

Hydrogen som energibærer på Vestlandet Mulighetsstudie 2016

Hordaland, Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane fylkeskommuner

Rapportnr.: 2016-0931, Rev. 1

Dokumentnr.: 111OBXGZ-1

Dato: 2016-11-02



Prosjektnavn: Hydrogen på Vestlandet DNV GL AS Energy
Rapporttittel: Hydrogen som energibærer på Vestlandet Renewables Norway
Mulighetsstudie 2016 P.O.Box 300
Oppdragsgiver: Hordaland, Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane fylkeskommuner 1322 Høvik
Norway
Kontaktperson: Elisabet Kjerstad Bøe Tel: +47 67 57 99 00
Dato: 2016-11-02
Prosjektnr.: PP160564
Org. enhet: Renewables Advisory Norway
Rapportnr.: 2016-0931, Rev. 1
Dokumentnr.: 1110BXGZ-1
Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):

Oppdragsbeskrivelse:

Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal og Hordaland fylkeskommuner har inngått et samarbeid om å kartlegge og analysere mulighetene for produksjon, bruk og verdiskaping knytt til hydrogen på Vestlandet. DNV GL ble innstilt til jobben, og analysen er presentert i denne rapporten.

Utført av:



Espen Austrheim Erdal
Konsulent

Verifisert av:



Gerd Petra Haugom
Sjefskonsulent

Godkjent av:



Erik Dugstad
Avdelingsleder



Arne Øvrebø Lie
Konsulent

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2016. Alle rettigheter forbeholdes DNV GL. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV GL påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning. DNV GL og Horizon Graphic er varemerker som eies av DNV GL AS.

DNV GL distribusjon:

- Fri distribusjon (internt og eksternt)
 Fri distribusjon innen DNV GL
 Fri distribusjon innen det DNV GL-selskap som er kontraktspart
 Ingen distribusjon (konfidensiell)

Nøkkelord:

Hydrogen, mulighetsstudie, verdikjede, vannkraft, vindkraft

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
0	2016-09-28	Førsteutkast (ikke verifisert)	EAE, AØL		ED
1	2016-11-02	Endelig rapport	EAE, AØL	GPH	ED

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	1
1.1	Resyme	1
1.2	Bakgrunn	1
1.3	Problemstilling	3
1.4	Konklusjoner	3
2	HYDROGEN – TEKNOLOGI, MARKED OG UTSIKTER.....	5
2.1	Etterspørsel	5
2.2	Produksjon	10
2.3	Lagring	12
2.4	Distribusjon	12
2.5	Sikkerhet og regelverk	13
2.6	Markedspris og produksjonskostnad	14
2.7	Støtteordninger og subsidier	15
2.8	Mulige scenario	16
3	MULIGE PRODUKSJONSLOKALITETER	17
3.1	Eksisterende kraftproduksjon	17
3.2	Potensiell ny kraftproduksjon	22
3.3	Nett – kapasiteter og tariffer	25
4	FORBRUK OG DISTRIBUTUSJON	27
4.1	Forbruk	27
4.2	Distribusjon/infrastruktur	38
4.3	Forslag til plassering av infrastruktur	40
5	MULIGHETER FOR VERDISKAPING.....	42
5.1	Eksisterende næringsliv og kompetanse	42
5.2	Muligheter	44
5.3	Case: Det første hydrogenskipet	48
5.4	Case: Hydrogendrift på Raumabanen	50
5.5	Muligheter for verdiskaping - oppsummering	52
6	VEDLEGG	53
6.1	Hydrogen - Teknologi, marked og utsikter	53
6.2	Mulige produksjonslokaliteter	57
6.3	Forbruk og distribusjon	64
6.4	Muligheter for verdiskaping	74

1 SAMMENDRAG

1.1 Resyme

Denne studien gir status for hydrogenmarkedet og vurderer potensiale for hydrogenproduksjon, -forbruk og muligheter for lokalt næringsliv i Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal i en utvikling mot en økonomi med større innslag av hydrogen. Rapporten diskuterer relevante steder for produksjon, sentral infrastruktur og identifiserer mulige hydrogenforbrukere. Mulige neste steg mot økt benyttelse av hydrogen i regionen er identifisert, og det er gitt relevante eksempler. Tidsperspektivet er i hovedsak kortsiktig (3-5 år), men den tar også noen blikk fremover mot 2030.

De tre fylkene har kompetanse, aktører og energitilgang som gir muligheter for en tydelig rolle i en hydrogenøkonomi. Grunnlaget kan dannes gjennom piloter og kompetansenettverk som etableres i dag. Det understrekes likevel at det er mange barrierer, hvorav det mest essensielle er i hvilken grad hydrogen blir konkurransedyktig på pris opp mot for eksempel fullelektriske løsninger med batterier. Det viktigste potensialet for bruk av hydrogen finnes innen deler av industrien samt transport der batterier ikke er hensiktsmessig. Det er utfordringer knyttet til sikkerhet og videre utvikling av nødvendig regelverk, spesielt for maritim bruk. Storskala hydrogenproduksjon for eksport kan realiseres dersom hydrogenteknologien blir konkurransedyktig, og det blir utviklet effektive løsninger for distribusjon av store volumer. Per dags dato eksisterer ikke slike løsninger, men flere konsepter er under utvikling. For å sikre fylkenes posisjon i den pågående utviklingen mot økt bruk av hydrogen, kan etablering av pilotprosjekter med lokal hydrogenproduksjon gi verdifull erfaring med begrensede kostnader.

1.2 Bakgrunn

Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal og Hordaland fylkeskommuner har inngått et samarbeid om å kartlegge og analysere mulighetene for produksjon, forbruk og verdiskaping knyttet til hydrogen i de tre vestlandsfylkene.

Stortingets energi- og miljøkomite vedtok 9. juni 2016, i behandlingen av **Energimeldingen**, flere forslag som går på å tilrettelegge for bruk av hydrogen i transport frem mot 2030. De mest relevante vedtakene gjengis her¹:

- «Stortinget ber regjeringen i ny avtale og mandat for Enova sikre støtte til etablering av et nettverk av hydrogenstasjoner i de største byene og korridorene mellom, og sørge for at de første stasjonene etableres i 2017.»
- «Stortinget ber regjeringen vurdere bruk av utviklingskontrakter for hydrogenferger.»
- «Stortinget ber regjeringen i forbindelse med fremleggelsen av Nasjonal transportplan 2018–2029 redegjøre for mulighetene for å ta i bruk hydrogen på de jernbanestrekningene som i dag ikke er elektrifisert.»



Figur 1-1 Oppdragsområdet, bestående av Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal

¹ <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=65327> (21.09.2016)

- «Stortinget ber regjeringen sikre at Enova har mulighet til å støtte realisering av lavutslippsteknologi i industrien og ren produksjonsteknologi innen alle de største norske industrigrenene, herunder nye produksjonsprosesser, hydrogen og biokarbon som reduksjonsmiddel, og skifte fra fossilt til fornybart råstoff i industrien.»

I **grunnlagsdokumentet for Nasjonal Transportplan 2018 – 2029** (NTP) er det beskrevet ambisiøse mål for transportsektoren i Norge². Noen av hovedpunktene er:

- Nye ferger og hurtigbåter skal bruke biodrivstoff, lav- eller nullutslippsteknologi
- Etter 2025 skal nye privatbiler, bybusser og lette varebiler være nullutslippskjøretøy
- Innen 2030 skal nye tyngre varebiler, 75 prosent av nye langdistansebusser, 50 prosent av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy
- Innen 2030 skal varedistribusjonen i de største bysentra være tilnærmet utslippsfri i tråd med EUs ambisjon
- Innen 2030 skal 40 prosent av alle skip i nærskipfart bruke biodrivstoff eller være lavutslipp- eller nullutslippsfartøy
- Offentlige etater skal i størst mulig grad benytte biodrivstoff, lav- og nullutslippsteknologi i egne og innleide kjøretøy og fartøy
- I 2050 skal transporten være tilnærmet utslippsfri/klimanøytral

Om målene blir videreført i NTP kan det gi store omveltninger i transportsektoren, men det vil kreve klar virkemiddelbruk. Virkemiddelbruken forventes å påvirke innfasing av hydrogenteknologi. I grunnlagsdokumentet for NTP ble det beregnet at innfrielse av målene vil gi følgende antall nullutslippskjøretøy i 2030: 1,6 millioner personbiler, 250 000 varebiler, 6 200 bybusser, 2 300 langdistansebusser og 7 500 lastebiler. Nullutslippskjøretøy er definert i rapporten til å være drevet på enten elektrisitet eller hydrogen.

I **forslag til statsbudsjett 2017** er flere av målene sitert over fulgt opp. Blant annet er Statens Vegvesen bedt om umiddelbart å starte et utviklingsprosjekt for å vurdere hydrogen-elektriske ferger. Målet er driftsstart for en slik ferge i 2021³. I tillegg er det i nasjonalbudsjettet for 2017 presentert forslag om at fordeler tilsvarende for elbiler videreføres for brenselcellebiler til 2025 eller 50 000 biler og å etablere en bindende nasjonal regel om at utslippsfrie biler skal ha halvparten av takstene (parkering, bompenger og fergetransport) til biler som ikke er nullutslipp⁴.

Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal og Hordaland har mye eksisterende fornybar kraftproduksjon og stort potensial for videre utbygging av fornybare energikilder. Store deler av kraften som produseres leveres til andre deler av landet gjennom sentralnettet og noe videre til utlandet via kabler. Begrenset linjekapasitet i kraftnettet sammen med kraftoverskudd i flere regioner, kan gjøre det utfordrende å få transportert ut ny produksjon i form av elektrisitet uten store investeringer i infrastruktur.

Hydrogen gir et alternativ til strøm og tradisjonelt ledningsnett for lagring og transport av fornybar energi, og er den eneste brenngassen uten karbon og dermed uten utslipp av klimagasser ved forbrenning. Hydrogen er et alternativ til store nye investeringer i el-infrastruktur og kan være et bidrag i veien mot et bærekraftig fornybarsamfunn, både regionalt, nasjonalt og internasjonalt. I tillegg kan hydrogen tilføre eksportinntekter, arbeidsplasser og næringsutvikling i regionen.

² Nasjonal Transportplan 2018-2029: Grunnlagsdokument

³ Statsbudsjettet 2017: Pressemelding nr 228/16 (06.10.2016)

⁴ Meld. St. 1 - Nasjonalbudsjett 2017 - Melding til Stortinget

1.3 Problemstilling

En rekke spørsmål er avgjørende for mulighetene for produksjon, forbruk og verdiskaping knyttet til hydrogen i de tre vestlandfylkene:

- Hvordan utvikler hydrogenmarkedet og teknologien seg nasjonalt og globalt?
- Hva er produksjonspotensialet i regionen?
- Hva er potensiell etterspørsel i regionen?
- Hva vil en utbygging kreve av infrastruktur?
- Hvilken rolle kan næringslivet i regionen spille i en hydrogenverdikjede?

Reformering av naturgass og elektrolyse er de mest brukte kommersielt tilgjengelige metodene for fremstilling av hydrogengass i dag. I tillegg er hydrogen også biprodukt i flere kjemiske prosesser. Reformering av naturgass skaper CO og CO₂ som restprodukt, og er dermed avhengig av karbonfangst for å redusere utslippene. Det er i dag store økonomiske og regulatoriske utfordringene med karbonfangst. Hydrogen er pekt på som et bidrag til en overgang til mindre utslipp og en langsiktig del av en lavutslippsøkonomi. Hydrogen produsert ved elektrolyse omdanner vann (H₂O) til hydrogen (H₂) og oksygen (O₂) ved bruk av elektrisitet, og har ingen klimafiendtlige restprodukt. Vestlandet har mye fornybar kraftproduksjon som kan bidra til klimavennlig produksjon av hydrogen. Disse forholdene ligger til grunn for at denne rapporten vil fokusere på produksjon av hydrogen ved elektrolyse.


1.4 Konklusjoner

Denne rapporten vurderer utbygging av hydrogenproduksjon ved elektrolyse basert på fornybar kraftproduksjon. Både småskala (<5 MW) og storskala (>15 MW) hydrogenproduksjon er vurdert. Et småskala produksjonsanlegg er antatt å levere til lokalt forbruk i regionen, mens en storskala utbygging i tillegg vil kunne levere hydrogen til andre områder i Norge og for eksport.

Hydrogenteknologien er i stadig utvikling, men det er fortsatt flere utfordringer på teknologisiden. Generelt er kostnadsnivået høyt, hvilket sjelden gjør hydrogen konkurransedyktig på nåværende tidspunkt. **En stor utfordring vil være knyttet til distribusjon og lagring av hydrogen**, særlig når volumene øker. I dag transporteres hydrogen typisk som trykksatt gass, men fremdeles i små volum, og lokal produksjon foretrekkes for litt større volum. Forbedrede transport- og lagerløsninger anses nødvendig før transport over store avstander blir konkurransedyktig med lokal produksjon.

Personbiler med hydrogendrift vil med stor sannsynlighet utgjøre mindre volumer de neste **3-5 årene**, og det vil innebære en høy kostnad per volum å bygge opp distribusjon rundt disse. En tilnærming kan være å igangsette **pilotprosjekter knyttet til potensielt store forbrukere**, typisk industri, jernbane (Raumabanen), maritim transport og buss/tungtransport og samtidig gjøre infrastrukturen tilgjengelig for personbiler. I en startfase vil det trolig være mest aktuelt å bygge ut hydrogenstasjoner med integrert hydrogenproduksjon. Investeringer knyttet til distribusjon blir da eliminert, hvilket også er hensiktsmessig for pilotprosjekter.

I Regjeringens forslag til statsbudsjett har Statens vegvesen fått i oppgave å få på plass en utviklingskontrakt for en hydrogendrevet ferge som kan settes i drift i 2021, hvilket er et godt utgangspunkt for et pilotprosjekt. For maritime anvendelser vurderes skip med anløp i en fast havn som spesielt egnede tidligbrukere av hydrogen. Utfordringer knyttet til godkjenning av de første hydrogenskipene forventes å være mindre for skip uten passasjerer sammenlignet med passasjerskip.



Om forbruket av hydrogen innen industri og transport øker, kan dette gi muligheter for storskala produksjonsanlegg på Vestlandet, men trolig er tidshorizonten minst **10-15 år**. I denne rapporten er det gjort noen overslag på hva forbruket regionalt kan være i 2030. Disse tallene er usikre, men indikerer potensialet for hvert transportmiddel. **Industri, maritim transport (ferger/skip) og buss/tungtransport** er vurdert til å utgjøre de lokale forbrukerne med høyest potensial ved denne tidshorizonten. I tillegg kan det oppstå muligheter for salg nasjonalt og for eksport. Sannsynligvis vil produksjonsapparatet i et slikt tilfelle bli en kombinasjon av sentrale produksjonsanlegg og fyllestasjoner med integrert produksjon.

En eventuell fremtidig utbygging av sentrale produksjonsanlegg vil også kreve utbygging av infrastruktur og distribusjonsapparat. De store produksjonsanleggene bør legges sentralt i forhold til kraftproduksjon, ha nærhet til de potensielt store forbrukerne som industri og maritim næring (fergestrekninger og havner) og i tillegg ha en gunstig lokasjon for nasjonal distribusjon/eksport.

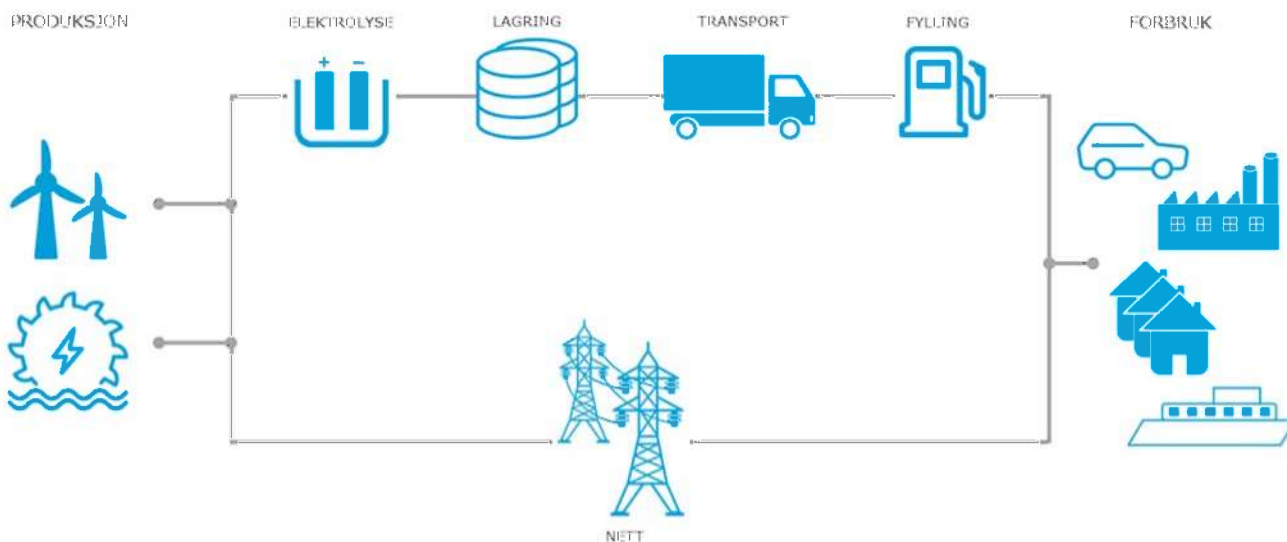
Produksjonskostnadene for hydrogen domineres av kraftprisen, som består av spotpris og nettariff, ved produksjon av større volumer. Spotprisen er bestemt av markedet, mens nettariffen kan variere opp mot 20 øre/kWh avhengig av lokasjon, forbruk og forbruksmønster. En frakopling fra nettet vil eliminere nettariffen, men vil gjøre produksjonsanlegget mer utsatt for produksjonsstans. En detaljert analyse når det kommer til plassering og størrelse av produksjonsanlegg for å redusere nettariffen vil være avgjørende for å minimere produksjonskostnaden.

Vestlandet kombinerer naturressurser og kompetanse som er relevant for hydrogenproduksjon. Til eksempel finnes store industribedrifter som i dag benytter hydrogen i sine prosesser, og det er igangsatt piloter med tanke på forbruk innen transport. Dersom hydrogen etablerer seg som et langsiktig kostnadseffektivt alternativ til dagens fossile løsninger, så er regionen godt plassert til å utvikle hydrogenverdikjeder og få en rolle i en hydrogenøkonomi. Tiltak gjennom etablering av nettverk og piloter i dag er basis for å holde en slik mulighet åpen.

Grunnet lavere energieffektivitet enn fullelektrisk løsning, er hydrogen sannsynligvis mest aktuelt der batteridrift alene ikke er egnet. Begrensninger for batteridrift inkluderer energikrevende transport (feks. lange avstander), ladetid, nettilgang og vekt av batteriene. **Hybridrift**, hvor det benyttes en kombinasjon av batteri- og hydrogendrift, er et mulig alternativ. Hydrogen vil da være energikilden som gjør at rekkevidde ikke blir begrenset, og batteriet vil nyttes når det er mulig. Et eksempel på dette kan være en personbil som vil nytte batteridriften til optimalisert ytelse og for korte distanser, og hydrogen som forlenger rekkevidden ved langkjøring.

2 HYDROGEN – TEKNOLOGI, MARKED OG UTSIKTER

Internasjonale og nasjonale mål om lavere utslipp av klimagasser driver frem utviklingen innen energiproduksjon, -distribusjon og -forbruk. Hydrogen er pekt på som en energibærer som ikke gir utslipp av klimagasser ved forbrenning. Dette kan gi hydrogen en viktig plass i fremtidens lavutslippsamfunn. Figur 2-1 illustrerer hydrogen i en typisk verdikjede, med hovedvekt på fokusområdene i denne rapporten. Det er gjort en sammenligning med tradisjonell distribusjon over elnett, og som figuren viser er sluttbrukerne ofte de samme (men med ulike krav til energikilden).



Figur 2-1: Verdikjede for hydrogen

Dette kapittelet gir en overordnet oversikt over etterspørsel, produksjon og distribusjon av hydrogen globalt og i Norge per september 2016. Det fremtidige markedspotensialet blir også presentert. Det er fremdeles mange barrierer som må forseres før hydrogen kan få en sentral rolle i energisystemet. En kort introduksjon til de viktigste barrierene er også inkludert i kapittelet, basert på DNV GLs vurderinger.

2.1 Etterspørsel

Hydrogen har lenge vært rutinemessig brukt i industrien til forskjellige formål (kjernekraft, raffinerier, romfart, mm.). Historisk har hydrogen også vært brukt i betydelige mengder, bl.a. fra før 2. verdenskrig i USA hvor en 50/50-blanding med hydrogen og CO ble brukt i husholdningen⁵. Bruk av hydrogen har vært mindre populært i transport og husholdning etter at naturgass har kommet på markedet, og i dag er markedet dominert av bruk av hydrokarbongasser.

Potensialet for å etablere en større hydrogenverdikjede avhenger av pris, produksjons- og transportkostnader, potensielle bruksområder for hydrogen og størrelsesordenen av disse. I dag drives etterspørselen etter hydrogen primært av to typer anvendelser: i) hydrogen som innsatsfaktor i industrielle prosesser, og ii) hydrogen som energibærer. Som energibærer kan hydrogen anvendes i brenselceller og til energilagring.

⁵ A Comparison of Hydrogen and Propane Fuels, Department Of Energy, DOE/GO-102009-2813 April 2009

2.1.1 Global etterspørsel

Den globale hydrogenbruken ble estimert til å være ca. 7,2 EJ (10^{12} MJ) i 2013⁶. Basert på en midlere brennverdi på 131 MJ/kg gir det en estimert etterspørsel på 55 millioner tonn. I dag er etterspørselen i all hovedsak drevet av hydrogenets rolle som innsatsfaktor i industrielle prosesser. Hovedbruken er innen kjemisk og metallurgisk industri og raffinering der hydrogen brukes som et råstoff for å omgjøre råmateriale.

2.1.1.1 Industri

Industrien ventes også å utgjøre den klart viktigste delen av hydrogenmarkedet frem mot 2020. I EU-prosjektet CertifHy anslås en mer eller mindre konstant, global forbruksvekst i industrien på 3,5 % per år fra 2010 frem til 2025⁷. Forutsatt at bruken utenfor industrien er neglisjerbar, vil dette vekstslaget gi en industrietterspørsel på omtrent 70 millioner tonn i 2020.

2.1.1.2 Transport og energilagring

Hydrogen som energibærer har et potensial langt ut over dagens bruk. Hydrogen i transportsektoren og som energilager kan bidra til å nå globale mål for utslippsreduksjon. Tabell 2-1 presenterer annonserte mål for antall brenselcellekjøretøy for Europa samt noen utvalgte land i 2015 og 2020. Innfrielse av målene kan gi en økning i bruk av hydrogen fra omtrent 283 tonn per år i 2015 til nesten **64 000 tonn per år i 2020** i disse landene⁸. For Europa spesielt anslås det i CertifHy-prosjektet, basert på nasjonale mål for hydrogen i hele transportsektoren, at forbruket i Europa alene kan være **786 000 tonn per år i 2030**. Som tabellen viser, var det tidlig i 2015 langt igjen for å nå ambisjonen om antall brenselkjøretøy ved utgangen av året.

