes av ett samband mellom Kristiansund og Sandstad og ett samband mellom Trondheim og Sandstad. Båtene ligger både på Sandstad og i Trondheim om natten.



Figur 16 – Rutealternativ 3 med kaiplass om natten på Sandstad og i Trondheim.

Tabell 4 – Vurdering av ulike rutealternativ i et hydrogenperspektiv.

Nattligge	Fordeler	Ulemper
Alternativ 1 Edøy Brekstad	• Opprettholder dagens rutestruktur og rutiner. • Korteste avstander fra nattligge til andre mulige bunkringsanlegg.	• Ugunstig med bunkring på nattligge da disse ikke er endestopp (medfører et lengre stopp underveis). • Usikkert om strekningen Edøy - Brekstad - Trondheim - Brekstad går på en bunkring. Hvis ikke blir det to lengre opphold per overfart ved bunkring på nattligge. • Usikkert med Edøy som bunkringssted, det er ikke vurdert. • Bunkring ved endestopp utløser en ekstra fylling per dag, fordi kapasiteten til hydrogentankene ikke tillater mer enn distansen for én overfart Trondheim-Kristiansund.
Alternativ 2 Sandstad	• Nattligge ved den eneste mulige lokasjonen for ett anlegg som kan dekke samlet hydrogenforbruk for begge fartøyene.	• Lengre strekning inn til Kristiansund/ Trondheim på morgenen sammenlignet med Alternativ 1. Dvs. tidligere første avgang. • Ugunstig med bunkring på nattligge da disse ikke er endestopp (medfører et lengre stopp underveis). • Endring i lokasjon for nattligge påvirker mannskap i forhold til bosituasjon og transport til/fra jobb. • Dårligere beredskap på den mest trafikkerte ruten, Brekstad-Trondheim, når ingen av båtene ligger der. Sårbart ved for eksempel uvær.

Nattligge	Fordeler	Ulemper
Alternativ 3 Sandstad Trondheim	Bunkringsanlegg i Trondheim kan dimensjoneres for øvrig bruk.	- Litt lengre strekning inn til Trondheim på morgenen sammenlignet med Alternativ 1. Dvs. tidligere første avgang. - Endring i nattligge påvirker mannskap i forhold til bosituasjon og transport til/fra jobb. - Ved bunkring på Sandstad blir det vanskelig å unngå bunkringsopphold (~30 min) for minst en av retningene. - Ugunstig med bunkring ved Brekstad, da det ikke er endestopp (medfører et lengre stopp underveis).

6.2 Konklusjoner

Foruten de praktiske mulighetene mht. areal og nettkapasitet på dagens kaiområder har bunkringshastighet og lagringskapasitet på hydrogenfartøy vært viktige vurderingskriterier. Arbeidet har derfor inneholdt vel så mye logistikkvurderinger rundt ulike rutealternativ som tekniske utgreiinger. Det er viktig å understreke at vi har jobbet ut fra hva som er tilgjengelig teknologi i dag. Det er fem år til neste kontraktsperiode trer i kraft, og det er god grunn til å forvente en teknologisk utvikling i løpet av denne perioden som kan endre utfallet av en studie som dette.

Av de fire kaianlegg som er vurdert i denne studien, er det kun Sandstad som med relativt stor sikkerhet har mulighet til å huse et produksjons- og bunkringsanlegg for hydrogen i dag. På Sandstad er det nødvendig areal, krafttilgang og kaien/industriområdet ligger et godt stykke unna bebyggelse.

På Brekstad er det trolig nok kraft tilgjengelig, men netteier kan ikke garantere uttak frem i tid. De peker også på et analysebehov og usikkerhet mht. hvordan nettet driftes etter at vindparkene på Fosen er satt i drift. Arealmessig finnes trolig flere aktuelle alternativer i området, men kommunen ønsker rask avklaring for å ta høyde for areal til mulig hydrogenproduksjon i pågående planarbeid. Til tross for at Brekstad praktisk sett er bedre egnet enn Trondheim og Kristiansund, er Brekstad logistikkmessig mindre aktuelt som bunkringssted da det ikke er et endestopp på ruten Kristiansund-Trondheim. Vi ønsker imidlertid å presisere at Brekstad kan være et egnet alternativ som bunkringssted for ruten Trondheim-Brekstad. Det har imidlertid ikke vært tema for denne studien.

I Trondheim er det i dag ikke sterkt nok kraftnett til å ha egenproduksjon av hydrogen på kaien. Det er heller ikke ledig areal for lokalproduksjon av hydrogen. Det er muligens nok areal for en løsning med tilkjørt hydrogen fra en ekstern produksjon og lokal lagring. Det vil imidlertid avhenge av krav til sikkerhetsavstander. TrønderEnergi opplyser at det pågår et arbeid for å se på hele kraftsituasjonen på Brattøra, men det er uvisst om nødvendige forsterkninger er på plass innen 2021/2022.