Tabell 2-1 Ambisjoner for antall brenselcellekjøretøy⁶

Land/region	Registrerte kjøretøy, tidlig 2015	Ambisjon 2015	Ambisjon 2020
Europa	192	5000	350 000
Japan	102	1 000	100 000
Korea	100	5000	50 000
USA	146	300	20 000

Japan og Tyskland er store transportmarkeder som bruker store ressurser på å utvikle hydrogenteknologien slik at den kan bli et reelt kommersielt alternativ til fossile drivstoff. Tyskland, som er et av de mest aktuelle markedene for en eventuell eksport av hydrogen fra Norge, har planer om 100 hydrogenstasjoner i 2018 og 400 innen utgangen av 2023⁹. De store, tyske bilmerkene som Mercedes, BMW og Audi bruker også store ressurser på å utvikle hydrogenteknologien. Mercedes offentliggjorde i 2016 at en ny brenselcellebil, GLC-F-Cell, sannsynligvis kommer på markedet i løpet av 2018¹⁰.

Japan har også stort fokus på hydrogen, og Kawasaki Heavy Industries har anslått en import på 225 000 tonn hydrogen årlig, nok til å forsyne 3 millioner biler. En av mulighetene som utforskes er hydrogen

⁶ Technology Roadmap – Hydrogen & Fuel Cells, IEA (2015)

⁷ D1.2 Overview of the market segmentation, CertifHy (2015)
http://www.certifhy.eu/images/D1_2_Overview_of_the_market_segmentation_Final_22_June_low-res.pdf

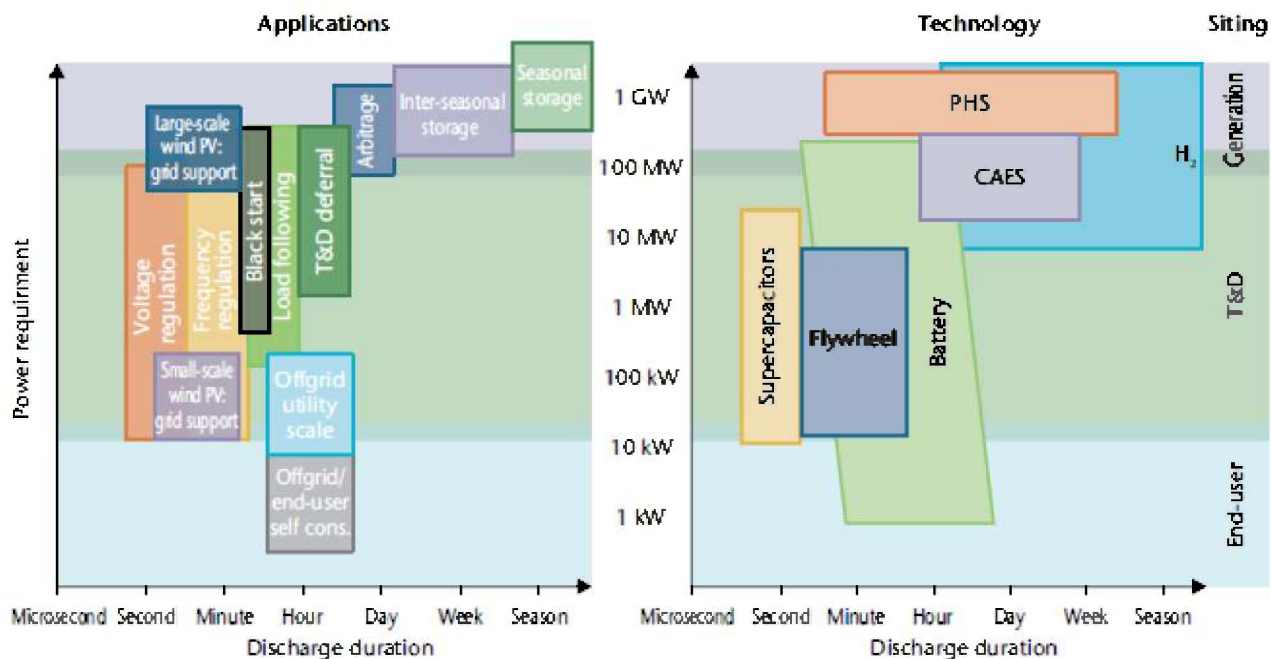
⁸ Gjennomsnittlig kjøre lengde på 12 289 km per år (norske tall) og et forbruk på 1 kg/100 km.

⁹ <http://h2me.eu/2016/05/05/germany-h2-mobility-targets-400-hydrogen-fueling-stations-by-2023/> (20.09.2016)

¹⁰ <https://www.mercedes-benz.com/en/mercedes-benz/next/e-mobility/the-fuel-cell-gets-a-plug/> (20.09.2016)

produsert på brunkull i Australia, med CO₂-lagring på den australske kontinentalsokkelen. CO₂-lagring vil medføre store kostnader, og de undersøker derfor også andre alternativer. Norge er blant alternativene, som følge av den gode tilgangen på ren fornybar energi¹¹.

I henhold til Europakommisjonens *Low-carbon Economy Roadmap*¹² må kraftsektoren så godt som fjerne alle utslipp innen 2050. Introduksjon av mer uregulert fornybar energi som vind og sol vil øke behovet for energilagring fra kraft. Basert på energikapasitet, forventede ladesykluser, effektivitet, tap og plassering i kraftsystemet er hydrogen, ifølge International Energy Agency (IEA), velegnet til å lagre større mengder energi over lengre perioder⁶, som vist i Figur 2-2.



Figur 2-2: Bruk av energilager og lagringsteknologier⁶. PHS: pumpekraft, CAES: energilagring ved trykkluft. Vannkraft med reservoar er ikke med da en ser på lagring av kraft, ikke lagring av energipotensial.

2.1.2 Etterspørsel i Norge

På kort sikt er det trolig den nasjonale etterspørselen som vil drive utviklingen av hydrogen som energibærer i Norge, mens det først på lengre sikt kan være aktuelt med eksport. I dag er etterspørselen etter hydrogen i Norge i all hovedsak, som i resten av verden, knyttet til bruk i industri.

2.1.2.1 Industri på Vestlandet

Industrien i Norge dekker store deler av sitt forbruk fra egenproduksjon. Blant de største forbrukerne ligger flere på Vestlandet, for eksempel Tjeldbergodden og Mongstad. Raffineriet på Mongstad produserer selv all det hydrogenet som benyttes i raffineriprosessen. Ved raffineringen blir det også overskuddsgass som inneholder et sted mellom 30-50% hydrogen, men det er ikke lønnsomt å skille ut dette og gassen benyttes derfor samlet som fyrgass for å produsere varme for raffineriprosessen.

TiZir er en industribedrift i Tyssedal (Hordaland) som produserer titanslagg og jern hvor kull brukes i reformeringsprosessen. Der er det planer om å erstatte kull med hydrogen innen ti år¹³. En

¹¹ <http://japan.noralumni.no/liquid-wind-gas-norway-japan/> (11.10.2016)

¹² http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/index_en.htm (10.09.2016)

¹³ Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030, Miljødirektoratet (2015)

intensjonsavtale ble underskrevet i 2015 med Sunnhordaland Kraftlag og GreenStat som hydrogenprodusent¹⁴. Målet er å ha et demonstrasjonsanlegg på plass i 2017, hvor forbruket vil være rundt 300 kg per dag eller 110 tonn hydrogen per år. Dersom et fullskala anlegg står klart i 2020-2021 vil etterspørselen etter hydrogen være på rundt 30 tonn per dag; i underkant av 11 000 tonn i året. Dette vil kreve et elektrolyseanlegg på 50 MW, som vil ha et kraftforbruk på opp mot 438 GWh per år.

2.1.2.2 Nasjonal transportsektor

Forbruket av hydrogen i transportsektoren i Norge er per i dag svært begrenset. Kollektivoperatøren Ruter i Oslo og Akershus har 5 hydrogenbusser i drift som del av et EU-prosjekt¹⁵, mens det per juni 2016 var 23 registrerte hydrogenbiler i Norge¹⁶. HyOp drifter i dag fire hydrogenfyllestasjoner som tidligere ble etablert som pilotprosjekter¹⁷.

Asko har bestilt tre hydrogendrevne lastebiler som leveres i 2018 til deres lager i Trondheim, og Enova har gitt tilsagn om støtte til denne satsingen. Rekkevidden på lastebilene vil bli tilsvarende dagens lastebiler, typisk 500 km, og forbruket er forventet å ligge på 27 kg/dag og en total kjørelengde 50 000 km per år fordelt på 320 driftsdager. De vil også etablere egen produksjon av hydrogen i størrelsesorden 320 kg/døgn, som skal kobles opp mot deres nyetablerte solkraftanlegg på samme sted¹⁸.

Venstre har uttalt et politisk mål på vegne av regjeringen om å ha 50 000 hydrogenbiler på norske veier innen 10 år¹⁹. Dette vil kunne gi et forbruk på 6 145 tonn per år basert på årlig forbruk gitt i Tabell 2-2. Taxier, busser og tungtransport vil imidlertid ha et vesentlig høyere forbruk enn personbiler, mens tog og ferger er betydelig større forbrukere. En oversikt basert på kjørelengdestatistikk fra SSB, et anslått forbruk per km og noen utvalgte eksempler er presentert i Tabell 2-2.

Tabell 2-2 Estimert forbruk av hydrogen per transportmiddel

Transportmiddel	Daglig forbruk	Årlig forbruk
Bil²⁰	0,4 kg	123 kg
Taxi²⁰	1,6 kg	580 kg
Buss²⁰	11 kg	3 900 kg
Tungtransport¹⁸	27 kg	8 640 kg
Tog²⁰	450 kg	164 000 kg
Ferge²⁰	1000 kg	370 000 kg

En SINTEF-rapport fra januar 2016²¹ anslår at det totale forbruket av hydrogen som drivstoff i transportsektoren i storbyene kan ligge på mellom 171 – 5 000 tonn i 2020, og 9 500 – 61 000 tonn i 2030. I scenariet med høyest forbruk legges det til grunn en klar satsing på flåtekjøretøy (taxier og busser) ettersom disse har høyest potensial for et initielt høyt hydrogenforbruk.

¹⁴ Greenstat: Prosjekter, <http://greenstat.no/prosjekter.php> (Besøkt 19.09.2016)

¹⁵ Ruter: Busser på hydrogen, <https://ruter.no/om-ruter/miljo/hydrogenbusser/> (Besøkt 19.09.2016)

¹⁶ *Disse skiltene finner du bare 23 av i Norge*, TV2 (20.06.2016)
<http://www.tv2.no/a/8386791/>

¹⁷ www.hyop.no/stasjoner/ 29.09.2016)

¹⁸ Asko v/Roger Sæther (Telefonsamtale 29.09.2016)

¹⁹ *Vil bygge hydrogenstasjoner for 800 millioner*, Dagbladet (10.06.2016)

<http://www.dagbladet.no/2016/06/10/nyheter/hydrogen/hydrogenbiler/nel/regjeringen/44516366/>

²⁰ Se vedlegg (kap 6.1.1)

²¹ Nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogensatsingen i Norge, SINTEF (2016)



2.1.2.3 Andre lokale prosjekter

I Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal er det for øyeblikket flere prosjekter som kan bidra til en økt hydrogenetterspørsel. Dette omfatter blant annet:

- Innkjøp av Nikola One-lastebiler (Thor Tenden Transport, Sogn og Fjordane)
- Grønt kystfartprogram: passasjerbåt på hydrogen (Sogn og Fjordane)
- Hellenes: Hydrogen som energilagring i lokalt SmartGrid (Sogn og Fjordane)
- Bergen kommune: Etablering av fyllestasjon i Bergen (Hordaland)
- Hydrogenferge – Osterøyfergen (Osterøy fergeselskap, Hordaland)
- Raumabanen (NSB, Møre og Romsdal)

2.2 Produksjon

Valg av produksjonsteknologi for hydrogen vil styre bruk av energikilde, utslipp og produksjonskostnad. Globalt blir nesten halvparten av alt hydrogen produsert ved reformering av naturgass (uten karbonfangst), rundt 30 % som et biprodukt i raffinering av petroleum, 18 % fra kull, og rundt 4 % fra elektrolyse⁶. I EU blir 60 % produsert og brukt i samme industriområde, en tredel produseres som biprodukt, mens mindre enn 10 % blir omsatt i markedet. I Norge produseres det i dag omtrent 2 300 tonn hydrogen årlig²², hovedsakelig ved naturgassreformering på Tjeldbergodden og som biprodukt fra raffineriprosessen på Mongstad og Slagentangen, som gjenbrukes lokalt i industriprosessene. Praxair har sitt produksjonsanlegg ved Rjukan, der hydrogen er et biprodukt fra ammoniakkproduksjon.

2.2.1 Reformering av naturgass

Ved produksjon av hydrogen fra naturgass produseres også CO₂, men utslippene kan reduseres ved karbonfangst og lagring. Dersom hydrogen produsert ved reformering av naturgass skal anvendes i brenselceller (for eksempel i biler) må det møte strenge renhetskrav, og gassen må derfor gjennom en renseprosess.

Reinertsen satte i august 2016 i gang et pilotprosjekt på Tjeldbergodden for CO₂-fangst ved hjelp av palladiumfilm, som skiller hydrogen fra CO₂ og andre gasser²³. Selv om teknologien i første omgang er tenkt som en renseteknologi i gasskraftverk, vil den på sikt kunne brukes til å produsere hydrogen fra naturgass. En tenkt anvendelse er plattformer i Nordsjøen hvor CO₂-en kan injiseres ned i gassfeltet og hydrogen sendes til land.

2.2.2 Elektrolyse

Produksjon av hydrogen med elektrolyse bruker kraft til å omdanne vann (H₂O) til hydrogen (H₂) og oksygen (O₂). Det vil også produseres spillvarme, i motsetning til reformering av naturgass som krever varme. Spillvarmen kan utnyttes til oppvarming av bygninger eller i industri. En spesifikk industri som kan skape gode synergier med hydrogenproduksjon er settefiskanlegg i oppdrettsnæringen, som har behov for både ferskvann, oksygen og varme.

For hydrogenproduksjon ved elektrolyse er utslipp av klimagasser avhengig av energikilden for elektrolysen. For produksjon med fornybar kraft kan utslippene elimineres. Sett i lys av ambisiøse mål om utslippsreduksjoner og mål om å øke andelen av fornybar energi, vil hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse fra fornybar kraft være særlig attraktivt.

Både alkaliske og proton-utvekslingsmembran (PEM)-elektrolysører er kommersielt tilgjengelige. Selv om alkaliske elektrolysører er mer modne og prisgunstige, har PEM- og fast oksid (SO)-elektrolysører et større potensial for reduserte kapitalkostnader og økt virkningsgrad⁶. Tabell 2-3 gir en sammenligning av de forskjellige elektrolyseteknologiene²⁴.


Tabell 2-3 Elektrolyseteknologi

Teknologi	kWh _{el} /kgH ₂ 2014	kWh _{el} /kgH ₂ 2020	Pris per kW 2014	Pris per kW 2020	Status 2016
Alkalisk	50 - 78	49 - 67	1000 - 1200 €	370 - 900 €	Kommersiell, lang erfaring
PEM	50 - 83	44 - 61	1860 - 2320 €	700 - 1300 €	Kommersiell, ≤ 300 kW
SO	N/A	N/A	N/A	2000 €	FoU

²² Kartlegging av transport av farlig gods i Norge, Transportøkonomisk Institutt (2013)

²³ Reinertsen vil være en del av løsningen, CLIMIT Magasin (2015)
http://www.gassnova.no/no/Documents/Climit_magasin_WEB.pdf

²⁴ Development of Water Electrolysis in the European Union, E4tech Sàrl with Element Energy Ltd (2014)



NEL Hydrogen skrev i april 2016 en intensjonsavtale med Meløy Energi og Meløy Næringsutvikling om å etablere storskala produksjon basert på elektrolyse i Glomfjord²⁵. Med skalerbar produksjon kan anlegget produsere opp til 6 tonn hydrogen per dag, eller 2 190 tonn i året. Noe produksjon i mindre skala eksisterer allerede, som ved fyllestasjonen til Ruters hydrogenbussprosjekt (se avsnitt 2.1.2.2) med en produksjonskapasitet på 250 kg/dag²⁶ eller omtrent 91 tonn i året.

For å legge til rette for lokal hydrogenproduksjon har NVE og Småkraftforeninga underskrevet en avtale om forskning og utvikling rundt hydrogenproduksjon fra elektrolyse ved småkraftverk²⁷. Dette prosjektet vil resultere i tre casestudier, og vil gi småkraftverkseierne et beslutningsgrunnlag for å eventuelt gå videre med hydrogenproduksjon.

Det er også et initiativ i Årdal (Sogn og Fjordane). Østfold Energi i samarbeid med Årdal Utvikling gjennomfører for tiden en forstudie hvor de ser på muligheten for å etablere produksjon til lokalt forbruk (transport og industri) og mulig eksport på lengre sikt. Det er ledige industrilokaler som kan være aktuelle, og målet er å kunne etablere et pilotanlegg i løpet av 2017-2018. Det trekkes frem at Årdal har gode forutsetninger i form av stort kraftoverskudd, industrikompetanse og god tilgang på havner for utskipping²⁸.

2.2.3 Andre lokale produksjonsinitiativ

I tillegg til TiZir-prosjektet som ble beskrevet i avsnitt 2.1.2.1, er det flere mindre prosjekter som ser på mulighetene for produksjon i regionen:

- Hydrogenproduksjon i Høyanger kommune (Sogn og Fjordane)
- Hellesylt Hydrogen Hub (Stranda Kommune, Møre og Romsdal)
- Hydrogen produksjon ved vindmøllene på Harøy (Sandøy Kommune, Møre og Romsdal)²⁹
- Hydrogenproduksjon i småkraftverk (flere potensielle prosjekt ifølge Småkraftforeninga³⁰)

²⁵ NEL ASA: Announces reestablishment of large-scale hydrogen production in Glomfjord, Pressemelding (2016)
<http://mb.cision.com/Public/115/9959737/b39176b16b4112f1.pdf>

²⁶ Hydrogenbuss-satsing i Akershus, Akershus Fylkeskommune (10.03.2016)
https://mrfylke.no/content/download/248905/1983058/file/AFK_HY-buss%2Bstrategi_SFFK-seminar_Gr%C3%B8n+fjord.pdf

²⁷ NVE + Småkraftforeninga = H2, Småkraftforeninga (25.08.2016)
<http://www.smakraftforeninga.no/visartikkel.php?id=3327>

²⁸ Østfold Energi v/Egil Erstad (Telefonsamtale 12.10.2016)

²⁹ <http://www.miljokommune.no/Temaoversikt/Klima/Klimasats---stotte-til-klimasatsing-i-kommunene/Soknader-2016/> (27.09.2016)

³⁰ Småkraftforeningen v/Knut Olav Tveit (telefonsamtale 14.09.2016)

2.3 Lagring

Som vist i Figur 2-1 er lagring av hydrogen en viktig del i verdikjeden. En utfordring knyttet til lagring er at hydrogen er en lettantennelig gass og at de små atomene setter krav til materialvalg for sikker lagring. Hydrogen har lav volumtetthet ved atmosfæretrykk, hvilket kompliserer lagring ytterligere, da den er svært plasskrevende. **Trykksatte tanker** er den vanligste lagringsmetoden i dag for mindre volum³¹. Hydrogen **nedkjølt i væskeform** har bedre kompresjonsgrad, men infrastrukturen koster mer. Energิตapene er også høyere enn ved trykksatt lagring⁶. **Kjemisk lagring** i metallhydrider har minst tap og krever minst volum, men veier betydelig mer enn de to foregående lagringsmetodene. Ulike konsepter er også under utvikling for stabil lagring av hydrogen i ulike kjemiske løsninger. Sikkerheten er bedre ved kjemisk lagring siden hydrogen da kan lagres i en stabil kjemisk forbindelse.

Hvilken lagringsform man velger, vil avhenge av volum som skal lagres, hvor det skal lagres og også hvordan distribusjonen er planlagt.

2.4 Distribusjon

Transport og lagring av hydrogen er i dag kostnadsdrivende og en utfordring for verdikjeden. Distribusjon av hydrogen vil i utgangspunktet ha mange fellestrekk med f.eks. naturgass. Hvilken distribusjonsmetode som vil være å foretrekke avhenger i stor grad av hvilke volum som skal transporteres, hvilke transportkanaler som er tilgjengelige, og hvilken infrastruktur man vil bygge opp både på mottakssiden og leverandørsiden. De viktigste distribusjonskanalene er:

Rørledning: Rørledningstransport kan gjøres ved at hydrogen blandes med naturgass og distribueres i eksisterende naturgassrørledninger. Hydrogen kan da brukes til å heve brennverdien på naturgassen, og enkelte aktører hevder at det også er mulig å separere ut hydrogengassen ved mottaker. Sistnevnte involverer riktignok flere utfordringer, og vil forutsette at kostnadseffektive separasjonsløsninger for hydrogen blir utviklet (eksempelvis membraner)³². Man kan også bygge dedikerte hydrogenrørledninger, men dette vil primært være aktuelt for frakt av større volum over større avstander. Rørledninger er ikke antatt å være en vesentlig del av løsningsbildet for Vestlandsregionen, da det er lite sannsynlig at hydrogen vil omsettes i volum store nok til å rettferdiggjøre en slik infrastrukturinvestering.

Landtransport: For mindre volum, frakter man gjerne komprimert hydrogen i trykkbeholdere med lastebiler. Dette gjøres i dag for industrielle formål og for eksisterende hydrogenfyllestasjoner. Større volum fraktes i dag oftest i nedkjølt væskeform i spesialdesignede tankbiler.

Skipstransport: For store volum og lengre avstander, vurderes konsepter for transport av hydrogen med skip. Frakt av hydrogen i trykksatt form eller i nedkjølt væskeform krever forskjellige praktiske løsninger. Det er utviklet konsepter for begge, men foreløpig er ikke slike skip blitt bygget. I startfasen vil det være betydelige utfordringer relatert til mangler i standarder og regelverk, og usikkerhet med hensyn til håndtering av risiko. Dette inkluderer hva som vil kreves av utstyrsutvikling og testing for å sette et slikt skip i drift. Det antas at hydrogentransport på skip vil være realiserbart når slik etterspørsel oppstår, men utfordringene som er nevnt her betyr at dette vil kreve både tid og ressurser.

For skipstransport ble trykksatt hydrogen foretrukket over distanser opp til <2000 km i en studie fra DNV GL³³, mens nedkjølt hydrogen i væskeform ble foretrukket for lengre distanser. Distanse, volum som skal transporteres og forhold på landsiden påvirke hva som vil være foretrukket løsning.

³¹ NEL Hydrogen v/Bjørn Gregert Halvorsen (telefonsamtale 14.09.2016)

³² http://www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/53_Transport_i_rorledninger/1234130630950 (2016-09-15)

³³ DNV GL (2015), «Offshore production of renewable hydrogen»

2.5 Sikkerhet og regelverk

Innenfor industriene som bruker hydrogen fins det regelverk og retningslinjer som også dekker sikkerhet. Det er også utviklet standarder og regelverk for typegodkjenning av hydrogenkjøretøy. Med introduksjon av en storstilt bruk av hydrogen, kombinert med mer bruk blant publikum spesielt innen transportsektoren, vil det bli behov for videre utvikling av standarder og regelverk. Relevant kunnskap om hvordan hydrogen oppfører seg og hvilke elementer (maskiner, utstyr) som inngår i energikjeden er tilgjengelig. Ved å benytte denne kunnskapen når hydrogensystemer skal innføres i nye omgivelser, både til transport på land og maritimt, kan man komme fram til systemer som er sikre og følger de retningslinjer som myndighetene krever.

Det viktig å ta hensyn til sikkerhetsutfordringene og mangler i eksisterende regelverk i alle hydrogenprosjekter, spesielt ved vurdering av nye maritime initiativer. Sikkerhetsvurderinger bør være en integrert del av prosjektutviklingen. Slik kan utfordringene avdekkes tidlig og løsninger kan etableres slik at unødige utfordringer med godkjenning fra myndigheter (inklusive klasse og Sjøfartsdirektoratet for maritime prosjekter) unngås. For nye, uprøvde løsninger kan det være behov for en betydelig innsats for å kvalifisere og validere teknologiene.

2.5.1 Hydrogen og sikkerhetsmessige egenskaper

Hydrogen som energibærer sammenlignes ofte med metan og propan (se vedlegg og Tabell 6-2 for oversikt over egenskapene). Sikkerhetsmessige utfordringer for hydrogen sammenlignet med andre vanlige gasser inkluderer energitettheten som kan få en eksplosjon til å bli mer voldsam; lav tennenergi som gjør at hydrogengass tenner betydelig lettere enn andre gasser; og det brennbare området som gjør at hydrogen kan tenne ved betydelig rikere blanding med luft enn for naturgass. Dersom hydrogen lagres i flytende form, må den kjøles ned til -253 °C og dette er betydelig kaldere enn flytende naturgass, LNG. Riktig materialvalg er viktig siden metaller som kommer i kontakt med hydrogen kan bli utsatt for hydrogensprøhet på grunn av små molekyler som kan trenge inn i metallstrukturen og påvirke denne.

Hydrogen har også noen egenskaper som gjør gassen mindre farlig i mange situasjoner. Lav tetthet gjør at hydrogen raskt forsvinner opp og blir uttynnet i utendørs lekkasjer; diffusiviteten gjør at hydrogen tynnes raskt ut i blanding med luft og små lekkasjer vil da ha redusert mulighet for antenning; flammene som er nesten usynlige gjør at strålingsskader ikke forekommer, se Figur 2-3. Det bemerkes at rene hydrogenflammer dermed kan være vanskelige å oppdage og flammedetektorer kan derfor være nødvendig.

Sammenliknet med andre brennbare gasser kan hydrogen være mindre risikofylt ved utendørs bruk, mens for innelukkede rom med hydrogen tilstede kan faren for eksplosjon være mer kritisk. Innelukkede rom, som maskinrom i båter, må derfor designes med tanke på dette.

Det finnes sikkerhetssystemer som er laget for å håndtere eksplosive gasser i innelukkede rom, og riktig installasjon og bruk av disse er viktig.

2.5.2 Standarder og regelverk

Bruk av hydrogen og relevant regelverk og standardiseringsarbeid har kommet langt for landbasert industri og transport. Maritime næringer ligger naturlig nok etter i denne utviklingen. Det er derfor behov for regelverksutvikling for å implementere brenselcelle-løsninger i skip. Videre beskrivelser av standarder og regelverk er gitt i vedlegg (kap. 6.1.4).



Figur 2-3 Forskjell mellom propan og hydrogenflammer

Det foregår arbeid i International Maritime Organization (IMO) som er relevant for maritim bruk av hydrogen. Utfordringene som må håndteres inkluderer fare for eksplosjon og brann, og vurderinger/testing av levetid for brenselcellesystemer. Spesifikke marine forhold som påvirkning av salt/saltvann (korrosjon), muligheter for økt/endrede vibrasjonsforhold (sammenlignet med anvendelser på land), kryogene temperaturer, fare for hydrogensprøhet og diffuse hydrogenlekkasjer må også håndteres.

DNV GL har utviklet regelverk for maritime brenselceller³⁴ som inneholder retningslinjer for bruk av brenselceller i skip, men dette vil måtte videreutvikles for å håndtere lagring av hydrogen. I DNV GL's memo for Statens Vegvesen³⁵ ble det også poengtert at Sjøfartsdirektoratet vil sette strenge krav til at de relevante klimapåvirkninger og sikkerhetsmessige forhold hensyntas.

Mer informasjon om maritimt regelverk er gitt i vedlegg (kapittel 6.1.5).

2.6 Markedspris og produksjonskostnad

Sammen med infrastrukturinvesteringer vil markedsprisen på hydrogen være viktig for å konkurrere med andre energibærere. Markedsprisen for hydrogen er vanskelig å anslå, ettersom hydrogen hovedsakelig blir omsatt ved hjelp av bilaterale avtaler, som forklart i avsnitt 2.2, samt at transportkostnaden ofte har stor betydning for prisen for levert hydrogen. Transport er en så vesentlig kostnad at storforbrukere innen industri har etablert egne produksjons- og lageranlegg i tilknytning til sitt behov.

AGA og Praxair omsetter hydrogen i Norge, med hovedvekt på industriens etterspørsel. Listepriisen for hydrogen på flaske (0,7 kg) med tilstrekkelig renhetsgrad for forbrenning i en brenselcelle fra Praxair ligger i dag på over 4 000 kr³⁶. Ved lavere renhetsgrad for industribruk er prisen omtrent 100 kr/kg ved store kvanta³⁷. Per september 2016 koster hydrogen 90 NOK/kg fra fyllestasjoner³¹, og en personbil på hydrogen forbruker ca. 0,1 kg/mil. Dette gir samme pris per mil som for bensinbiler, dersom man legger til grunn et bensinforbruk på 0,6 l/mil og en pris på 15 kr/l.

Hydrogen produsert fra naturgass har i dag en produksjonskostnad på omtrent 0,9 USD/kg i USA, 2,2 USD/kg i Europa og 3,2 USD/kg i Japan⁶, basert på naturgasspriser på henholdsvis 13, 37 og 56 USD/MWh. Dette gir en produksjonskostnad på 7,4 til 26,2 NOK/kg³⁸.

Produksjonskostnaden ved elektrolyse består av kostnader knyttet til energikilden, elektrolysøren, kompressor og lagringsmedium. De avgjørende kostnadene er energikilden (kraft fra kraftverk/nettet eller andre kilder) og elektrolysørene. Elektrolysørene er modulære systemer som består av celler og stabler, noe som gjør de skalerbare. Ifølge NEL Hydrogen burde produksjonskapasiteten minimum være 100 kg/dag for å få en tilfredsstillende energieffektivitet³¹, noe som krever et anlegg på rundt 250 kW. Videre er investeringskostnaden per kW lavere for enda større anlegg, men det er liten reduksjon i investeringskostnad per kW for elektrolyseanlegg over 5-10 MW (produksjonskapasitet 2500 - 5000 kg/dag) som ligger på rundt 550 EUR/kW³⁹. Av driftskostnader utgjør kraftkostnadene fra rundt 50 % på mindre anlegg til 80 % på større anlegg³¹. Et typisk nøkkeltall for kraftforbruk i produksjon, komprimering og kjøling av hydrogen er ifølge NEL Hydrogen 60 kWh/kg³¹. Brukstiden på

³⁴ DNV GL, "Fuel Cell Installations" Chapter 2.3

³⁵ DNV GL (2016): Hydrogen ferry 2020. Memo fra DNV GL til Statens Vegvesen

³⁶ Samtale med Praxair (23.09.2016)

³⁷ Samtale med HYOP v/ Ulf Hafselv (22.09.2016)

³⁸ Ved en kurs på 8,2 NOK/USD.

³⁹ Large-scale Hydrogen Production, NEL Hydrogen (2015) <http://www.sintef.no/contentassets/9b9c7b67d0dc4fbf9442143f1c52393c/9-hydrogen-production-in-large-scale-henning-g.-langas-nel-hydrogen.pdf>

produksjonsanlegget vil også påvirke produksjonskostnaden. Ved rundt 20-30 % brukstid vil produksjonskostnaden ved elektrolyse være omtrent dobbelt så høy som ved full brukstid (som følge av høye investeringskostnader), som vist i vedlegg (kap. 6.1.2).

2.7 Støtteordninger og subsidier

På grunn av relativt høye kostnader og tilhørende begrenset marked er hydrogeninfrastrukturen lite utviklet i dag, men teknologisk er det et potensial for å gjøre hydrogen mer konkurransedyktig i hele verdikjeden. I tillegg må det sørges for tilstrekkelig sikkerhet, og regelverk må videreutvikles. Politisk vilje, støtteordninger og subsidier vil være en forutsetning for utviklingen av en «hydrogenøkonomi», både globalt og lokalt.

I Norge er det mulig å søke støtte fra Enova til konseptutredning, forprosjekt og innføring av ny energiteknologi generelt. Mer spesifikt gis det støtte til energiltak, ny energiteknologi og kommunal/fylkeskommunal infrastruktur for transport. Tilsvarende gis det også støtte til energiltak i industrien. Det er også mulig å søke støtte hos Innovasjon Norge, Norges forskningsråd samt Pilot-E. Pilot-E er et nylig etablert finansieringstilbud til norsk næringsliv med mål om å utvikle og ta i bruk helt nye tjenester og produkter innen klimavennlig energiteknologi.

For transport spesielt er det også nedfelt anbefalinger for tilrettelegging for null- og lavutslippskjøretøy og -fartøy i dokumentgrunnet til Nasjonal Transportplan 2018-2019², hvor det blant annet heter at:

- *Null- og lavutslippskjøretøy og -fartøy skal være konkurransedyktige i pris. Avgiftsdifferensiering eller subsidier for kjøretøy må videreføres.*
- *Null- og lavutslippskjøretøy og -fartøy skal være billigere i bruk enn bensin og diesel.*
- *Drivstoffavgift, differensierte satser i bomringer, vegprising og annen trafikanbetaling i de største byområdene kan brukes som virkemiddel. På ferger og ordinære bompengeprosjekter bør taksten være lik andre kjøretøyer.*
- *Der hvor det er mangel på vegkapasitet eller arealer (kø, parkering) skal nullutslippskjøretøy prioriteres.*

Det finnes også lokale støtteordninger, et eksempel er Akershus fylkeskommune som har etablert en tilskuddsordning for brenselceller i kommunal sektor. Ved anskaffelse av nye hydrogenbiler kan det gis en støtte på 100 000 kr per bil⁴⁰.

⁴⁰ Tilskudd til kjøp av hydrogenbiler i kommunal sektor, Akershus fylkeskommune (09.09.2016)
http://www.akershus.no/ansvarsomrader/klima-og-miljo/hydrogensatsing/?article_id=204413

2.8 Mulige scenario

Rapporten vurderer videre mulighetene for hydrogen i de tre fylkene på Vestlandet. Veien videre for hydrogen er veldig usikker, og det defineres to scenario for å kunne vise ulike aspekter i denne utviklingen.

Om hydrogen skal få en viktig posisjon i samfunnet, vil det trolig starte med en fase hvor småskala-/pilotanlegg har en sentral rolle. Dette er først og fremst for å kunne utvikle teknologien, og gir samtidig aktører/regioner en mulighet til å posisjonere seg for mulige fremtidsmarkeder uten å ta for store investeringer. Slike anlegg vil tjene lokale forbrukere, og være basert på kort og enkel distribusjon.

Om barrierer og utfordringer blir overvunnet, kan et større marked ta form. På et slikt stadium vokser trolig storskala anlegg frem, med en mer industriell tilnærming. Disse anleggene kan være både rettet mot storskala forbruk regionalt (typisk industri) og eksport ut av regionen.

Som Tabell 2-2 viser, ble det regnet ut at en typisk ferge kan ha et forbruk på i størrelsesorden 1000 kg H₂ per døgn, hvilket vil kreve omlag 2,2 MW. En fyllestasjon til busser/biler kan de nærmeste årene typisk ligge på 100-300 kg H₂ per døgn (0.25-0.7 MW).

Produksjonskostnadene for hydrogen avtar som følge av stordriftsfordeler opp mot 5-10 MW, over dette nivået gir størrelse liten innsparing. En annen viktig faktor for storskala anlegg vil være nettilkopling og -tariffer, hvilket er veldig avhengig av størrelse og plassering.

Basert på dette, ser vi for oss to mulige scenario som vi benytter i de videre analysene i denne rapporten:

	Effekt	Produksjon
Småskala/pilot	< 5 MW	< ca. 2500 kg H ₂ per døgn
Storskala	> 15 MW	> ca. 7500 kg H ₂ per døgn

3 MULIGE PRODUKSJONSLOKALITETER

Denne rapporten fokuserer på hydrogenproduksjon med elektrolyse. Videre i dette kapittelet kartlegges energisystemet i de tre fylkene og potensialet for ny produksjon, som grunnlag for aktuelle steder for hydrogenproduksjon med elektrolyse. Hydrogenproduksjon er vurdert koplet opp mot eksisterende energikilder, hovedsakelig vannkraft, men også vindkraft. Nye potensielle fornybare energikilder som solkraft, bølge-/tidevannskraft og bioenergi beskrives også.

Det vurderes både småskala (<5 MW) og storskala (>15 MW) utbygging av hydrogenproduksjon, i henhold til definisjonene i kapittel 2.8. Informasjon i dette kapittelet, sammen med informasjon i kapittel 4, legger grunnlaget for en anbefaling til mulige plasseringer av et produksjonsapparat for hydrogen for små- og storskala utbygging.

Dataene som ligger bak figurer, tabeller og grafer kan finnes i vedlegg (kap. 6.2).

3.1 Eksisterende kraftproduksjon

Kraftproduksjonen i Norge i 2014 fordelte seg som følgende:

Tabell 3-1 Norges kraftproduksjon 2014⁴¹

	2014 [MWh]	Prosentandel
Produksjon i alt	141 968	100,0
Vannkraftproduksjon	136 181	95,9
Varmekraftproduksjon	3 570	2,5
Vindkraftproduksjon	2 217	1,6

Tabell 3-1 viser at kraftproduksjonen i Norge i hovedsak er vannkraft, med noe produksjon fra varmekraftverk og vindkraftverk. Varmekraftproduksjon er i stor grad gasskraftverk og blir ikke vurdert i det videre arbeidet, da elektrolyse basert på gasskraft ikke vil være klimanøytralt.

De tre vestlandsfylkene har en årsmiddel vannkraftproduksjon på 40.4 TWh, som tilsvarer 30% av Norges vannkraftproduksjon på om lag 133 TWh⁴². Regionen har alt fra uregulerte småkraftverk til store regulerte vannkraftverk med sesongmagasiner.

I 2015 var kraftproduksjonen fra vindkraft nesten 0,7 TWh i de tre vestlandsfylkene, og det tilsvarte da 30% av vindkraften i landet på totalt 2.5 TWh⁴³.

Data i dette kapittelet for eksisterende kraftproduksjon er hentet fra NVE's database⁴².

3.1.1 Fornybar kraftproduksjon

For kraftsystemet er en særlig viktig parameter om energikilden er regulerbar eller ikke, altså om det er mulig å forskyve tidspunkt for produksjon. Vannkraftverk med reguleringsmagasiner gir stor fleksibilitet, og med stor magasinkapasitet kan produksjon reguleres mellom sesongene (sommer/vinter). Slik regulerbarhet kan også være gunstig for hydrogenproduksjon (avhengig av teknologi), og kan bli avgjørende i valg av lokasjon.

⁴¹ <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar> (2016-09-05)

⁴² www.nve.no – Data hentet fra database (2016-09-05)

⁴³ «Vindkraft - Produksjon i 2015», NVE (10-2016)

Av uregulert fornybar kraftproduksjon inngår elvekraftverk og vindkraftverk i regionen. Generelt er det meste av den uregulerte vannkraften av mindre størrelse, typisk <10 MW. Forenklet deles vannkraften etter størrelse, hvor vannkraft med installert effekt over 10 MW antas å være regulert med magasiner. Det vil være noen unntak i en slik antagelse, men overordnet gir det et godt bilde.

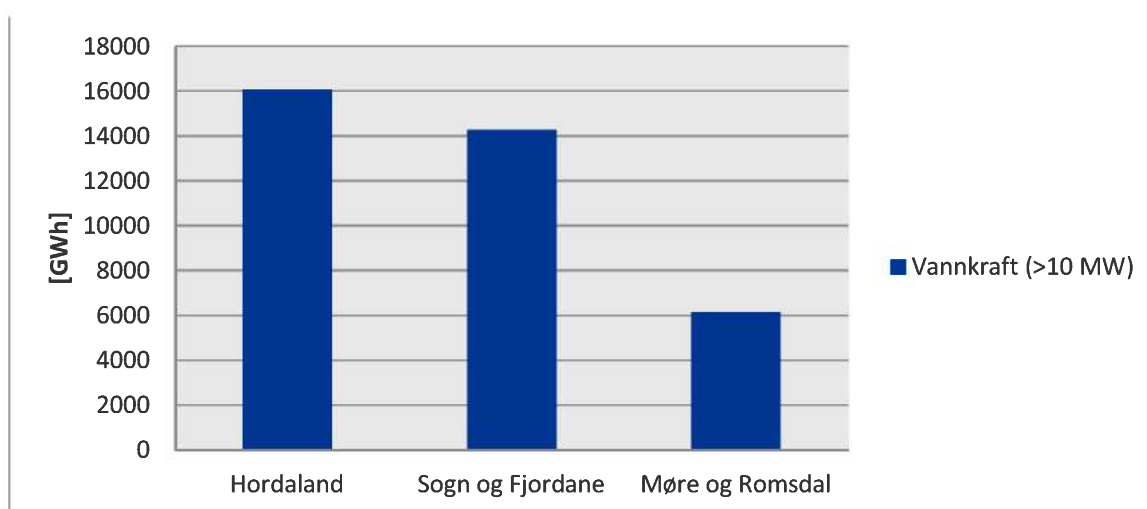
3.1.1.1 Regulert kraftproduksjon

Samlet installert effekt av større vannkraft er gitt i Tabell 3-2 og Figur 3-1. Middel årsproduksjon er 16 102 GWh i Hordaland, 14 290 GWh i Sogn og Fjordane og 6 171 GWh i Møre og Romsdal. Flere av kraftverkene er bygget for industri som krever jevn last, og har dermed høye brukstider (fullasttimer). Eksempler på dette er Novle i Odda (5993 timer), Svelgen II (6370 timer) og Aura i Sunndal (6387 timer).

Tabeller med nøkkeldata for alle vannkraftverk > 10 MW er gitt i vedlegg (kap. 6.2.1.1).

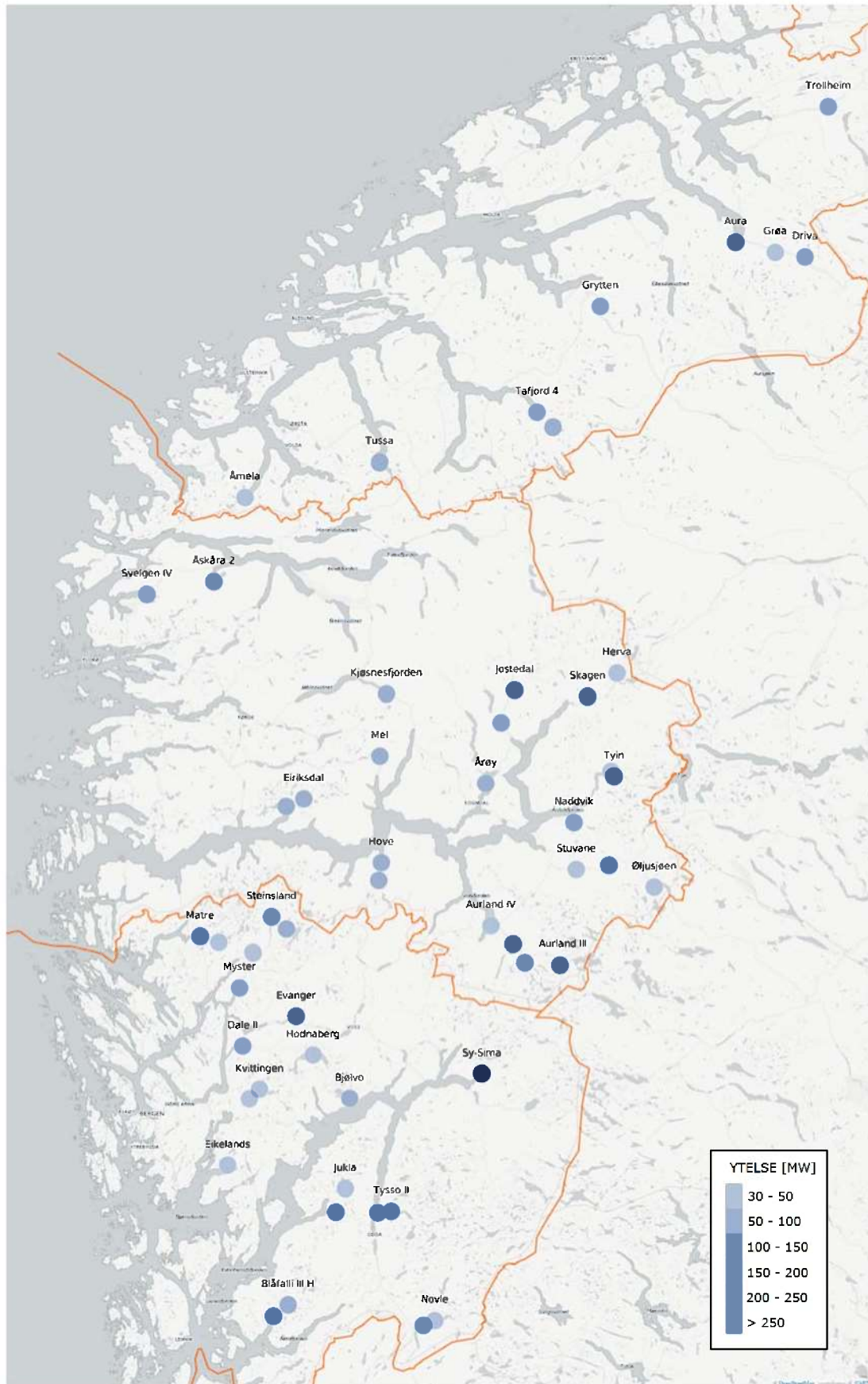
Tabell 3-2 Vannkraft (>10 MW) fordelt på fylker

	Hordaland		Sogn og Fjordane		Møre og Romsdal	
	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]
Vannkraft (>10 MW)	3995	16102	3804	14290	1188	6171



Figur 3-1 Produksjon fra vannkraftverk >10 MW

Figur 3-2 viser plassering av kraftverkene med installert kapasitet større enn 30 MW i regionen.