I Kristiansund er det verken tilstrekkelig effekt eller areal på kaien. I beste fall er det plass til en kompressor og dispenser i indre havn for tilkjørt hydrogen. Havnevesenet peker på Fiskeribasen som et bedre egnet produksjons- og bunkringssted. Nordmøre Energiverk opplyser at de jobber med analyser for å se på fremtidig styrking av kraftnettet i området, men det er ikke gitt at forsterkninger er gjennomført til hydrogenproduksjonen må være i gang. Industriområdet Vestbase har ledig areal til egenproduksjon og/eller bunkringsstasjon, men effektbehovet kan ikke dekkes med dagens infrastruktur. Basen er i en prosess med å beslutte landstrømanlegg på flere av kaiene, hvilket vil medføre en forsterkning av den generelle kapasiteten

i nettet og kan gjøre det mulig også med hydrogenproduksjon. I så fall forventes landstrømanleggene å være ferdige om ett års tid.

Etter dialog med Direktorat for samfunnssikkerhet og beredskap er det avklart at for alle lokasjoner og konsept må det gjennomføres en kvantitativ risikoanalyse for å fastsette sikkerhetssoner. Innenfor rammene av dette prosjektet er det ikke mulig å gi konkrete svar på størrelsen av disse ved de fire kaiområdene. Vi anbefaler derfor Sør-Trøndelag fylkeskommune å få utført en kvantitativ risikoanalyse av de mest aktuelle lokasjonene.

Hurtigbåtene må av vekthensyn bunkre mellom hver avgang ved gjennomgående rute og mellom hver tur/retur ved splittet rute. Med dagens teknologi er en bunkring estimert til i beste fall å ta 20-25 minutter, i tillegg kommer tidsbruk for eventuell forflytning til og fra bunkringssted. Det er derfor definitivt best med bunkring ved endestopp på ruten, for å unngå unødvendig opphold underveis. Bunkring ved dagens steder for nattligge, Brekstad og Edøy, og Sandstad vil være ugunstig i så måte.

Våre estimater anslår en produksjonspris for hydrogen på kai på mellom 33 og 54 kroner per kilo ved redusert forbruksavgift, men med nettavgifter. Strømkostnadene er den største driftskostnaden og med gunstige strøm- og/eller nettleieavtaler er det mulig å redusere prisen. Kontakt med kommersielle hydrogenleverandører viser at tilkjørt hydrogen fra utenfor Trondheimsregionen prismessig ikke er et aktuelt alternativ i dagens marked. En langsiktig kontrakt på ca 900 tonn hydrogen per år burde dog være interessant nok til å få flere av disse på banen.

Basert på dagens dieselbruk per tur og en dieselpriis på 6,50 kroner per liter, er drivstoffkostnaden for en overfart i dag på ca 16 000 kroner. For å matche dagens dieselpriis må hydrogenprisen ned mot minst 40 kroner per kilo. Vi presiserer her at vår anslåtte *produksjonspris* ikke nødvendigvis er den prisen rederiet får kjøpe hydrogen til. Med en tredjepart som produsent og risikotaker er det naturlig at de tar et påslag på produksjonsprisen før salg. Våre kalkulasjoner viser imidlertid at drivstoffkostnadene ved bruk av hydrogen kan ende opp i samme prisområde som dagens dieselløsning.

Den enkleste måten å lykkes med en utslippsfri hydrogenhurtigbåt i neste kontraktsperiode, er å bunkre direkte fra lastebil med tilkjørt hydrogen. Da kan bunkring trolig skje ved endestoppene, noe som muliggjør en gjennomgående rute uten lengre bunkringsopphold underveis. Det er imidlertid ikke avklart om det er teknisk mulig å bunkre hydrogen direkte fra en lastebil. Den største praktiske ulempen er økt trafikk ved kaianleggene. Den nest beste løsningen er trolig å splitte ruten i to samband, Kristiansund-Sandstad og Sandstad-Trondheim. Da kan fartøyene, basert på den informasjon vi har i dag, kjøre tur/retur Sandstad før de må bunkre hydrogen. Det gir også størst fleksibilitet for plassering av hydrogeninfrastruktur ettersom Sandstad er endestopp for begge ruter og er best tilrettelagt for produksjon i dag. Vi mener dog at for å dra nytte av synergier i et større marked for hydrogen, er det mest hensiktsmessig å legge bunkring til (eller i umiddelbar nærhet av) Kristiansund og Trondheim dersom det er praktisk mulig. Dette fordi det er langt enklere å finne andre brukere av hydrogen i og rundt de største byene for dermed å redusere kostnader og bidra til økt utnyttelse av hydrogen som drivstoff.

Studien har vist at det er både teknisk og praktisk mulig, samt økonomisk forsvarlig å forsyne og bunkre en hydrogenhurtigbåt på sambandet Trondheim – Kristiansund. For å finne den optimale løsningen må noen aspekter avklares og studeres, viktigst her er kravet til sikkerhetsavstander rundt anleggene. Disse aspektene må sees nærmere sammen med båtens spesifikasjoner og krav til rutestruktur