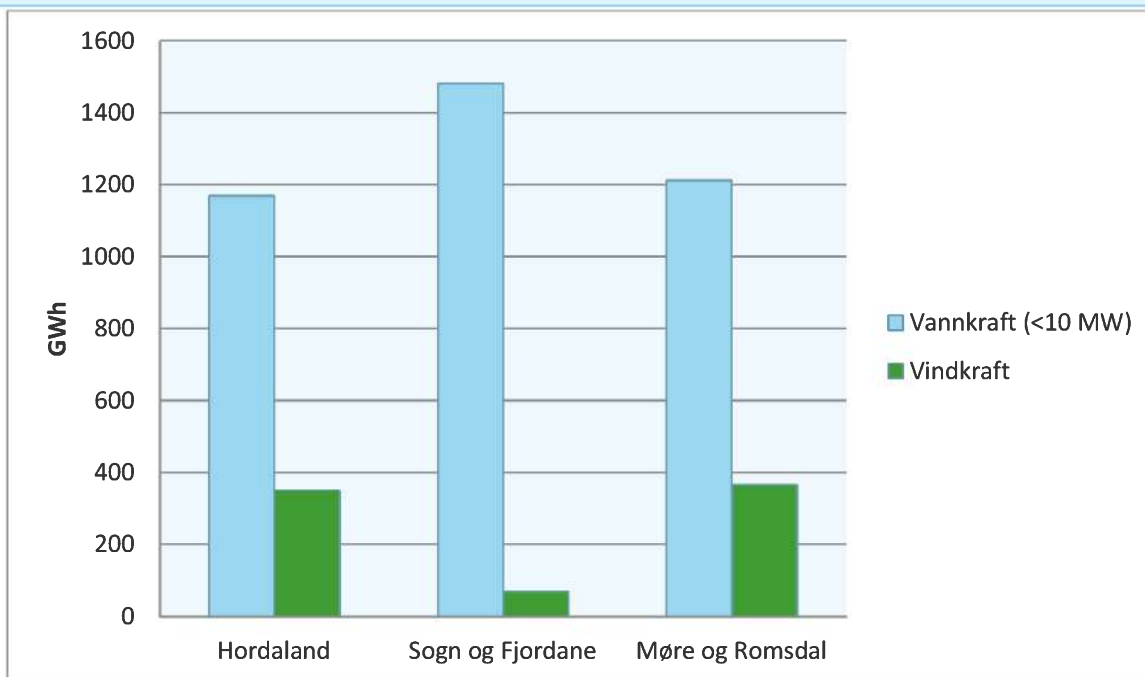
Figur 3-2 Vannkraftverk (>30 MW) i regionen

3.1.1.2 Uregulert kraftproduksjon

Tabell 3-3 og Figur 3-3 viser en oversikt over utbygd uregulert kraftproduksjon.

Tabell 3-3 Uregulert fornybar kraftproduksjon

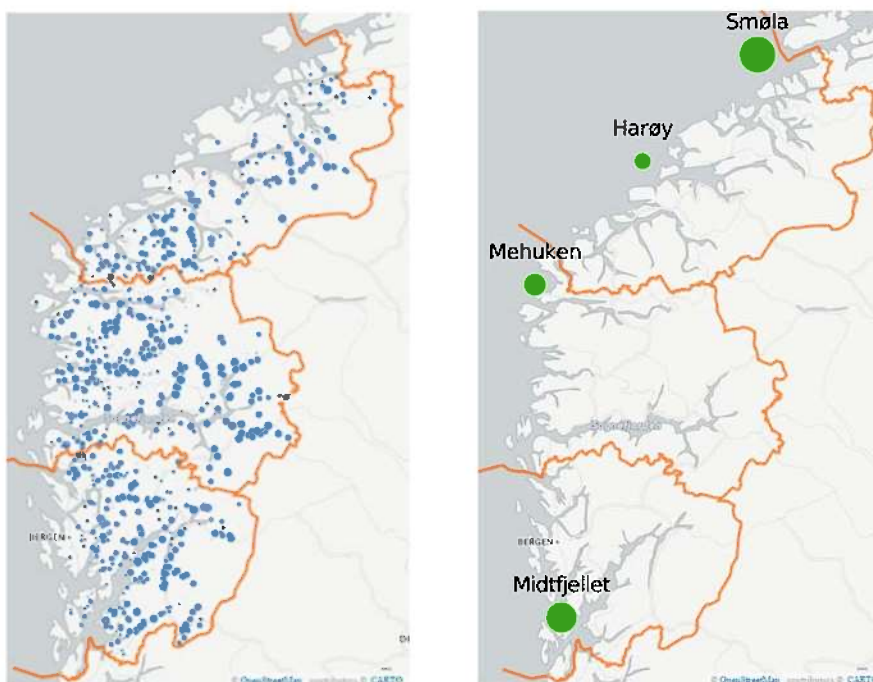
	Hordaland		Sogn og Fjordane		Møre og Romsdal	
	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]
Vannkraft (<10 MW)	293	1170	359	1482	303	1213
Vindkraft	110	350	23	69	154	366
Sum	403	1520	384	1550	457	1579



Figur 3-3 Uregulert fornybar kraftproduksjon

Volumet av mindre vannkraftverk (<10 MW), videre referert til som småkraft, har økt mye de siste 15 årene. Det er nå i størrelsesorden 300 MW i hvert av fylkene, totalt 955 MW. Potensialet er fortsatt stort for videre utbygging i dette segmentet, se 3.2.1. Spredningen av småkraftverk er vist i Figur 3-4.

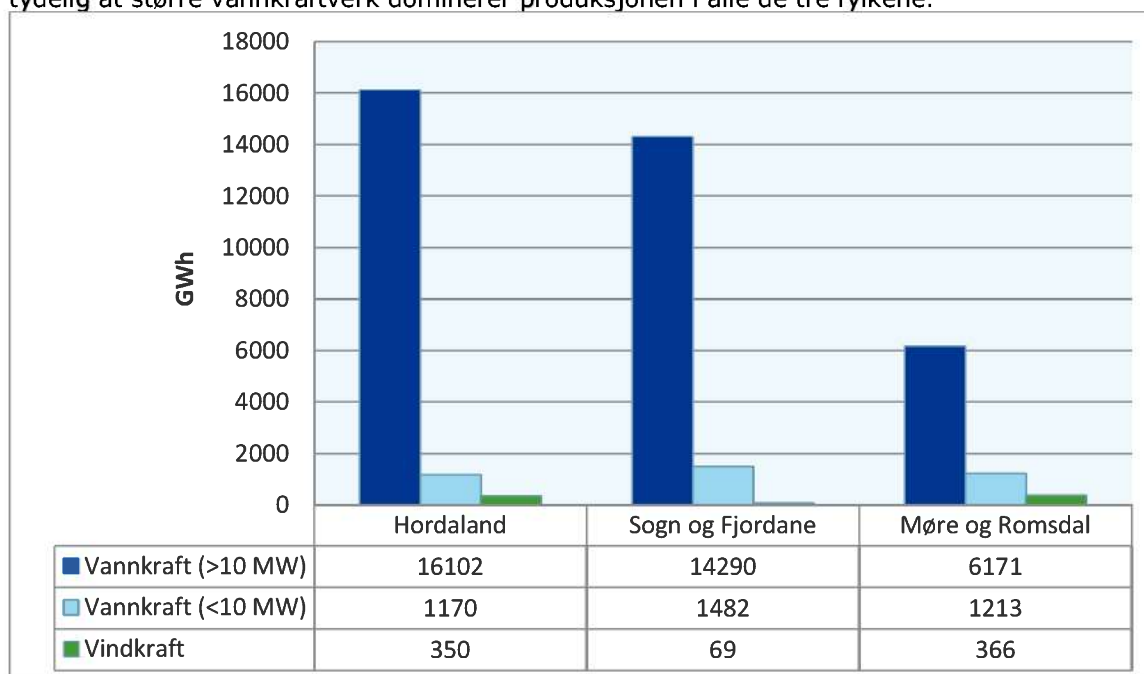
Det er 4 operasjonelle vindkraftparker i regionen (se Figur 3-4): Midtfjellet (110 MW, Hordaland), Mehuken (23 MW, Sogn og Fjordane), Sandøy (4 MW, Møre og Romsdal) og Smøla (150 MW, Møre og Romsdal). Figuren viser at tettheten av vindkraftparker er liten langs kysten av de tre fylkene.



Figur 3-4 Vannkraft (<10 MW) og vindkraft i de tre fylkene⁴⁴

3.1.1.3 Fornybar kraftproduksjon – oppsummert

Figur 3-5 gir en oversikt over eksisterende fornybar kraftproduksjon i de tre fylkene. Figuren viser tydelig at større vannkraftverk dominerer produksjonen i alle de tre fylkene.



Figur 3-5 Eksisterende fornybar kraftproduksjon - oppsummert

⁴⁴ NVE (10-2016), "Vindkraft – Produksjon i Norge 2015"

3.2 Potensiell ny kraftproduksjon

Potensialet for ny fornybar kraftproduksjon er fortsatt stort i regionen, men flere steder er det vanskelig å bygge ut grunnet begrenset kapasitet og store tap i nettet. Hydrogenproduksjon kan være en alternativ energibærer og gjøre det mulig å utløse gode prosjekter, da det vil kunne tilpasse belastningen på nettet.

Det er særlig vannkraft og vindkraft som er aktuelt i dag, men flere andre kilder som sol, bølge/tidevann og bioenergi kan bli aktuelt på litt lengre sikt.

3.2.1 Vind- og vannkraft

I denne rapporten er det valgt å fokusere på de håndfaste prosjektene som er utredet, altså tar vi utgangspunkt i prosjektene med tildelt konsesjon. Tabell 3-4 gir oversikt over prosjekter med konsesjon per 2. kvartal 2016 i Norge. De tre fylkene i utredningsområdet står for 44 % av små vannkraftverkene med konsesjon, 42 % av større vannkraftverk og 15 % av vindkraftprosjektene (målt etter produksjon). Sogn og Fjordane utmerker seg spesielt, og er det fylket i landet med flest konsesjoner både innen små og større vannkraftverk. Se vedlegg (kap. 6.2.2) for mer utfyllende informasjon bak tallene i tabellen.

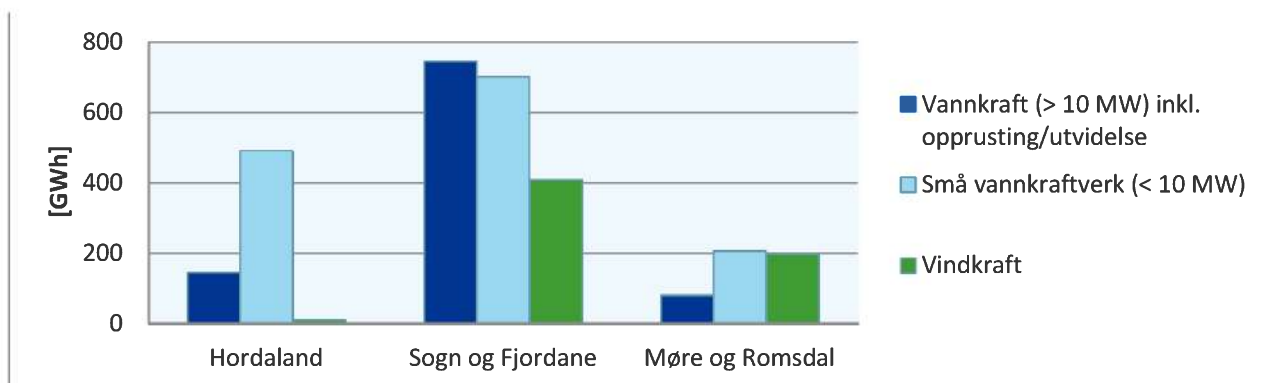
Tabell 3-4 Fylkesvis fordeling av prosjekter med konsesjon per 2.kvartal 2016⁴⁵

Fylke	Små vannkraftverk (<10 MW)		Vannkraft (>10 MW) inkl. opprusting/utvidelse		Vindkraft ⁴⁶	
	Antall	GWh	Antall	GWh	Antall	GWh
Hordaland	64	491	8	146	1	30
Sogn og Fjordane	74	702	10	745	5	408
Møre og Romsdal	37	207	3	81	1	198*
Totalt Norge		3158		2297		11538

*Offshore vindkraft ikke inkludert

⁴⁵ NVE (2016): "Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging – 2.kvartal 2016"

⁴⁶ Se vedlegg, Tabell 6-6



Figur 3-6 Fylkesvis fordeling av prosjekter med konsesjon

I 2004 utførte NVE en kartlegging av potensialet for småkraft i Norge. Sogn og Fjordane er ifølge rapporten fylket med størst potensial, med et totalpotensial på 6100 GWh. Også Hordaland og Møre og Romsdal har et høyt potensial, henholdsvis 4400 GWh og 3300 GWh⁴⁷. Se vedlegg (kap. 6.2.2.1) for mer utdypende informasjon fra studien, blant annet potensial for småkraft fordelt på kommunene i fylkene.

Vindressursene langs Vestlandskysten er gode, både for landbasert og offshore vindkraft⁴⁸.

Utbyggingstakten vil være avhengig av politisk vilje, støtteordninger, kraftpris, miljømessige forhold og lokal motstand. Vi har det siste året sett at investeringsbeslutning er tatt i flere vindkraftprosjekter i Norge enn noen gang tidligere. Per 1. September 2016 er det tatt investeringsbeslutning for totalt 1438 MW vind, fordelt på Fosen (1001 MW), Raskiftet (112 MW), Tellenes (160 MW), Egersund (112 MW) og Hamnefjell (52 MW)⁴⁹. Foreløpig har det vært lite aktivitet innen landbasert vindkraft i de tre fylkene, men flere gode prosjekter ligger klare med konsesjon.

I tillegg til landbasert vindkraftprosjekter med konsesjon over er det flere prosjekter i Sogn og Fjordane som er under behandling. Totalt har de prosjektene en produksjon på 1881 GWh, se vedlegg (kap. 6.2.2.2).

Ved en utvikling innen offshore vind, er det flere aktuelle områder for utbygging langs kysten av regionen. Offshore vind har stort potensial, men har relativt høye kostnader og dette potensialet er ikke vurdert i denne rapporten.

3.2.2 Andre energikilder

3.2.2.1 Solkraft

Solkraft er i enorm utvikling i store deler av verden, men innslaget av solkraft er veldig lite i det norske markedet i dag. Ved utgangen av 2015 var den totale installerte kapasiteten solceller omtrent 15 MW, hvor mesteparten er frakoblet strømmettet og fungerer som energiforsyning til hytter, infrastruktur og fyrlykter. Investeringene har riktignok økt siste årene, og i 2015 ble det installert 2.45 MW solceller⁵⁰. Et eksempel på dette er Asko, som i 2016 åpnet Norges største solcelleanlegg på 1.1 MW i Vestby, og planen er å utvide videre til 3.4 MW i løpet av 2017⁵¹.

⁴⁷ NVE (19-2004), «Beregning av potensial for små kraftverk i Norge»

⁴⁸ NVE (9-2009), «Vindkart for Norge»

⁴⁹ <http://www.sustainableinvestmentforum.org/news-and-updates/norways-rewarding-investment-in-wind> (13.10.2016)

⁵⁰ www.solenergi.no/statistikk (19.09.2016)

⁵¹ www.asko.no

3.2.2.2 Bølgekraft og tidevannskraft

De første anleggene for bølge- og tidevannskraft er etablert, men teknologiene er umodne og kostnadene mye høyere enn tradisjonell kraftproduksjon⁵². Det er lite sannsynlig at bølge- og tidevannskraft blir konkurransedyktig med konvensjonell kraftproduksjon i tidsperspektivet denne rapporten fokuserer på.

3.2.2.3 Bioenergi

Bioenergi er et samlebegrep for utnyttelse av biomasse til energiformål. Biomasse kan være plantemateriale fra skog og landbruk, grønne planter til havs (akvatisk biomasse) og avfallsprodukter (som for eksempel trematerialer, papir og papp). Det vanligste bruksområdet for bioenergi er produksjon av varme, men det er også mulig å produsere elektrisk kraft, flytende biodrivstoff og biogass. Bruk av biomasse til energiformål er CO₂-nøytralt i den forstand at CO₂ som frigjøres ved forbrenning av et tre tilsvarer den CO₂-mengden treet har hentet fra omgivelsene og bundet opp i vekstfasen. For at bruken av bioenergi skal være bærekraftig er det viktig at uttaket av biomasse ikke overskrider tilveksten⁵³.

Det forskes for tiden på muligheten for å bruke alger til hydrogenproduksjon. Algene produserer hydrogen som følge av dårlig næringstilgang, hvor CO₂ forbrukes i prosessen som en del av fotosyntesen. Med andre ord veldig gunstig klimamessig⁵⁴. Da dette per dags dato er på et tidlig stadium, blir ikke teknologien videre belyst her.

Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal har alle lange kystlinjer og sterke marine miljøer. Det er naturlig at regionen vil kunne ta en sterk posisjon i videre teknologiutvikling om marin bioenergi skulle bli kommersielt attraktivt. Denne muligheten blir ikke drøftet videre.

3.2.2.4 Andre energikilder - oppsummert

Selv om de ovennevnte energikildene helt klart representerer potensiale for ny kraftproduksjon i regionen, vurderes de naturgitte forutsetningene til å være mer fordelaktige innen vann – og vindkraft. Videre vurderinger i rapporten blir derfor basert på disse to energikildene. Det understrekes likevel at mye kan skje på kort tid innen andre energikilder med dagens teknologiutvikling og at utbyggingstakt kan påvirkes sterkt av de til enhver tid gjeldende støtteordninger og insentiver.

⁵² <http://www.fornybar.no/nve-teknologier/havet-som-energikilde> (19.09.2016)

⁵³ <http://www.fornybar.no/bioenergi/ressursgrunnlag#bio1.1> (20.09.2016)

⁵⁴ <http://forskning.no/alternativ-energi-bioteknologi-miljoteknologi-naeringsmiddelteknologi/2011/01/alt-i-ett-algen> (20.09.2016)

3.3 Nett – kapasiteter og tariffer

Tilgang på overføringsnett er relevant for spørsmålet om utvikling av hydrogenverdikjede ettersom hydrogenproduksjon kan være avhengig av tilføring av strøm gjennom nettet eller ettersom mangel på nett kan gjøre det interessant å benytte hydrogen som alternativ energibærer. Dette avsnittet gir en beskrivelse av sentralnettsituasjonen i regionen og tariffing ved tilknytning.

3.3.1 Kapasitet og oppgraderinger



Møre og Romsdal er del av nettregion Midt, som definert av Statnett i deres nettviklingsplan⁵⁵. I region Midt er forbruket av kraft høyere enn produksjonen, noe som fører til svak forsyningssikkerhet i år med lite tilgjengelig vannkraft som følge av mindre nedbør enn normalt. På Sunnmøre og i Sogn og Fjordane er kapasiteten i nettet fullt utnyttet, som fører til at ny kraftproduksjon ikke kan bygges ut. En ny 420 kV-linje mellom Ørskog nær Ålesund og Fardal i Sogndal har nylig blitt ferdigstilt av Statnett og forventes driftsatt i desember 2016⁵⁶. Denne linjen vil både øke forsyningssikkerheten i Midt-Norge til et tilfredsstillende nivå ifølge Statnett, og styrke nettet tilstrekkelig til å realisere ny kraftutbygging i de nevnte områdene. Videre gir begrenset nettkapasitet utfordringer med tanke på ytterligere forbruk i områdene rundt Nyhamna, Tjeldbergodden (Nordmøre) og Ålesund⁵⁷.

Hordaland og Sogn og Fjordane utgjør geografisk hoveddelen av nettregion Vest⁵⁵. I region Vest er kraftproduksjonen normalt høyere enn forbruket, men forsyningssikkerheten er utsatt på grunn av relativt lav kapasitet i vannmagasinene. I tørre perioder er det behov for import av kraft, mens det er eksportbehov i våte perioder. I hele regionen er det planer om både vannkraft og vindkraft, men mange steder er det ikke kapasitet i nettet til å ta imot ny produksjon. Det meste av produksjonen i regionen ligger i øst, mens forbruket er størst langs kysten i vest.

Figur 3-7 Sentralnettet på Vestlandet

I Sogn og Fjordane har den delvis ferdigstilte linjen Ørskog – Sogndal ført til at tilknytningsstopp for nye kraftverk har blitt opphevet. Videre er Aurland – Sogndal prioritert av Statnett for å øke kapasiteten mellom nord og sør i Norge, men ytterligere investeringer er nødvendige dersom potensialet for fornybar produksjon i Sogn og Fjordane skal utnyttes fullt ut.

I Hordaland bygger BKK Nett ut strekningen Modalen – Mongstad, som skal stå ferdig i 2019, og vil forbedre en anstrengt forsyningssikkerhet. Importbehovet til Bergensområdet forventes å øke ytterligere i fremtiden som følge av økt forbruk fra gassproduksjon på Troll A og oljefeltet Martin Linge. I området mellom Boknafjorden og Hardangerfjorden forventes forbruket å stige enda mer i fremtiden, med opp

⁵⁵ Nettviklingsplan 2015, Statnett
<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Prosjekter/NUP2015/Nettviklingsplan%202015%20leseversion.pdf>

⁵⁶ Ny 420 kV kraftledning Ørskog-Sogndal er satt i drift mellom Ørskog og Høyanger, Statnett (08.09.2016)
<http://statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2016/Ny-420-kV-kraftledning-Orskog-Sogndal-er-satt-i-drift-mellom-Orskog-og-Hoyanger/>

⁵⁷ Kraftsystemutredning Møre og Romsdal, Istad Nett (2016)
http://www.istadnett.no/site/img/706/KSU2016_Hovedrapport_160527_endelig.pdf

mot 140 %, som konsekvens av elektrifisering av Utsirahøyden, Norsk Hydros nye pilotanlegg på Karmøy og Haugaland næringspark. Statnett kartlegger derfor tiltak for å kunne forsyne området med mer kraft.

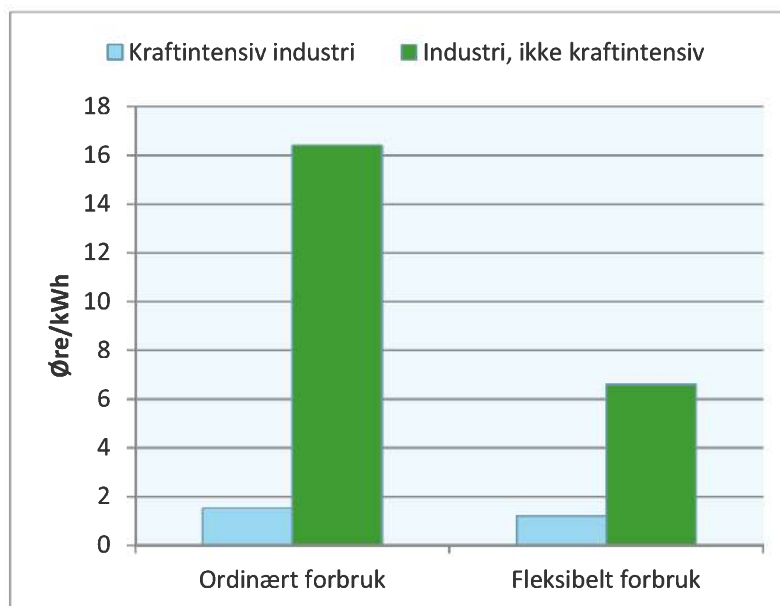
3.3.2 Tariffer

Kraftutgiftene til et produksjonsanlegg for hydrogen koblet til kraftnettet vil bestemmes av kraftpris og nettleie. Kraftprisen er gitt av markedet, men nettleien kan påvirkes med valg av plassering, driftsmønster og størrelse for produksjonsanlegget. Nettleien for sentralnettet består av et fastledd og et energiledd. Dersom produksjonsanlegget, uavhengig av størrelse, er koblet til et punkt hvor kraftproduksjonen er dobbelt så stor som forbruket eller høyere på vinterstid vil fastleddet reduseres med 50 %⁵⁸. Dersom produksjonsanlegget i tillegg har et jevnt, høyt forbruk (over 15MW i mer enn 5000 av årets 8760 timer), lav variasjon i forbruk fra vinter til sommer og lav variasjon innenfor døgnet kan nettleien reduseres med opptil nye 90 %. Storskala produksjon vil med andre ord kunne få en rabatt i fastleddet på opp til 95 %. Energileddet er avhengig av marginaltapssatser som kan være positive eller negative. Marginaltapssatsene varierer etter område, og dersom marginalsatsen for forbruk er negativ blir energileddet negativt, og den totale nettleien faller ytterligere. Det er derfor viktig å kartlegge kraftnettet i området for å avdekke mulige steder for hydrogenproduksjon.

Et eksempel på lav nettleie som følge av høyt forbruk og fleksibilitet på riktige lokasjoner er aluminiumsindustrien.

Aluminiumsindustrien hadde en gjennomsnittlig nettleie på 0,7 øre/kWh ved fleksibelt forbruk i 2014⁵⁹ mot for eksempel næringsmiddelindustriens gjennomsnittlige nettleie ved ordinært forbruk på 18,1 øre/kWh. Forskjellene i nettleie er illustrert i Figur 3-8 som viser gjennomsnittlig nettleie for kraftintensiv industri og annen industri i 2014.

Et av argumentene for en slik prisforskjell er å sikre et stabilt og robust kraftsystem. Ved å legge høyt forbruk dit kraftproduksjonen er høy, senkes både belastningen på kraftnettet og behovet for oppgraderinger og nye linjer.



Figur 3-8 Priser på nettleie uten avgifter, etter forbrukergruppe (2014)

⁵⁸ Tariffhefte, Statnett (2016) <http://statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Systemtjenester/Tariffhefte%202016%20-%20Sentralnett%20-%20til%20WEB.pdf>

⁵⁹ Priser på kraft og nettleie etter forbrukergruppe, SSB (2015) <https://www.ssb.no/250558/priser-pa-kraft-og-nettleie-uten-avgifter-etter-forbrukargruppe.ore-kwh>

4 FORBRUK OG DISTRIBUTJON

Det er helt avgjørende for utviklingen av verdikjeden å ha avsetning av hydrogen. Dette kapittelet tar for seg potensiell etterspørsel etter hydrogen, i første rekke regionalt. Hensikten er å få dannet et bilde av hvilket distribusjonsapparat det kan være hensiktsmessig å bygge opp, samt å skissere mulige trinn i en slik oppbygging. Det gjøres en vurdering på hvilke forbrukere som er mest aktuelle, gitt dagens situasjon og nasjonale utslippsmål.

Nedstrøms infrastruktur vil være avhengig av mange faktorer, hvor volum og distribusjonsmønster vil være de mest avgjørende. Første del kartlegger potensielle forbrukere, og deres mulige etterspørsel. Del to vurderer nødvendig og hensiktsmessig plassering av infrastruktur ut fra definerte antagelser, på grunnlag av informasjon i kapittel 3 og 4.

Dataene som ligger bak figurer, tabeller og grafer kan finnes i vedlegg (kap. 6.3).

4.1 Forbruk

Innen transport er hydrogen sannsynligvis bare et reelt kommersielt alternativ i tilfeller hvor batteridrift alene ikke er egnet. Begrensninger når det kommer til batteridrift er energikrevende transport (feks. lange avstander), ladetid og nettilgang (høye utbyggingskostnader). Hybriddrift anses som et aktuelt alternativ, hvor det benyttes en kombinasjon av batteri- og hydrogendrift. Hydrogen vil da være energikilden som gjør at rekkevidde ikke blir begrenset. Et eksempel på dette kan være en bil med hydrogen som primært drivstoff, men som vil nytte batteridriften til optimalisert ytelse og for korte distanser. I denne rapporten har vi ikke gått nærmere inn på hybridløsninger og antar at transportmiddelene er driftet utelukkende på hydrogen.

4.1.1 Lokalt forbruk

Regionene har flere potensielle næringer for lokalt forbruk. Fossile energikilder dominerer i dag forbruket når det kommer til transport både på land og til sjøs. Politisk ambisiøse mål om nullutslipp i store deler av transportsektoren innen 2025-2030 fordrer at store deler av dagens transportsystem må gjennomgå store endringer neste årene.

4.1.1.1 Maritim transport

Skipstrafikken i Norske farvann deles ofte inn i segmentene:

- Innenrikstrafikk (Seilinger mellom norske havner)
- Internasjonal trafikk (Seilinger mellom norske og utenlandske havner)
- Gjennomgangstrafikk (Seilaser gjennom norske farvann men ikke innom norsk havn)

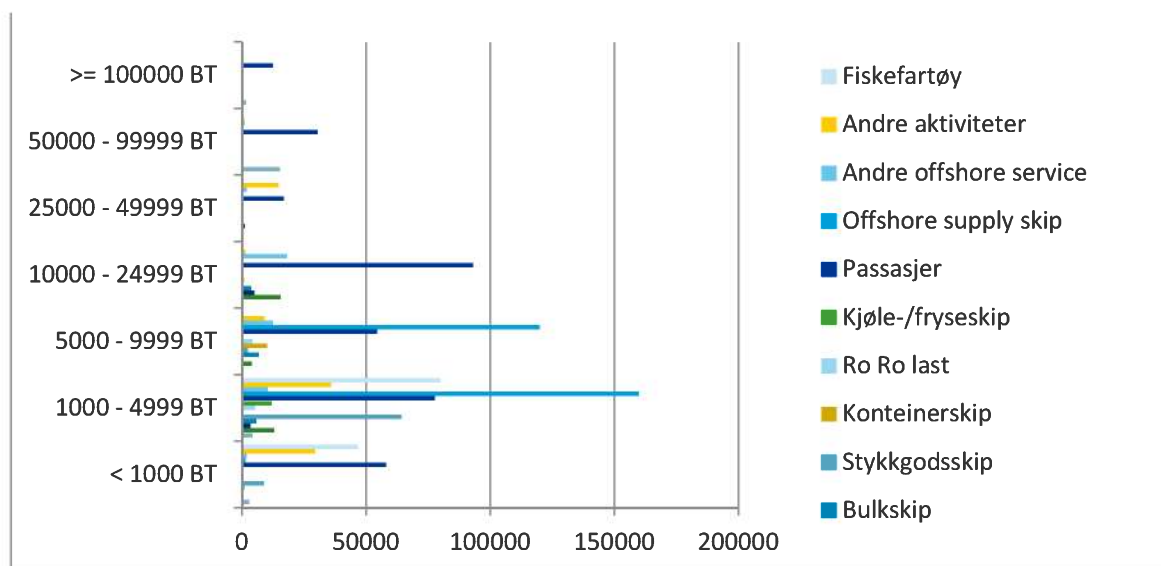
Tiltak som kan benyttes overfor de forskjellige trafikktypene er svært forskjellige. Det er kun trafikk mellom norske havner og installasjoner til havs (innenriks) som er underlagt Norske regelverk. Dermed er det viktig å kunne skille og kvantifisere trafiksegmentene for både å kunne vurdere relevans av tiltak og potensialet for utslippsreduksjon. Det er bare innenriksfarten som vurderes videre her. Internasjonal trafikk og gjennomgangstrafikken kan også på sikt representere et potensial for forbruk i regionen, men det er vurdert til å ligge lenger frem i tid.



Figur 4-1 Trafikktyper i Norske farvann

Norsk innenriksfart

Figur 4-2 viser estimert drivstofforbruk for skip i innenriksfart i norske farvann i 2013. Passasjerskip (ferger og cruise) er de som forbruker mest, tett fulgt av offshore supplyskip. Data for figuren er gitt i vedlegg (kap. 6.3.1.1).

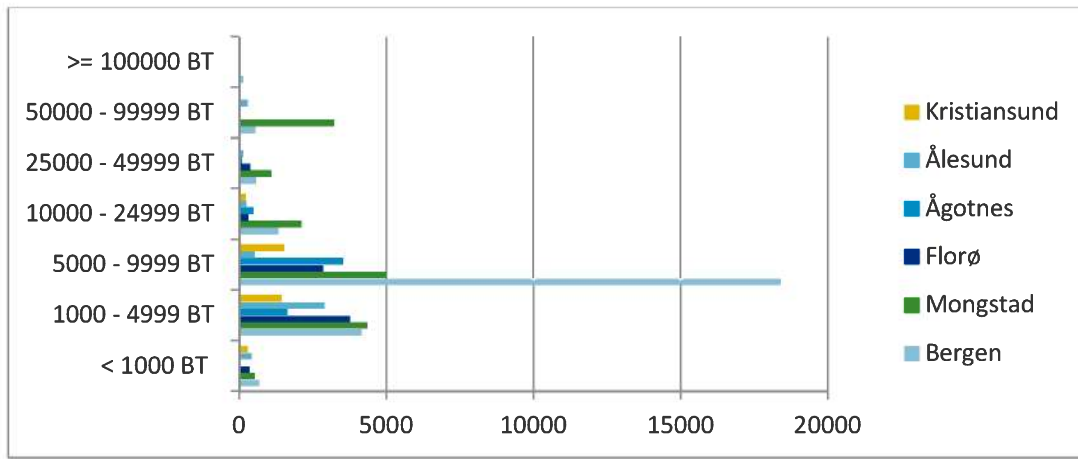


Figur 4-2 Årlig drivstofforbruk (tonn dieselekvivalent/år) fordelt på skipsstørrelser (brutto tonn) i Norsk innenriksfart - 2013

Fartøy i norsk innenriksfart er i hovedsak mindre skip under 10 000 brutto tonn. Unntakene er shuttletankerne i trafikk mellom installasjonene i Nordsjøen og mellom raffineriene og de store passasjer- og cruiseskipene. DNV GL vurderer mindre skip med et mest mulig regulært trafikkmønster til å være de mest aktuelle kandidatene for å ta i bruk hydrogen som drivstoff, spesielt skip i regulær rutetrafikk og med relativt hyppige anløp til faste havner. Dette kan indikere at noen av de første kandidatene kan være blant stykkgodsskipene. Dette er en gruppe skip i Norge som er mange i antall (ca 1600 registrert i 2013), men små (stort sett under 5000 brutto tonn) av størrelse. Her er viktig å merke seg at disse skipene generelt drives av små operatører med begrensede ressurser. Imidlertid finnes noen større operatører (f.eks. Norlines og Seatrans) som er «teknologisk fremoverlent» og som kan være relevante kandidater til en pilot for hydrogenskip.

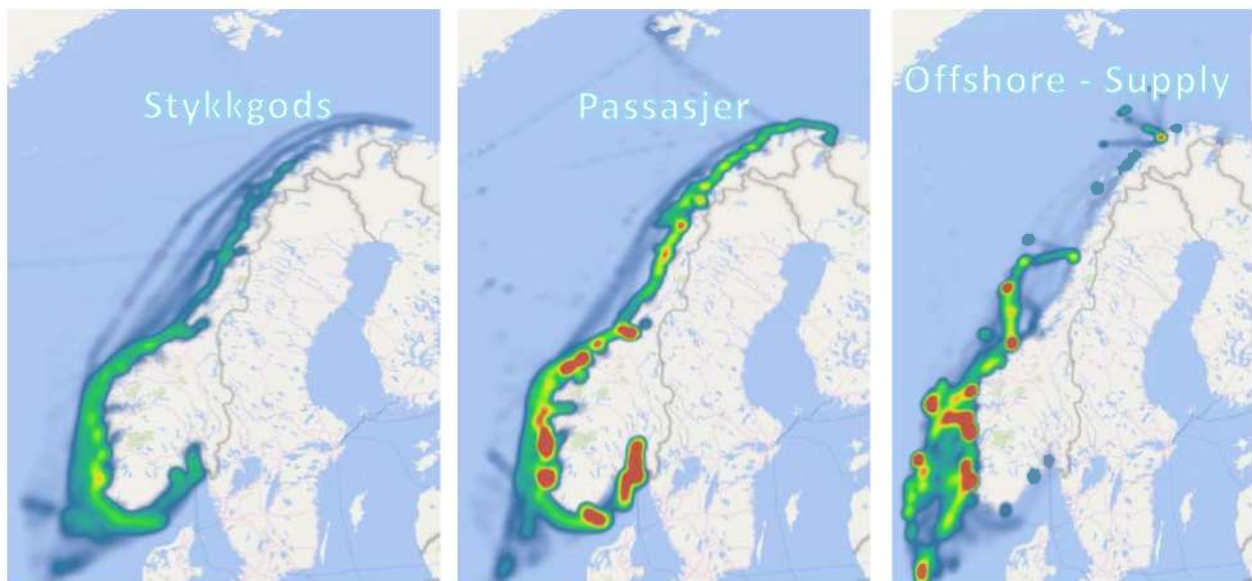
Havner

Figur 4-3 viser et utvalg av de største havnene i de tre fylkene med tilhørende samlet drivstofforbruk. Bergen havn er overlegent største havn i Norge med hensyn på forbruk og utslipp til luft, men også flere av de andre havnene i listen er blant Norges travleste. Data for figuren er gitt i vedlegg (kap. 6.3.1.1).



Figur 4-3 Drivstofforbruk (tonn dieselekvivalent/år) i et utvalg av de største havnene i Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal fordelt på skipenes vekt i brutto tonn (BT)

De forskjellige skipskategoriene representerer forskjellige deler av trafikkbildet i havnene. Figur 4-4 viser tetthetsplott for utvalgte kategorier som er vurdert spesielt interessante for regionen. Tilsvarende plott for alle skipskategoriene er gitt i vedlegg (kap. 6.3.1.1).



Figur 4-4 Tetthetsplott som viser drivstofforbruk for utvalgte skipskategorier

Bilferger

Statens vegvesen arbeider med ulike null- og lavutslippsløsninger for nye fergeanbud. I Regjeringens forslag til statsbudsjett for 2017 blir Statens Vegvesen bedt om å starte et utviklingsprosjekt for en hydrogendrevet ferge som kan settes i drift i 2021 (kap. 1.2).

Bilfergeforbindelser er en viktig del av samferdselsnettet i Norge. I dag er det mer enn 400 fergestrekninger i over hundre samband under riksveg- og fylkesvegnettet. Samtidig som disse fergeforbindelsene er en integrert og nødvendig del av norsk samferdselsinfrastruktur, er fergene relativt store bidragsytere til utslipp til luft fra skipsfarten i Norge. Tilsammen benytter fergene som opererer i Hordaland, Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane i størrelsesorden 45% av alt drivstoffet for den norske fergeflåten.

Fergene opererer vanligvis på dedikerte samband, i relativt lange kontrakter (typisk 10 år eller mer), har et regelmessig operasjonsmønster og med begrensede overfartsdistanser sammenlignet med de fleste andre skipstyper som opererer langs norskekysten. Dette gjør at fergene kan ha et større potensiale for implementering av nye lav- og nullutslippsteknologier, spesielt hvis teknologivalg gjør det nødvendig med lokal tilknytning som f.eks. tilgang til strømnett og ladestasjoner for skip, bunkringsstasjoner og distribusjonsnett for hydrogen, etc.


Den mest energieffektive operasjonen av fergeflåten foregår ved fullelektrisk drift, og det er mange av sambandene som er naturlige kandidater for dette. Imidlertid kan det være behov for alternative energibærere på enkelte ferger/samband for å sikre at driften kan opprettholdes ved eventuelle bortfall av strøm i korte eller lengre perioder. I tillegg vil enkelte samband være mindre egnet for fullelektrisk drift av ulike årsaker; som for eksempel fordi ruten er for kraftkrevende, det er for lav kapasitet i strømnettet til kai, store utbyggingskostnader i regional-/lokalstrømnettet blir utløst eller at ruteplan gir for kort liggetid ved kai til at strøm kan lastes til ferger på hver enkelt tur. Samband som har anløp til mange kaier kan også ha et potensiale for hydrogendrift siden slike samband kan være innom en eller flere øyer med liten tilgang på elektrisk kraft og hvor totalstrekning på sambandet/strekningene gjør at det blir for kraftkrevende for fullelektrisk drift. Ferger som benytter hydrogen som energibærer kan derfor være en reell alternativ nullutslippsløsning på enkelte samband.

Det er sannsynlig at en ny hydrogenferge vil bli bygget som en hybridferge hvor det benyttes en kombinasjon av elektrisk lading fra land og hydrogendrift. Hydrogen vil da være energikilden som gjør at rekkevidde til ferger ikke bli begrenset og at man har kapasitet til å drifte sambandet hvis det skulle bli bortfall av strøm i kortere eller lengre perioder.

De største fergene på det mest hektiske sambandet har et drivstofforbruk opp mot 20 tonn/døgn (dieselevivalenter), mens en liten ferge på et lite krevende samband har et vesentlig lavere drivstofforbruk, anslagsvis 2 tonn/døgn (dieselevivalenter). Dette tilsvarer et forbruk i størrelsesorden 7 tonn hydrogen per døgn for den mest energikrevende fergestrekningen til mindre enn 0,5 tonn hydrogen per døgn for et lite krevende samband.

Siden hydrogen er ny teknologi i maritim sektor og eksisterende løsninger må oppskaleres og testes for maritim bruk, er det mulig at de første hydrogenfergene som bygges vil være «mindre», som ikke opererer i de mest hektiske rutene og som har flere ferger i sambandet som kan levere ruteproduksjon i hydrogenfergens uttestingsfase.

Det er i dag stor aktivitet på innkjøp av fergetjenester i fylkeskommunale- og riksvegsamband. Mange av sambandene i de tre fylkene legges nå ut på anbud hvor varigheten av kontraktene ofte er på 10 år eller mer. For de samband der det i dag er en pågående anbudsutlysning vil det være begrensede muligheter til å få inn nye fergeløsninger (hydrogenferge), siden det i utlysningen er hard konkurranse



på energibruk og utslipp til luft i tillegg til pris. Slik sett er det mer realistisk å få til et utviklingsprosjekt for en hydrogendrevet ferge, hvor samband velges ut fra andre kriterier som behov for ekstraferge eller reserveferge i en utprøvningsperiode, tilgang på lokalt produsert hydrogen, etc.

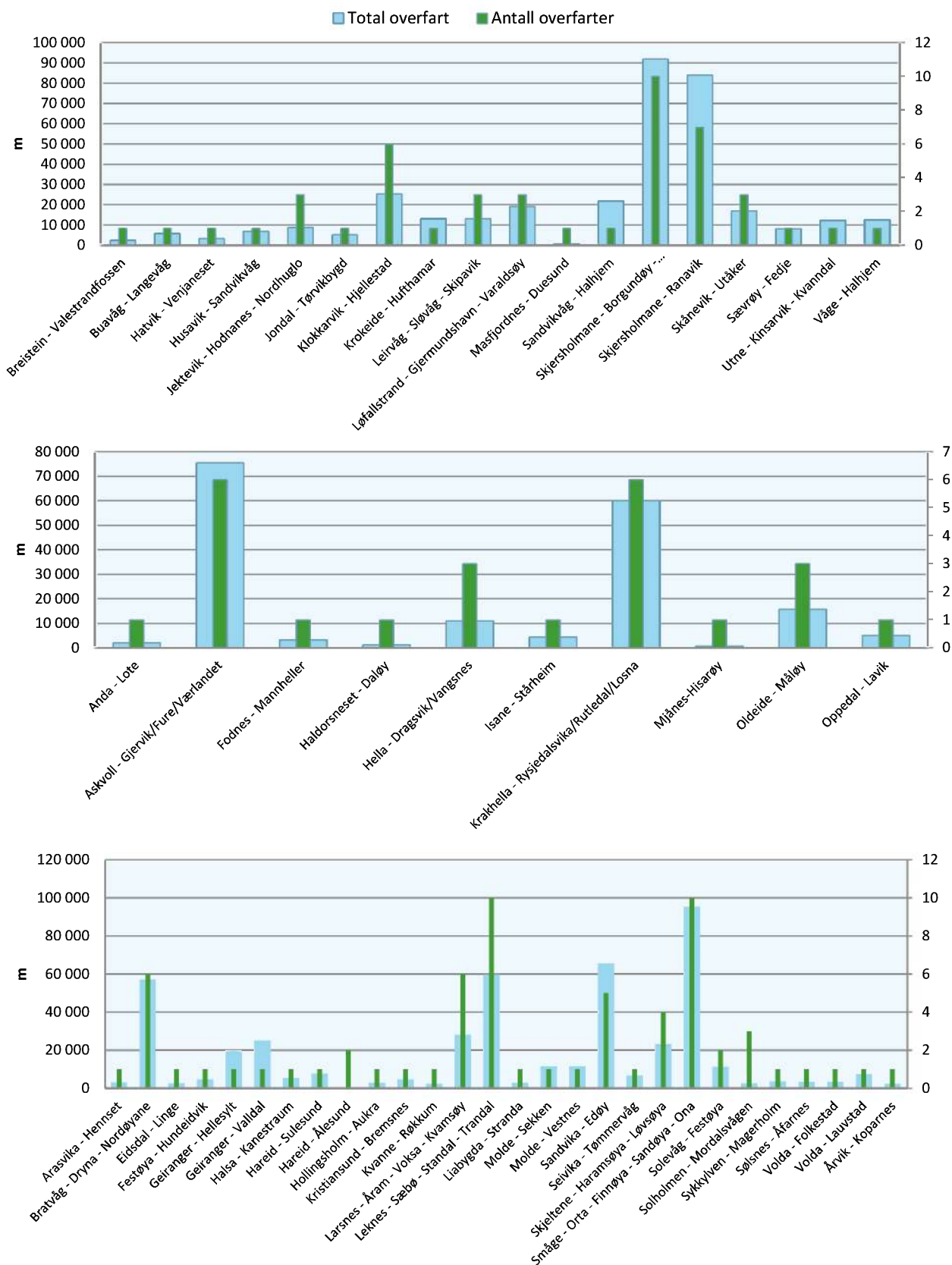
Det er fra fergedatabanken hentet en oversikt over de ulike sambandene i de tre fylkene. Det er listet 18 samband i Hordaland, 28 i Møre og Romsdal og 10 i Sogn og Fjordane. En oversikt over de ulike sambandene er vist i Figur 4-5. De ulike sambandene er gitt med antall overfarter og total strekning angitt i meter. Se vedlegg (kap. 6.3.1.1) for mer utfyllende informasjon om hvert samband.

På kort sikt, 3-5 år, vil det være mulig å realisere et prosjekt hvor en ferge benytter hydrogen som energibærer. Et slikt utviklingsprosjekt vil måtte foregå i nært samarbeid med fergeoperatør, teknologileverandørene og myndighetene, slik at implementering av nye teknologiske løsninger, utvikling av regelverk og godkjenning av systemer blir en integrert del av prosjektet. Et utviklingsprosjekt bør helst realiseres på et samband hvor utviklingsfergen opererer som en ekstraferge. I og med at teknologien er ny for maritim bruk, vil forbruket av hydrogen for de første fergene med all sannsynlighet være moderat i fergesammenheng, og anslagsvis opp mot maks 1 tonn/dag.

På lengre sikt, 10-15 år, vil hydrogenferger kunne spille en rolle når det kreves nullutslippsløsninger ved utlysning av nye samband og når det er urealistisk å få til fullelektrisk løsning på strekningen(e). Dette kan for eksempel være tilfelle på spesielt kraftkrevende samband. I tillegg vil hydrogendrift være aktuelt for samband hvor fergene har relativt lange overfartsstrekninger, er innom mange ulike kaier/øyer med begrenset tilgang på strøm, havstrekninger hvor større energireserver er ønskelig, etc. Eksempler på samband som kan være aktuelle for hydrogendrift kan være:

- Halhjem – Sandvikvåg
- Molde – Vestnes
- Skjersholmane - Borgundøy - Fjellbergøy – Utbjoa
- Bratvåg - Dryna – Nordøyane
- Småge - Orta - Finnøya - Sandøya – Ona

Det presiseres at for å kunne finne den beste og mest energioptimaliserte løsningen vil det måtte foretas en grundig analyse av sambandene.



Figur 4-5 Fergestrekninger i Hordaland (topp), Sogn og Fjordane (midten) og Møre og Romsdal (bunn). Grafen gir antall overfarter per samband (tynn søyle) og total strekning i m (tykk søyle)

Maritim transport – oppsummert

Selv med de mest optimistiske utviklinger innen batteriteknologi er det lite trolig at alle ferger og skip kan elektrifiseres. Med begrenset tilgang på biodrivstoff, er det mulig at hydrogen vil utgjøre en del av løsningen. Beregninger gjort av LMG Marin i en studie av passasjerbåt drift for Troms fylkeskommune viste at brenselceller er særlig fornuftig for lengre strekninger hvor ren batteridrift ikke er mulig av hensyn til vekt og ladekapasitet. I samme rapport påpekes det at biometanol som drivstoff er mer håndterbart og representerer en mer kompakt løsning⁶⁰.

Med utgangspunkt i tallene og informasjonen gitt i dette delkapittelet, og målene gitt i grunnlagsdokumentet til Nasjonal Transportplan 2018-2029, gis det noen estimater på hva maritim transport kan generere av forbruk. Som referert i kapittel 1.2 skal alle nye ferger og hurtigbåter bruke biodrivstoff, lav- eller nullutslippsteknologi innen utgangen av perioden. Og innen 2030 skal 40 prosent av alle skip i nærskipfart bruke biodrivstoff eller være lavutslipps- eller nullutslippsfartøy.

Basert på disse måltallene estimeres følgende forbruk:

En enkelt ferge vil typisk bruke et sted mellom 0.5 tonn til 7 tonn hydrogen per døgn. De fleste ferger ligger riktignok under 1 tonn hydrogen per døgn. Om vi antar at det er noen av de mest energikrevende fergene som vil bli drevet på hydrogen, så blir det antatt at en typisk ferge bruker 2 tonn hydrogen per døgn. Om 3-5 samband i regionen blir drevet på hydrogen, vil det kunne gi anslagsvis 5-10 ferger drevet på hydrogen (siden mange samband har 2-4 ferger). Totalt vil 5 ferger kunne bruke i størrelsesorden 10 tonn hydrogen per døgn, eller **3 650 tonn** årlig. Dette kan bli høyere. Det mest energikrevende sambandet kan alene bruke opp mot 20 tonn hydrogen per døgn (da med 4 ferger som benytter mellom 5 og 7 tonn/døgn per ferge).

Totalt drivstofforbruk i nærskipfarten var i 2013 1 079 374 tonn dieselevivalenter, hvorav de seks største havnene i regionen hadde et totalt forbruk på 64 129 tonn dieselevivalenter (se vedlegg 6.3.1.1). Om man tar utgangspunkt i forbruket i disse havnene og 40%-målet i NTP, vil de største havnene ha et behov for omtrent 25 000 tonn dieselevivalenter i biodrivstoff, elektrisitet eller hydrogen. Om hydrogen dekker 20 %, vil det gi et behov for 5 000 dieselevivalenter, hvilket tilsvarer ca. **1750 tonn hydrogen** årlig.

Det presiseres at tallene for 2025-2030 er basert på måltallene i NTP, og er således høyst usikre. De gir likevel en indikasjon på hvilket potensial det er for hydrogen innen maritim transport.

⁶⁰ LMG Marin (2016): «POTENSIALSTUDIE - ENERGIEFFEKTIV OG KLIMAVENNLIG PASSASJERBÅTDRIFT»

4.1.1.2 Landbasert transport (buss, biler og tungtransport)

Landbasert transport hadde i 2015 et utslipp tilsvarende 10.3 mill tonn CO₂ ekvivalenter⁶¹, hvilket utgjør 19 % av Norges totale utslipp. I tillegg til store klimagassutslipp er det også utfordringer knyttet til lokale miljøeffekter knyttet til konvensjonelle transportløsninger.

En rapport fra Riksrevisjonen undersøkte myndighetenes arbeid med å sikre god luftkvalitet i byene, med Bergen og Ålesund som representanter fra regionen. Undersøkelsen viste at særlig Bergen har problemer med luftkvalitet, men også Ålesund viste til tider høye verdier⁶².

I lys av dette er det nå fokus på å finne løsninger som bedrer miljøet lokalt, og hydrogen kan være en aktuell løsning der elektrisk drift ikke er hensiktsmessig.

Tabell 4-1 og Tabell 4-2 gir fylkesvis oversikt over kjørelengder etter hovedtyper av kjøretøy og antall kjøretøyer registrert i Norge ved utgangen av 2015.

Tabell 4-1 Totale kjørelengder, etter hovedkjøretøytype og eierens bostedsfylke. Mill. km ⁶³

	Personbiler	Busser	Store lastebiler
Hele landet	34435	564	1964
Hordaland	2953	53	78
Sogn og Fjordane	719	7.5	31
Møre og Romsdal	1720	8.9	75

Tabell 4-2 Registrerte kjøretøy i Norge per 31. desember 2015 ⁶⁴

Type	Antall
Person-/varebiler (<3.5 tonn)	3 087 342
Busser	16 668
Lastebiler	77 120

Plangrunnlaget for Nasjonale transportplan 2018-2029 (NTP) har ambisiøse mål for landbasert transport, noen av de viktigste punktene er gjengitt i kap. 1.2. De videre antagelsene i dette kapittelet har tatt utgangspunkt i disse tallene.

For regnestykker bak tallene gitt videre, se vedlegg (kap. 6.3.1.2).

⁶¹ [https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar-forelopige/2016-05-20 \(2016-09-10\)](https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar-forelopige/2016-05-20%20(2016-09-10))

⁶² Riksrevisjonen (Dok. 3-3 (2015-2016)), "Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetenes arbeid med å sikre god luftkvalitet i byområder"

⁶³ www.ssb.no - Kjørelengder 2015

⁶⁴ www.ssb.no - Registrerte kjøretøy 2015

Busser

Av fornybare alternativ er det hovedsakelig elektrisitet, hydrogen og biodrivstoff (gass, etanol og diesel) som er aktuelle for bussdrift slik situasjonen er i dag. Det er nærliggende å anta at elbusser vil stå for en stor del av volumet, i lys av energieffektivitet og tilgang på fornybar energi. En hydrogenbuss vil gjennomsnittlig bruke omtrent 11 kg H₂ per dag (ref. kap. 2.1.2).

På lengre sikt (2030) kan et anslag være at 10 % av det beregnede antall nullutslippsbusser (8500) i NTP blir drevet av hydrogen. Om man antar at bussene er jevnt fordelt utover landet vil det vil gi følgende fylkesvis forbruk:

Transportmiddel	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal
Buss [tonn/år]	310	45	50

Tungtransport

Et anslag være at 25 % av det beregnede antall nullutslipp lastebiler (7500) i NTP blir drevet av hydrogen. Om man antar at lastebilene er jevnt fordelt utover landet, og med et årlig forbruk på 8640 kg (ref. kap. 2.1.2), vil det vil gi følgende fylkesvis forbruk:

Transportmiddel	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal
Tungtransport [tonn/år]	640	260	620

Personbiler

Totalt antall personbiler samt varebiler med totalvekt mindre enn 3.5 tonn var 3.09 millioner per utgangen av 2015 (se **Tabell 4-2**). Som beskrevet i kapittel 2.1.2 har regjeringen mål om 50 000 hydrogenbiler, hvilket vil utgjøre 1.6 % av bilparken om det antas at den holder seg konstant på dagens nivå. Videre antas at fordelingen av hydrogenkjøretøy er lik over hele landet, og årlig forbruk på 123 kg (ref. kap. 2.1.2).

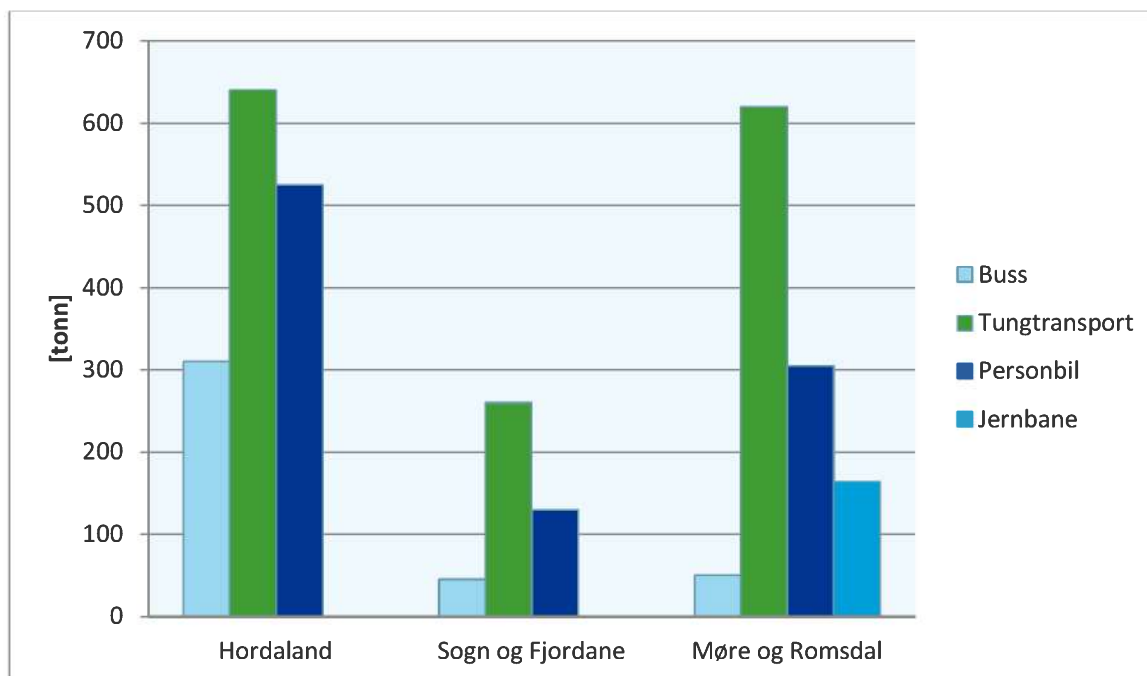
Transportmiddel	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal
Personbiler [tonn/år]	525	130	305

Jernbane

Selv om store deler av jernbanenettet i Norge er elektrifisert er det fortsatt noen baner som er dieseldrevet. Blant dem er Raumabanen som går mellom Åndalsnes og Dombås. På oppdrag fra Jernbaneverket ble alternative driftsformer på de dieseldrevne strekningene vurdert av SINTEF. I rapporten ble det trukket frem at kontaktledning er lite hensiktsmessig på baner med lite trafikkgrunnlag. Det ble også pekt på at kontaktledning vil forringe utsikten fra togene på Raumabanen, da denne er en viktig ressurs for turismen i området⁸⁴. Basert på kombinasjonen av høye kostnader for elektrifisering og en turistnæring som kan nyte godt av en grønn og fornybar togdrift, vurderes Raumabanen til å være aktuell for hydrogendrift. Det totale forbruket på Raumabanen er estimert til 450 kg/døgn eller 164 tonn hydrogen årlig (ref. kap. 2.1.2).

Landbasert transport - Oppsummert

I Figur 4-6 er tallene for landbasert transport oppsummert. Det presiseres at tallene for 2025-2030 er basert på måltall satt i grunnlagsdokumentet for Nasjonal Transportplan 2018-2029, og er således høyst usikre. De gir likevel en indikasjon på hvilket potensial det er i de ulike kjøretøygruppene.



Figur 4-6 Estimert på forbruk i år 2025-2030 fordelt etter fylke og kjøretøygruppe

4.1.1.3 Industri

Industri og bergverk hadde i 2015 et utslipp tilsvarende 12.0 og olje og gassnæring 15.1 mill tonn CO₂ ekvivalenter⁶¹, hvilket tilsammen utgjør 52 % av Norges totale utslipp.

Innen industri har det vokst frem flere eksempler på anvendelser av hydrogen, se kap. 2.1.2. Innen olje og gassnæring er forbruket i dag i stor grad dekket av egenproduksjon (som biprodukt eller fra naturgassreformering). På Tjeldbergodden produseres det i dag hydrogen ved naturgassreformering, som videre blir brukt til å produsere metanol. Om karbonfangst ikke blir et kommersielt alternativ, kan en overgang til hydrogen produsert fra fornybar energi (elektrolyse) bidra til å redusere klimautslippene på Tjeldbergodden.

Innen konvensjonell industri er det i regionen særlig Tizir-prosjektet som har vært diskutert. Anlegget er presentert med følgende nøkkeltall.

Tabell 4-3 Kjente industriprosjekter i regionen

Prosjekt	Lokasjon	Pilot	Fullskala
Tizir	Tyssedal, Hordaland	110 tonn/år	11 000 tonn/år

Det understrekes at det ikke er besluttet å bygge ut prosjektet. Piloten i dette prosjektet vil ha en produksjon på ca 300 kg/døgn, hvilket er i samme størrelsesorden som hydrogenfyllstasjonen til Ruter på Rosenholm (250 kg/døgn). Fullskalaanlegget vil ha et behov for 30 tonn/døgn, og vil dermed alene utgjøre et storskala hydrogenanlegg.

4.1.1.4 Marin industri

Oppdrettsnæringen i Norge er en voksende næring med et stort potensial for videre utbygging. Den stadige voksende flåten av arbeidsbåter er tradisjonelt drevet med fossilt drivstoff. Næringen har et økende fokus på miljø, og de første elektriske arbeidsbåtene er under bygging⁶⁵.

Kostnadsfokus i bransjen er stort, men samtidig er det næringer med høyt fokus på innovasjon. DNV GL vurderer ikke denne næringen til å bli en viktig forbruker de nærmeste årene, men på litt lengre sikt er det et stort potensial også her.

4.1.1.5 Lokalt forbruk – oppsummert

Basert på informasjon i dette kapittelet (og dagens teknologi og løsninger) vurderes potensialet for hydrogen i regionen størst i industri, maritim sektor (skip/ferger) og buss/tungtransport. Tizir-prosjektet i Tyssedal vil alene i full skala bruke om lag 11 000 tonn H₂, noe som tilsvarer at 20 % (89 000) av personbilene i de tre fylkene blir kjørt på hydrogen.

4.1.2 Eksport

Per dags dato er ikke grunnlaget for en storskala eksport internasjonalt tilstede, verken på markeds- eller teknologisiden. Det er likevel indikasjoner på at store endringer kan være på gang. I kapittel 2.1.1 trekkes det frem estimer for noen spesifikke land som gir en økning i forbruk av hydrogen i transportsektoren fra 283 tonn i 2015 til 64 000 tonn i 2020. Basert på nasjonale mål for hydrogen i hele transportsektoren, anslås det også at forbruket i Europa alene kan være 786 000 tonn per år i 2030.

Disse tallene gir et anslag på hvilke markeder som kan oppstå den neste 10-årsperioden. Om anslagene slår til, kan det oppstå muligheter for storskala produksjonsanlegg i Norge. Det understrekes likevel at det er mange barrierer, spesielt relatert til distribusjon og økonomi. Teknologien må bli konkurransedyktig på pris, og utfordringer knyttet til sikkerhet/regelverk må avklares. Om eksport skal bli et reelt alternativ, må effektive løsninger for distribusjon av store volumer komme på banen. Per dags dato eksisterer ikke slike løsninger, men flere konsepter er under utvikling. Transport som flytende hydrogen ansees som det mest reelle alternativet for internasjonal eksport.

⁶⁵ <http://www.tu.no/artikler/bygger-verdens-forste-elektriske-havbruksbat/346816> (16.19.2016)

4.2 Distribusjon/infrastruktur

Med utviklingen av en hydrogenøkonomi følger også et behov for å utvikle infrastrukturen relatert til distribusjon. Teknologien er tilgjengelig og velkjent, men kostnadskrevende. Det innebærer at det også er et stort potensial for kostnadsreduksjon i et økende marked. Som nevnt i kapittel 2.4 kan hydrogentransport hovedsakelig foregå på tre måter:

- Landtransport: Komprimert gass i trykkbeholdere med lastebil eller nedkjølt i væskeform (mest aktuelt for større volum).
- Skipstransport: Tilsvarende i trykksatt form eller i nedkjølt væskeform. Krever spesialdesignede skip og store volum.
- Rørledning

I denne analysen er landtransport vurdert til å være aktuelt for forbruk lokalt og skipstransport aktuelt først ved eksport til det internasjonale marked. Flytende hydrogen krever ekstra investeringer i dyr infrastruktur, så på kort sikt er trykksatt hydrogen ansett å være det mest aktuelle lagringsalternativet. En utfordring er at det kreves mye emballasje for en liten mengde hydrogen, slik at hoveddelen av vekten som transporteres er emballasje.

Dette delkapittelet vil se videre på hva som kreves av infrastruktur.

4.2.1 Eksisterende infrastruktur/distribusjonslinjer

4.2.1.1 Havner

Se kapittel 4.1.1.1 for oversikt over de største havnene i fylkene. Det presiseres at det i de fleste tettsteder langs kysten er tilgang på dypvannskai, hvilket vil være det man trenger for å kunne transportere hydrogen sjøveien.

Havner hvor landstrøm etableres kan være spesielt gunstige for hydrogenproduksjon siden de vil ha klargjort el-infrastruktur med stor strømtilførsel og høy spenning, hvilke kan gi gode synergier. Hydrogen kan produseres når anlegget ikke benyttes fullt ut av skip, og det vil være nærhet til mulige forbrukere som skip, trailere/lastebiler og ofte også busser og biler.

En rapport utarbeidet av DNV GL har kartlagt tilgjengelig landstrøm i et utvalg havner og sett på forbruk og utslipp som potensielt kan bli erstattet⁶⁶. Konklusjonen er at de fleste havner har tilgang til strøm, men dette er i hovedsak lavspenningsanlegg med begrenset kapasitet. Flere havner har planer om anlegg med større kapasitet, men store kostnader gjør tiltakene vanskelige å forsvare på nåværende tidspunkt. Et nytt EU krav fra 2014 gir føringer på at alle viktige havner i Europa må ha landstrøm innen 10 år.

Til nå er det bare i Bergen (Skoltegrunnskaien) hvor det er tatt i bruk landstrømanlegg med høy kapasitet. Det anlegget åpnet i 2015⁶⁷.

4.2.1.2 Veier

Veinettet på Vestlandet er karakterisert av nord-sør forbindelse i E39 og vest-øst forbindelser gjennom fjellovergangene E134 Haukelifjell, RV7 Hardangervidda, RV52 Hemsedal/E16 Filefjell, RV 15 Strynefjellet og E136 Åndalsnes-Dombås. Dersom det blir aktuelt å bygge opp et landbasert nett av hydrogenstasjoner, vil det trolig være hensiktsmessig å starte med å bygge hydrogenstasjoner i tilknytning til E39, som er gjennomgående gjennom hele regionen.

⁶⁶ DNV GL (2014-1669) – «Teknisk vurdering av skip og av infrastruktur for forsyning av drivstoff til skip»

⁶⁷ <http://bergenhavn.no/miljo/shorepower/> (19.09.2016)

4.2.2 Behov for ny infrastruktur ved lokal distribusjon

På nåværende tidspunkt vurderes følgende to alternativer som aktuelle for å bygge opp distribusjonen lokalt:

- Hydrogenstasjoner hvor hydrogen produseres på stedet ved hjelp av vannelektrolyse
- Tilkjørt hydrogen fra sentrale produksjonsanlegg

I det lange løp vil kostnad være avgjørende for hvilken teknologi som blir valgt. På kortere sikt, som denne rapporten har fokus på, er det naturlig å ta utgangspunkt i utprøvd og moden teknologi. Fortrinnet med hydrogenstasjoner med integrert hydrogenproduksjon er at investeringer knyttet til distribusjon blir eliminert. Til pilotprosjekter vil en slik løsning være høyaktuell. I et kommersielt marked med større volumer, kan sentrale produksjonsanlegg bli mer aktuelt. Uno-X Hydrogen AS har fått tilsagn om støtte på nær 20 millioner til å bygge de to første hydrogenfyllestasjonene med elektrolysør i Bergen.

4.3 Forslag til plassering av infrastruktur

4.3.1.1 Småskala/pilotanlegg (< 5 MW)

Det tas utgangspunkt i stasjoner med integrert hydrogenproduksjon.

Personbiler vil etter all sannsynlighet neste 5-årsperioden utgjøre mindre volumer, og det vil innebære en høy kostnad per volum å bygge opp distribusjon rundt disse. En mer fornuftig tilnærming vil være å bygge opp infrastrukturen rundt de potensielt store forbrukerne, og samtidig gjøre det tilgjengelig for personbiler og andre kjøretøy.

En hydrogenfyllestasjon med lokal produksjon av hydrogen vil i hovedsak bestå av en produksjonsenhet (som kan leveres i containerform) og en fylleenhet. Produksjonsenheten består av elektrolyser, kompressor og ett mellomtrykklager. Fylleenheten vil bestå av et kjøleanlegg, kompressor, høytrykklager og en dispenser³¹. I praksis kan en fyllestasjon skreddersys til ønsket produksjonskapasitet, med typisk startpunkt rundt 100 kg H₂ per dag.

Følgende forbrukerne vurderes som særlig relevante for småskala/pilotanlegg på kort sikt:

- Industri
- Maritim transport (skip/ferger)
- Busser/tungtransport
- Jernbane (Raumabanen)

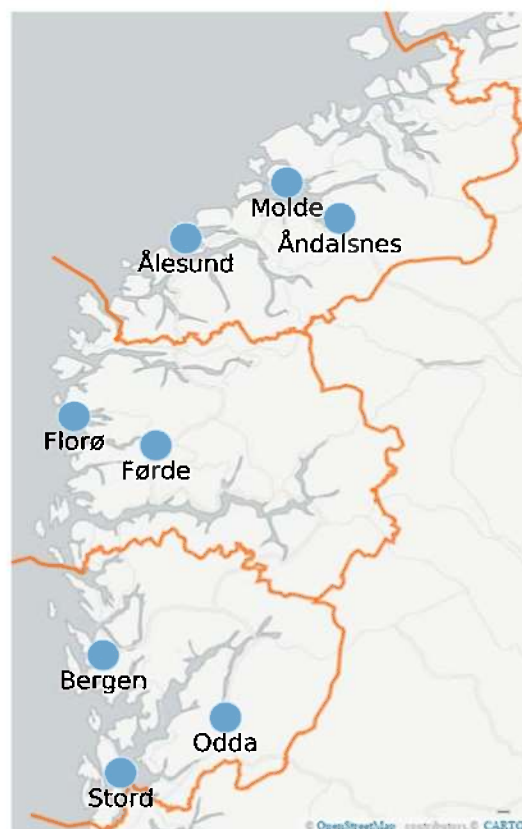
Til maritim bruk anbefales basebasert bruk, hvor det er mulighet for både ferger og andre typer fartøy å tanke. Fartøy med hyppige anløp i en fast havn er særlig aktuelle kandidater til å ta i bruk hydrogen.

Det kan være ønskelig å plassere fyllestasjoner i tett befolkede områder. Nærhet til boliger og områder der mange mennesker oppholder seg, kan gi grobunn for bekymring lokalt. Dette aspektet skal ikke undervurderes, da det kan føre til lokal motstand og negativ omtale. Det vil derfor være viktig å informere samfunnet om teknologien, prioritere sikkerhet høyt samt å inkludere sikkerhet i alle vurderinger av aktuelle lokasjoner.

I Figur 4-7 er det dratt opp forslag til strategiske plasseringer av 2-3 fyllestasjoner i hvert fylke. I praksis vil småskala pilotanlegg kreve investering i selve fyllestasjonen (med integrert produksjon) og eventuelle behov for nettoppgraderinger. I tillegg må det investeres i transportmidler med brenselcelle.

Hovedkriteriene for valgene av plassering er:

- Nærhet til store potensielle forbrukere
- Nærhet til de største tettstedene
- Knutepunkter i infrastruktur (på land og til sjøs)
- Tilgjengelig el-infrastruktur (feks landstrøm eller hurtigladestasjon)



Figur 4-7 Forslag til plassering av småskala/pilotanlegg

4.3.1.2 Storskala (> 15 MW)

En videre utvikling mot større forbruk av hydrogen i regionen og internasjonalt, vil kreve at distribusjonsapparatet blir utviklet langsiktig med større fokus på energieffektivitet. Sannsynligvis vil produksjonsapparatet i et slikt tilfelle være en kombinasjon av sentrale produksjonsanlegg og fyllestasjoner med integrert produksjon.

Som referert i kapittel 4.1.1.1, kan en hydrogenferge ha et forbruk mellom 0,5 og 7 tonn H₂ per døgn, men de fleste ferger vil ligge under 1 tonn per døgn. Om hydrogen skal stå for en betydelig andel av transportarbeidene i regionen både til sjøs og på land, vil trolig behovet melde seg for sentrale produksjonsenheter med stor kapasitet. Et anlegg med 15 MW kapasitet vil kunne produsere omtrent 7,5 tonn H₂ per døgn.

Sentrale produksjonsanlegg vil gi et betydelig behov for utbygging av infrastruktur og distribusjonsapparat. Produksjonsanlegget må bygges opp tilsvarende annen industri, og vil kunne gi nye arbeidsplasser. Til distribusjon lokalt må det bygges opp et nettverk av fyllestasjoner, hvor hydrogen blir tilkjørt. Trolig vil slik type distribusjon først være økonomisk når fyllestasjonene kommer opp i et visst volum, som gjøre lokal produksjon på fyllestasjon mindre gunstig. Det kan være flere forhold som spiller inn her, men trolig vil nett-/energitilgang og transportkostnader spille en avgjørende rolle. De store produksjonsanleggene bør legges sentralt i forhold til kraftproduksjon, ha nærhet til de potensielt store forbrukerne som industri og maritim næring (inkludert fergestrekninger og havner) og i tillegg ha en gunstig lokasjon for eksport.

Følgende forbrukere vurderes som særlig relevante for storskala anlegg:

- Industri
- Maritim transport (skip/ferger)
- Eksport

I Figur 4-8 er det dratt opp forslag til plasseringer av storskala anlegg.

Hovedkriteriene for valgene er:

- Tilgjengelige energikilder og størrelse på ressurs
- Tilkoblingsmuligheter til nett og tariffer
- Nærhet til store potensielle forbrukere
- Havner



Figur 4-8 Forslag til plassering av storskala anlegg

5 MULIGHETER FOR VERDISKAPING

En utvikling av samfunnet mot en «hydrogenøkonomi» kan skape muligheter for lokal verdiskaping i form av nye arbeidsplasser, eksportinntekter, teknologiutvikling og miljømessige fortrinn. Så lenge det er usikkerhet om hydrogenets plass i framtidens energiløsninger vil det imidlertid være vanskelig å peke på konkrete størrelser.

Dette kapitlet vurderer potensialet ved utvikling av en hydrogenøkonomi i regionen. Samspillet mellom forskjellige deler av hydrogenverdikjeden kan bidra til at regionen står sterkt ved en slik utvikling. Fokus vil legges på inntekspotensial, klimaeffekter i form av lavere utslipp, sysselsetting og økt konkurransekraft som følge av teknologiutvikling. Kapitlet innleder med en beskrivelse av relevant, eksisterende næringsliv og kompetanse, hvilket danner grunnlag for en vurdering av framtidige muligheter. Avslutningsvis presenteres noen caser for å belyse både barrierer og muligheter fra hydrogenproduksjon til -forbruk.

5.1 Eksisterende næringsliv og kompetanse

Regionen har et næringsliv med store næringsaktører innen maritim, marin, kraftproduksjon og transport. Mange av disse aktørene har store deler av sitt næringsgrunnlag innen olje og gass.

5.1.1 Kraftproduksjon

Som belyst i kapittel 3 er det stor eksisterende kraftproduksjon og mange prosjekter med konsesjon, både innen småkraft, større vannkraftverk og vindkraft i alle de tre fylkene. I enkelte områder er nettkapasiteten sprengt, hvilket hindrer videre utbygging av ressursene. Kraftproduksjon i kombinasjon med hydrogenproduksjon kan være et alternativ i slike tilfeller for å avlaste nettet. Blant aktører med konsesjon er flere lokale kraftselskaper, for eksempel BKK, SKL, SFE, Tafjord og Tussa, som viser at lokal kompetanse for økt kraftproduksjon er tilgjengelig.

Lave kraftpriser og 28.4 TWh ny produksjon i Norge og Sverige samlet i perioden 2012-2020 gir usikre tider for bransjen. Kraftprodusentene har som følge av dette stort fokus på nye potensielle forbrukere som kan bidra til et høyere inntektsgrunnlag gjennom økte kraftpriser og/eller utløse behov for ny kraftproduksjonskapasitet. Et eksempel på dette er SFE som har kjøpt seg inn datalagringsprosjektet til Lefdal Gruve, og det tidligere nevnte TiZir-prosjektet hvor SKL har engasjert seg.

5.1.2 Olje, gass og annen energiintensiv industri

Produksjonsfasiliteter for hydrogen vil, uavhengig av teknologisk tilnærming, kreve kompetanse innen prosess- og kjemiteknologi. Olje- og gassnæringen i Norge har en sterk posisjon på Vestlandet og står for mye av verdiskapingen i regionen. Næringen står i dag også for en vesentlig del av Norges eksisterende hydrogenproduksjon og -forbruk, som vist i 2.1.2, og således vil kompetansen i næringen være relevant i flere ledd av hydrogenverdikjeden. Regionen har sterke aktører innen naturgass, og mye av kompetansen derifra er overførbar. Både distribusjon og lagring av gassene har mange likhetstrekk.

Ved produksjon av hydrogen ved elektrolyse kan også relevant kompetanse finnes i aluminiumsnæringen, som har produksjonsfasiliteter fire steder i regionen; Sunndalsøra (Møre og Romsdal), Årdal, Høyanger (Sogn og Fjordane) og Husnes (Hordaland). Mange paralleller kan trekkes til næringen, hvor deler av verdikjeden er lik. Kort oppsummert kan man si at råvarene i hydrogenproduksjon er enklere (rent vann er det mye av i Norge), produksjonen enklere siden elektrolysen foregår på lavere temperatur og uten skadelige biprodukter, mens distribusjonen er mer komplisert siden det er hydrogen (trykksatt gass eller flytende) som må håndteres.

Av annen smelteverksindustri i regionene finnes også sinkproduksjon i Odda (Hordaland) og silisiumproduksjon i Bremanger (Sogn og Fjordane) som besitter relevant kompetanse for

industriproduksjon. Angående distribusjon er smelteverkene lokalisert med tilgang til dypvannshavner. I tilfelle storskala produksjon med eksport til Europa vil tilgang til dypvannshavner være viktig.

Fra energiintensive næringers perspektiv kan forventning om økte kostnader for å generere utslipp være en driver for å benytte seg av alternative energibærere eller utslippsfri produksjon av hydrogen som ved elektrolyse. Det er imidlertid usikkert om dette vil føre til et vesentlig bidrag til utvikling av hydrogenverdikjeden. Karbonfangst og -lagring kan også være et alternativ for de største hydrogenforbrukerne i regionen.

5.1.3 Maritime og marine næringer

Maritime og marine næringer kan bidra på både distribusjons- og forbrukssiden i hydrogenverdikjeden. Innlemmet i denne næringsgruppen er rederier, verft, fiske, oppdrett, foredling og utstyrsprodusenter/tjenesteleverandører. Nøkkeltall for disse næringene i regionen er gitt i vedlegg (kap. 6.4). De tre fylkene står for 30-40 % av de maritime og marine næringene i Norge.

Kombinasjonen av innovative rederier (f.eks Norlines og Seatrans) og høykompetent verftsnaering (f.eks Ulstein, Kleven, Vard) gir gode forutsetninger for å kunne ta førerseite i utviklingen innen hydrogendrevet maritim transport. De store operatørene innen fergedrift har også vist evne og vilje til å ta del i teknologiutvikling, blant annet gjennom LNG-ferger over Bjørnafjorden (Fjord1) og batteriferja Ampere i Sognefjorden (Norled). Ampere ble bygget av Fjellstrand verft i 2014⁶⁸.

Tilsvarende er det også et eksempel innen turistnæringen. På oppdrag fra The Fjords, en aktør innen reiseliv i fjord-Norge, har verftet Brødrene AA (Hyen, Sogn og Fjordane) bygget en hybrid-elektrisk katamaran i karbonfiber som er satt i operasjon i Flåm. Båten har vært en stor suksess med mye oppmerksomhet og vant blant annet prisen for «Ship of the Year 2016» på verdens største skipsfartsmesse SMM i Hamburg⁶⁹. Denne båten viser at en reiselivsnæring som selger norsk natur kan være villig til å ta del i omstillingen til en mer klimavennlig maritim næring, og samtidig bruke det aktivt i sin markedsføring.

5.1.4 Andre næringer

Andre næringer som kan ha en rolle i verdikjeden er bedrifter med kompetanse relatert til distribusjon og lagring. Hexagon Composites utvikler løsninger for transport og lagring av gasser, herunder også hydrogen. De ble nylig valgt som leverandør av trykksatte gasstanker til neste generasjons hydrogenbiler produsert av Daimler AG⁷⁰.

På utviklersiden vokser det også frem aktører, og blant de mest aktive i Norge i dag er Greenstat. Greenstat er et utspring fra miljøet rundt Christian Michelsen Research i Bergen, og tar sikte på å bli en operativ industriell aktør innen hydrogen⁷¹.

⁶⁸ www.fjellstrand.no

⁶⁹ <http://www.braa.no/news/ms-vision-of-the-fjords-delivered-to-the-fjords> (19.09.2016)

⁷⁰ http://www.hexagon.no/news--media/news?press_id=2036354×tamp=201608 (15.09.2016)

⁷¹ www.greenstat.no

5.2 Muligheter

I dette delkapittelet tar vi for oss elementer som kan bidra til å utvikle en hydrogenklynge i regionen basert på at regionen har en gunstig posisjon dersom hydrogenmarkedet utvikler seg videre.

5.2.1 Inntekspotensial knyttet til produksjon

Salg av hydrogen lokalt eller til eksport vil gi inntekter. Som belyst i kapittel 3 er en stor del av Norges kraftproduksjon lokalisert i regionen, og det finnes et videre potensial som kan danne grunnlag for hydrogenproduksjon ved elektrolyse.

Det vil være et økonomisk spørsmål om ny kraftproduksjon får størst fortjeneste ved å selge kraften ut i nettet, eller om den kobles direkte til hydrogenproduksjon. I en slik vurdering spiller kostnadene til (og mulighetene for) nettutbygging inn. I dag kan det være begrensninger i nettet eller store kostnader for å knytte seg opp til eksisterende nett.

I slike tilfeller kan det å benytte vann- eller vindkraft direkte til hydrogenproduksjon utløse prosjekter som ellers ikke ville blitt bygget ut. Dette representerer da en større aktivitet i denne sektoren enn uten hydrogen. Potensialet for slike prosjekt er vanskelig å anslå, og lønnsomheten vil være avhengig av pris på utbygging av kraft- og hydrogenproduksjonen, samt distribusjon til forbruker. Med tanke på at transport av hydrogen i dag er sett på som til dels utfordrende, kan småskala hydrogenproduksjon nært forbrukeren/fyllestasjon være den beste løsningen på kort sikt.

Basert på scenarier for forbrukspotensialet i 2025-2030 i kapittel 4.1.1 og et kraftforbruk på 60 kWh per kg hydrogen (for produksjon, komprimering og kjøling), summeres anslått potensiale for økt kraftforbruk i Tabell 5-1. Til sammenligning produserer et småkraftverk på 5 MW typisk 15-20 GWh, og kraftverk på 50 MW typisk 200-250 GWh.

Tabell 5-1 Potensial for hydrogen- og tilsvarende kraftforbruk for regionen

Forbrukskilde	Anslått årlig hydrogenforbruk	Kraftforbruk, hydrogenproduksjon
Industri	11 000 tonn	438 GWh ⁷²
Ferger	3 650 tonn	220 GWh
Nærskipsfart	1 750 tonn	105 GWh
Personbiler	960 tonn	58 GWh
Tungtransport	1520 tonn	91 GWh
Busser	405 tonn	24 GWh
Tog	164 tonn	10 GWh
Totalt	19 450 tonn	946 GWh

Totalt sett er det anslåtte potensialet for økt kraftproduksjon rett i underkant av 1 TWh. Til sammenligning er målet å bygge ut 28,4 TWh fornybar kraftproduksjon med elsertifikatordningen i Norge og Sverige⁷³. Dersom økt hydrogenproduksjon ikke skulle utløse ny kraftutbygging, er det

⁷² Basert på et elektrolyseanlegg på 50 MW som holder konstant, full produksjon gjennom året.

⁷³ Elsertifikatordningen, Olje- og energidepartementet (2014)

<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/fornybar-energi/elsertifikater1/id517462/>

imidlertid et verdiskapingspotensial knyttet til produksjonen av hydrogen i seg selv. I stedet for å eksportere elektrisiteten som en råvare ut av regionen, videreføres den til et produkt som potensielt har høyere markedsverdi. En slik industri kan i stor grad sammenlignes med aluminiumsindustrien, som belyst i kapittel 5.1.2.

5.2.2 Utslippsreduksjon

Det å erstatte bruk av hydrokarboner med hydrogen som brenngass eller i industrielle prosesser vil gi gevinster i form av reduserte utslipp. I hvilken grad hydrogen vil være et samfunnsøkonomisk lønnsomt alternativ avhenger av prisen på hydrogen relativt til de forurensende alternativene, men også av hvilken pris eller kostnad som er knyttet til forurensingen. Verdien av reduserte utslipp måles ofte som dagens kvotepris. I dag er det lave kvotepriser for CO₂-utslipp, men trusselen om drivhuseffekter gjør at en ser for seg betydelig høyere priser eller avgifter knyttet til CO₂-utslipp. Det er også mulig å begrunne en høyere CO₂-kostnad.

Det å erstatte bruk av kull med hydrogen i Tizirs produksjon er et eksempel på et tiltak for utslippsreduksjon. Målet er å doble produksjonen, redusere CO₂-utslippene med 90 prosent og energieffektivisere med 60 prosent. Det er det langsiktige perspektivet med forventninger om høyere CO₂-kostnader eller direkte restriksjoner, samt positive markedsføringseffekter som gjør det aktuelt for en privat virksomhet å gjennomføre et slikt tiltak. Det å sikre at dagens industri i regionen utnytter muligheter til å redusere utslipp kan være viktig for å opprettholde slik virksomhet på lang sikt.

Tabell 5-2 Potensial for CO₂ reduksjon i regionen

Forbrukskilde	Årlig hydrogenforbruk	Reduserte CO ₂ -utslipp
Industri	11 000 tonn	900 000 tonn ⁷⁴
Ferger	3 650 tonn	39 000 tonn ⁷⁵
Nærskipsfart	1 750 tonn	18 800 tonn ⁷⁵
Personbiler	960 tonn	12 000 tonn ⁷⁶
Tungtransport	1520 tonn	19 000 tonn ⁷⁷
Busser	405 tonn	5 000 tonn ⁷⁷
Tog	164 tonn	1 250 tonn ⁸⁵
Totalt	19 450 tonn	995 050 tonn

Til sammenligning var de regionale CO₂-utslippene i 2013 i de tre fylkene 7 132 000 tonn⁷⁸. Totalt vil disse forbrukerne kunne gi en reduksjon på ca 14 %. I tillegg til utslipp fra industri er det som nevnt i

⁷⁴ Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030. Miljødirektoratet (2015) – Basert på innfasing av hydrogen og doubling av produksjon <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M386/M386.pdf>

⁷⁵ Dieselforbruk på 3,333 kg per kg hydrogen, utslipp fra referanse 81.

⁷⁶ Forbruk av hydrogen på 0,01 kg/km, utslipp fra bensin/dieselbiler på 0,125 kg/km

⁷⁷ Med utgangspunkt i tilsvarende utslippsreduksjon per kg hydrogen som personbiler

⁷⁸ Tabell 10608: Klimagasser, etter kilde og komponent (F), SSB (2013) <https://www.ssb.no/statistikbanken/selecttable/hovedtabellHjem.asp?KortNavnWeb=klimagassn&CMSSubjectArea=natur-og-miljo&checked=true>

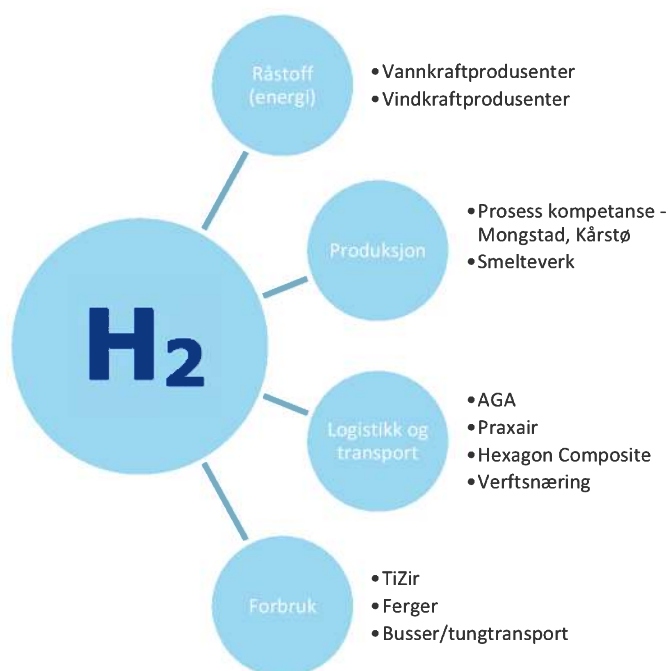
4.1.1.2 tidvis meget dårlig luftkvalitet i Bergen og Ålesund. Bruk av hydrogen i transportsektoren og maritim sektor kan bidra til å fjerne lokale utslipp, og gi et bedre lokalmiljø.

5.2.3 Konkurranseskraft og sysselsetting

Utvikling av «hydrogensamfunnet» representerer en mulighet for framtidrettede arbeidsplasser i hele verdikjeden. Produksjon og transport av hydrogen er først og fremst kapitalintensiv, men det vil være knyttet arbeidsplasser til utbyggingsfase og drift og vedlikehold.

Som beskrevet i kapittel 5.1 har regionen relevant kompetanse for hele verdikjeden. Petroleumssektoren er blant de viktigste næringene i regionen, og som nevnt i kapittel 5.1.2 er det relevant kompetanse for hele hydrogenverdikjeden i denne sektoren. Innen det maritime har regionen kompetanse for utvikling av skip for transport av hydrogen og for fergeløsninger til lokal bruk.


Et kjent perspektiv innen næringsøkonomi er Porters teori om klynger, dvs. samlinger av kompetanse og gunstige forhold som samlet sett gir et spesielt godt grunnlag for utvikling av en verdikjede. Regionen har kompetanse, naturressurser, eksisterende og potensielt forbruk som gjør at det ligger en mulighet for regionen i å utvikle en klynge for virksomhet knyttet til hydrogen. Verdien av en slik klynge er selvfølgelig sterkt knyttet til det fremtidige markedet og priser på hydrogen.



Figur 5-1 Illustrasjon av nettverk i en hydrogen verdikjede

Det kan legges til rette for utvikling av en slik klynge gjennom politikk og samarbeid i næringsliv og kunnskapsindustri. Virkemidler i dag er tilskudd gjennom Enova, Innovasjon Norge, Norges forskningsråd samt Pilot-E, beskrevet nærmere i kapittel 2.7. Gjennom piloter og etablering av nettverk i regionen legger en fundamentet for videre mulig verdiskaping. Det er spesielt innen produksjon basert på ren kraft, industriell bruk og maritime løsninger at regionen har et fortrinn.

Som nevnt i 5.1.3 kan det være muligheter for den maritime næringen både på forbruks- og distribusjonssiden. Dette trekkes frem ettersom den norske verftsnaeringen er kjent for sitt høye kompetansenivå og det foregår mye innovasjon og næringsutvikling i de maritime klyngene langs kysten. Særlig de sterke miljøene sentralisert rundt Ulsteinvik (Sunnmøre), Bergen og Stord bør trekkes frem. Mulighetene for den maritime næringen ved en etablering av en hydrogenverdikjede kan sammenlignes



med utviklingen av LNG-skip, hvor det maritime miljøet i Norge har spilt en svært viktig rolle. I mai 2015 var 63 LNG-drevne skip i drift på verdensbasis, med 76 nybygg bekreftet⁷⁹. Mange av LNG-skipene er norske. Det er mulig for Norge å ta en tilsvarende rolle innen hydrogen. Den norske verftsneringen, som har sin hovedvekt på Vestlandet, har svært gode forutsetninger for å kunne ta førersetet i denne utviklingen.

De første pilotene vil bidra til noe økonomisk aktivitet og arbeidsplasser, mens det er først dersom hydrogen vinner fram som en viktig energibærer at vi vil kunne se større sysselsettingseffekter. Med tanke på totalsysselsetting vil det også være et spørsmål om arbeidsplasser til en hydrogenverdikjede erstatter andre alternative arbeidsplasser eller er et netto tilskudd. Om en ser for seg et scenario med et internasjonalt marked for eksport av store volum av hydrogen, samt internasjonal bruk av hydrogenfartøy, så er potensialet for arbeidsplasser relatert til hele verdikjeden betydelig for regionen.

⁷⁹ «In Focus – LNG as ship fuel», DNV GL (2015)

5.3 Case: Det første hydrogen skipet

Tabell 5-3 Egenskaper for et tenkt hydrogen skip

Lastekapasitet	120 biler
Overfartstid	35 min
Liggetid ved kai	5 min
Distanse	11 500 m
Energibruk per tur	540 kWh
Overfarer per uke	220
Gjennomsnittlig energiforbruk per døgn	17 MWh
Energiforbruk per år	6.2 GWh

Ferger og andre fartøy er en mulig anvendelse for hydrogen. Her er energiforbruket betydelig større per dag enn i transportmidler som buss og tog. Hvordan kan en større etterspørsel påvirke hydrogenprisen og lønnsomheten ved hydrogendrift? Hva er de største usikkerhetsmomentene?

Casen er basert på kapasitet, seilingsdistanse og anslag for energiforbruk i en hypotetisk ferge³⁵, men kan være relevant for et annet fartøy med tilsvarende forbruksmønster. Det ble antatt daglig fylling av hydrogen og bruk av batterier for topplast. For en virkelig case vil dette måtte optimaliseres. Ekstra investeringskostnader (kontra et dieselskip) knyttet til hydrogendrift ble grovt anslått til å utgjøre rundt 39 MNOK. Dette inkluderte betydelige investeringskostnader til sikkerhetsstudier, testing og

regelutvikling, noe som vil være nødvendig for det første pilotskipet og et viktig utbytte for etterfølgende hydrogen skip. En slik pilot vil bidra til teknologi- og kompetanseutvikling, spesielt for den maritime næringen i regionen. På sikt vil dette også bidra til å redusere investeringskostnadene for hydrogen i skip.

Det antas at driftskostnadene vil være høyere for et pilotprosjekt med hydrogendrift enn for et konvensjonelt fartøy. Det er imidlertid antatt at drivstoffkostnadene vil utgjøre hovedforskjellen. Ved dieseldrift er skipet anslått å bruke omlag 1340 tonn/år. Med en dieselpris på 5500 kr/tonn⁸⁰ vil årlige dieselkostnader være omtrent 7,4 MNOK. Anslåtte CO₂-utslipp⁸¹ ved dieseldrift er 4 300 tonn per år. Med antatt effektivitet fra tanking til propell på rundt 50 %, vil hydrogenforbruket ligge på omtrent ett tonn per dag eller opp mot 370 tonn i året. For at hydrogendrift skal være konkurransedyktig med diesel kun med tanke på drivstoffkostnader⁸² må da hydrogenprisen være omtrent 20 kr/kg.

Tabell 5-4 Hydrogenfyllestasjon med egenproduksjon

Kraftforbruk (fra kraft til fylleslange)	60 kWh/kg
Hydrogenproduksjon	1 tonn/dag
Investeringskostnad	30 MNOK
Driftskostnader utenom kraft	20 % av kraftkostnader
Kraftpris	30 øre/kWh

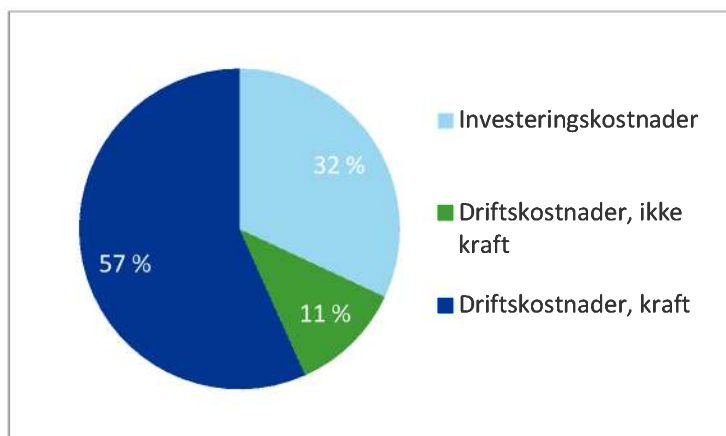
I dag selges hydrogen fra fyllestasjoner for personbiler for 90 kr/kg, men hva kan prisen være ved egenproduksjon med et større anlegg? I Tabell 5-4 presenteres antatte parametere for en fyllestasjon med produksjon ved elektrolyse med en kapasitet på ett tonn hydrogen daglig. Investeringskostnaden er 30 MNOK, og driftskostnader for fyllestasjon er basert på anslag fra NEL Hydrogen. Investeringskostnaden avskrives over en periode på 10 år. Dette er grove overslag. Det understrekes viktigheten av å ha tilstrekkelig krafttilgang. Produksjon av 1 tonn hydrogen/døgn vil kreve anslagsvis et totalt kraftforbruk på 22 GWh per

⁸⁰ DNV GL erfaringstall over en tiårsperiode

⁸¹ Basert på [en utslippsfaktor på 3.206](#) tonn CO₂/tonn dieselevkviv., hvilket er vanlig omregningsfaktor hos Statens Vegvesen

⁸² CO₂ - utslippskostnader er ikke inkludert, men ved en pris på 4 Euro per tonn vil det utgjøre ca 150 000 NOK per år.

år. Et småkraftverk på om lag 5 MW vil kunne dekke behovet.

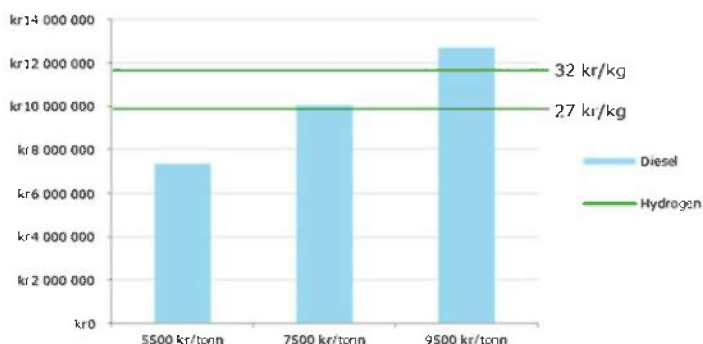


Figur 5-2: Drivere for produksjonskostnaden for hydrogen ved stasjonen

frakopling fra nettet vil eliminere nettariffen.

Dersom teknologiutviklingen skulle øke effektiviteten i elektrolysørene, lagring og fyllstasjonen slik at kraftforbruket går ned til 55 kWh/kg og investeringskostnadene reduseres med 30 % vil produksjonskostnaden ligge på 27 kr/kg. Drivstoffkostnadene vil da fortsatt være høyere enn ved dieseldrift.

En eventuell økning i dieselprisen vil imidlertid endre bildet. Figur 5-3 viser drivstoffkostnadene ved de nevnte hydrogenprisene og andre dieselpriser. Merk at teknologiutvikling og effektivisering av brenselceller kan føre til et noe lavere forbruk, og en ytterligere reduksjon i hydrogenkostnadene.



Figur 5-3 Drivstoffkostnader for skipet ved ulike diesel- og hydrogenpriser

Med de gitte parameterne vil produksjonskostnaden for hydrogen ligge på omtrent 32 kr/kg, hvilket er høyere enn grensen (20 kr/kg) som vil gi samme drivstoffkostnader som diesel. Fordelingen av kostnadene per kg hydrogen er vist i Figur 5-2. Den største kostnadskilden er kraft, og en økning i kraftprisen med 20 øre/kWh vil øke produksjonskostnaden til 44 kr/kg. Dette viser at valg av lokasjon kan spille en stor rolle for produksjonskostnaden, da nettariffen kan variere fra 1-20 øre/kWh avhengig av lokasjon, størrelse på forbruk og bruksmønster (se kap. 3.3.2). En

Tallene viser at hydrogen vanskelig kan forsvares kun basert på et økonomisk perspektiv med dagens dieselpriser og investeringer som trengs i hydrogen infrastruktur. En maritim pilot må dermed trolig drives frem basert på utviklingsstøtte for å dekke merkostnad og risiko for utvikler. Det antas at hovedintensjonen vil være å drive frem nullutslippsløsninger og utvikle kunnskap om hydrogen som energibærer som kan bidra til å oppfylle nasjonale klimamål.

5.4 Case: Hydrogendrift på Raumabanen

Alstom presenterte nylig det kommersielle hydrogentoget Coradia iLint på InnoTrans-messen i Berlin, som vil være kommersielt tilgjengelig fra 2018. Flere tyske delstater har skrevet under en intensjonsavtale om innkjøp av toget. Tilgjengelig hydrogentog gjør det aktuelt å vurdere hvordan hydrogendrift kan brukes også i Norge. Hvordan kan hydrogendrift på Raumabanen se ut, og hva slags løsninger kan være aktuelle med tanke på hydrogenproduksjon og fyllestasjon? Hva må prisen på hydrogen være for å konkurrere med dieseldrift?

Energibehov tur/retur	1 500 kWh
Enkeltavganger per dag	10
Lavere brennverdi H₂	33,33 kWh/kg
Effektivitet fra fylling til aksling	50 %
Dagsforbruk H₂	450 kg

Raumabanen er i dag drevet på diesel. Om man ønsker å redusere utslippene er det flere alternativer, hvor nullutslippsalternativene er elektrisk med kontaktledning, elektrisk med batteri og hydrogen. Hydrogen har (sammen med elektrisk med batteri) fordelen at det gir store innsparinger i infrastrukturinvesteringer.

Med 4 daglige persontogavganger i hver retning samt ett godstog tilbakelegges 10 togturer på strekningen per dag⁸³. For enkelhets skyld antas det her at alle avgangene er persontog. I en rapport fra SINTEF for Jernbaneverket⁸⁴ vises det at energibehovet er litt over 1,8 MWh ved dieseldrift, og rundt 1,5 MWh for en hydrogen-elektrisk hybridløsning. Forskjellen skyldes regenerativ bremsing, som blir høyest utnyttet på returen mot Åndalsnes. Videre i rapporten angis dieselkostnaden på Raumabanen til 43,57 kr/km. CO₂-utslippet er omtrent 3,4 tonn per dag, eller 1 248 tonn i året⁸⁵. Basert på disse tallene kan hydrogendrift konkurrere mot diesel (kun med tanke på drivstoffkostnader) med en hydrogenpris under 107 kr/kg.

Det er imidlertid ukjent hvor mye et hydrogentog av typen Alstom har presentert vil koste. Ytelsen til brenselcellene og batterikapasiteten som ble presentert på InnoTrans er også lavere enn kravspesifikasjonen identifisert i rapporten laget for Jernbaneverket. Alstom har imidlertid påpekt at toget er designet for tyske jernbanetunneler, og at kapasiteten kan økes. Det forutsettes her at et tog som oppfyller kravene kan leveres kommersielt.

Det vil være aktuelt med produksjon og fyllestasjon på Dombås og på Åndalsnes. Dombås er et viktig nasjonalt knutepunkt, med en årsdøgntrafikk (ÅDT) på 4280 hvorav 19 % er lengre kjøretøy⁸⁶. Dersom en ser for seg en innfasing av hydrogen som drivstoff for lengre kjøretøy passerer det med andre ord 813 potensielle fyllestasjonskunder i døgnet. På Åndalsnes er det også imidlertid mange lengre kjøretøy knyttet opp mot jernbanestasjonen. I tillegg til varetransport fra godsterminalen, tilbakelegger busser fra jernbanestasjonen til Ålesund og Molde 2420 km totalt på dagene med flest avganger⁸⁷. Med et antatt forbruk på 0,1 kg/km vil disse bussene alene ha et forbruk på 242 kg/døgn. Dersom man i tillegg har et forbruk fra andre busser, varetransport og personbiler på rundt 300 kg/dag vil det totale forbruket være på samme nivå som i 5.3, omtrent 1 tonn per døgn.


⁸³ <http://www.jernbaneverket.no/Jernbanen/Banene/Raumabanen/> (21.09.2016)

⁸⁴ Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner, SINTEF (2015) <http://www.jernbaneverket.no/contentassets/24510efa7bb04f799e9b57961b3e4b9d/alternative-driftsformer-kunnskapsgrunnlag-sintef.pdf>

⁸⁵ 3,8 kg CO₂ per passasjer ved fullsatt tog (<https://www.nsb.no/om-nsb/nsb-og-miljo/Milj%C3%B8kalkulator>), kapasitet på 90 personer og 10 turer hvert døgn hele året.

⁸⁶ Vegkart, Statens Vegvesen (Besøkt 23.09.2016) - <https://www.vegvesen.no/vegkart/>

⁸⁷ Bussruter, FRAM (Besøkt 23.09.2016) - <http://framr.no/>



Både Dombås og Åndalsnes ligger i samme kraftprisområde, hvilket betyr at kraftprisen er den samme. Nettleien er ifølge gitte nettleiepriser lavere ved høyere effekter og høyt energiforbruk på Åndalsnes-siden⁸⁸, noe som indikerer lavere kostnader for hydrogenproduksjon ved elektrolyse.

Dersom en legger til grunn hydrogenkostnadene fra kapittel 5.3 vil det være betydelige innsparinger i drivstoffkostnader med hydrogendrift. Dette er da forutsatt at et større forbruk utover togdriften er på plass. Det er imidlertid større investeringer knyttet til togmateriell og infrastruktur for hydrogendrift, men infrastrukturkostnadene vil kunne senkes som følge av stordriftsfordeler i hydrogenproduksjonen og fyllestasjonen. Avslutningsvis er det verdt å nevne at det i rapporten laget for Jernbaneverket påpekes at batteridrift er det billigste alternativet ved en utskifting av dagens dieseldrevne tog. Det er usikkert i hvilken grad stordriftsfordelene ved et større hydrogennettverk vil kunne påvirke denne konklusjonen. Den største ulempen som trekkes frem med en full-elektrisk løsning er vekten. Full-elektrisk løsning på Raumabanen ble beregnet til å få en ekstra vekt på 15 tonn, mens hydrid elektrisk-hydrogen vil gi en ekstra vekt på 7.5 tonn.

⁸⁸ Basert på nettleiepriser fra Rauma Energi Nett og Eidefoss Nett for 2016

5.5 Muligheter for verdiskaping - oppsummering

Regionen har forutsetningene for å ta en posisjon i utviklingen av hydrogen som energibærer. Næringslivet besitter mye av kompetansen som trengs i utviklingsløpet, og vil kunne ta del i alle parter av verdikjeden.

Det ligger et potensial i å utløse kraftproduksjon som ellers ikke ville vært utbygd, men hoveddelen av verdiskapingen vil sannsynligvis være knyttet til hydrogenproduksjonen og eventuelle reduksjoner i utslipp.

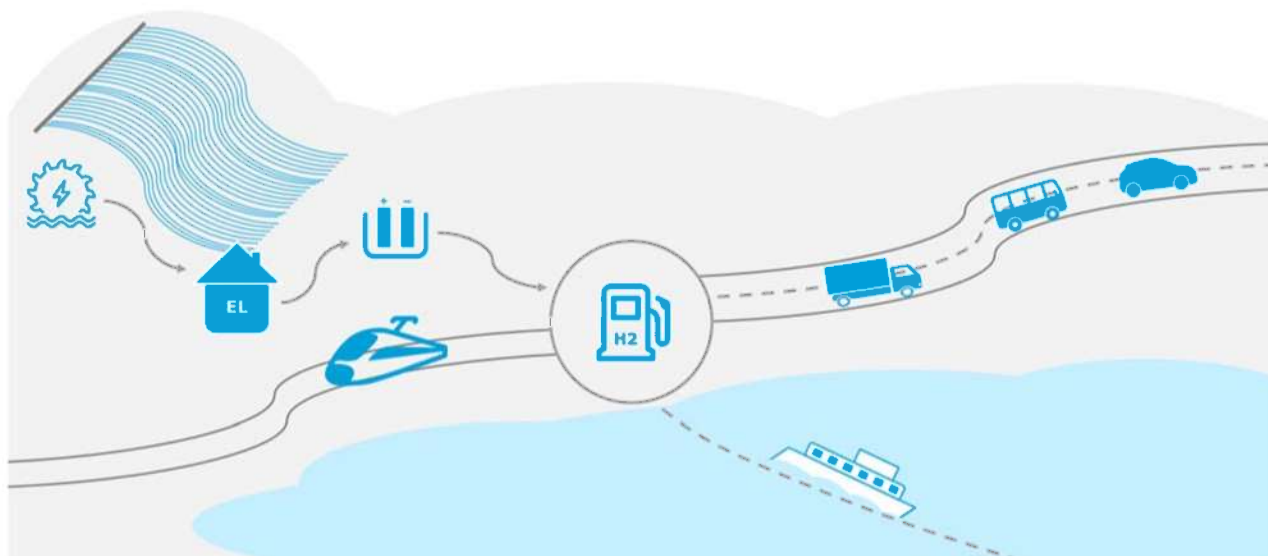
En utvikling vil trolig kreve insentiver for å komme i gang, og utviklingsprosjektet for hydrogenferge som initieres av Statens vegvesen i løpet av 2016 kan være en god mulighet til dette (ref. kap. 1.2). Målet er at en ferge skal ha driftsoppstart i løpet av 2021. Det maritime caset trukket frem viser at det er en vei å gå før hydrogen er økonomisk konkurransedyktig med dieseldrift. Med dagens kostnader må dieselprisen øke med 60-80 % (eventuelt kraftprisen reduseres ytterligere) før hydrogen som drivstoff kan konkurrere på pris (investeringskostnader i skipet kommer i tillegg). Denne casen er generell og det vil kunne trekkes paralleller til annen maritim transport med et begrenset antall faste anløpssteder.

Produksjonskostnadene for hydrogen domineres av kraftprisen, som består av spotpris og netttariffer. Netttariffen kan variere opp mot 20 øre/kWh, hvilket vil gjøre lokalisering og størrelse på produksjonsanlegg være svært viktig for produksjonskostnaden. En frakopling fra nettet vil eliminere netttariffen, men vil gjøre produksjonsanlegget mer utsatt for produksjonsstans.

Hydrogendrift på Raumabanen kan senke drivstoffkostnadene, men det forutsetter betydelige investeringer i fremdriftssystem. Rapporten til Jernbanelivet peker på batteridrift som det mest lønnsomme. Salg av hydrogen i nærområdet og stordriftsfordeler vil senke kostnadene, men det er usikkert om det er tilstrekkelig for å konkurrere med batteridrift.

Kombinasjon med andre forbrukere som buss, tungtransport og personbiler kan gi gunstige synergier for begge disse casene, og redusere total kostnadene. Slike kombinasjoner forutsetter at infrastrukturen blir plassert i knutepunkter, hvor flere typer forbrukere er tilgjengelige.

En typisk verdikjede med mange ulike forbruksgrupper er illustrert i Figur 5-4.



Figur 5-4 Illustrasjon av hydrogen verdikjede

6 VEDLEGG

6.1 Hydrogen - Teknologi, marked og utsikter

6.1.1 Ulike transportmidlers hydrogenforbruk i Norge

Tabell 6-1 Utrekning av årlig hydrogenforbruk per transportmiddel

Transportmiddel	Gjennomsnittlig, årlig kjørelengde [km]	Hydrogenforbruk [kg/km]	Årlig hydrogenforbruk [kg]
Bil	12 289 ⁸⁹	0,01 ⁹⁰	123
Taxi	57 905 ⁸⁹	0,01 ⁹⁰	580
Buss	39 035 ⁸⁹	0,1 ⁹¹	3 900

Et memo utarbeidet av DNV GL for Statens Vegvesen⁸⁵ presenterer et konsept for en mulig hydrogen-batteri hybrid ferge på en strekning med 220 enkeltturer per uke og 11,5 km lang overfart. Den skisserte løsningen kan ha et forbruk på i størrelsesorden 1 tonn hydrogen per dag, tilsvarende opp mot 370 tonn hydrogen i året, gitt kontinuerlig drift over året.

En rapport utarbeidet av SINTEF for Jernbaneverket⁸⁴ anslår energiforbruket til en hybridløsning med brenselcelle og batteri som lades opp med regenerativ bremsing på Raumabanen (Dombås – Åndalsnes) til ca 1,5 MWh per rundtur. Med 5 avganger tur/retur per dag og en antatt virkningsgrad på 50% i brenselcellene vil det gi et forbruk på 450 kg per dag eller 164 tonn per år.

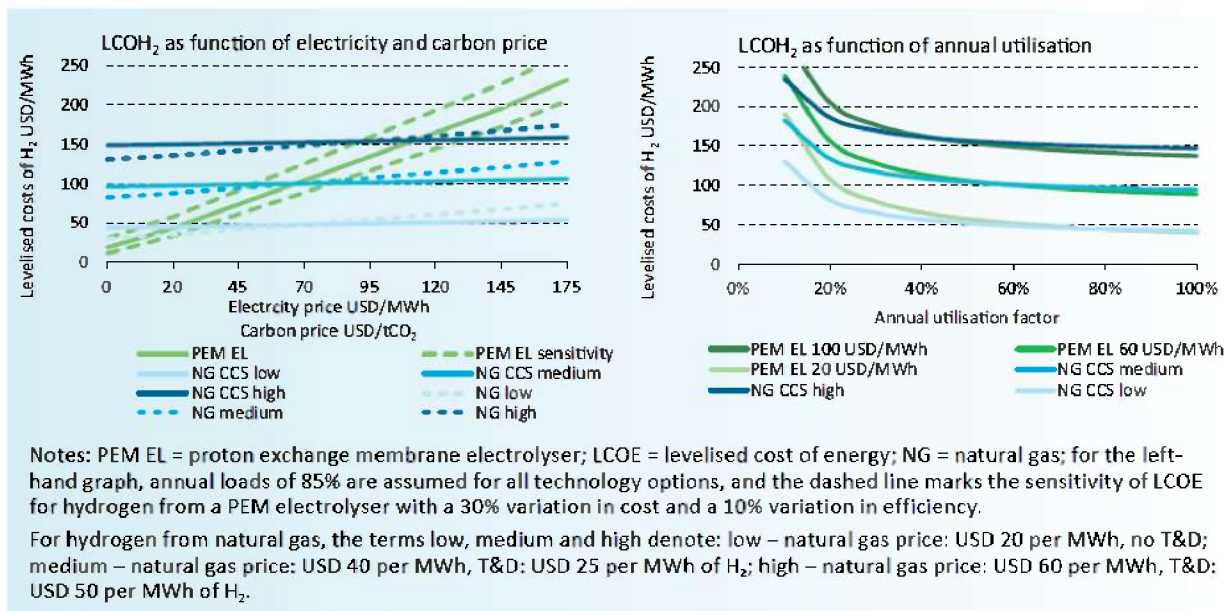
⁸⁹ <http://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/klreg/aar/2016-04-22#content> (10.09.2016)

⁹⁰ <http://www.hydrogen.no/om-hydrogen/ofte-stilte-sporsmal/> (10.09.2016)

⁹¹ <https://www.vanhool.be/ENG/actua/2fuelcellbuseslo.html> (10.09.2016)

6.1.2 Produksjonskostnad for hydrogen

Figuren under gir produksjonskostnader for hydrogenproduksjon, hvor også investeringskostnadene i produksjonsapparat er medregnet⁶.



6.1.3 Hydrogen og sikkerhetsmessige egenskaper

Tabell 6-2 Egenskaper til hydrogen sammenliknet med andre vanlige gasser. Metan og Propan er hovedingredienser i naturgass og LNG

Egenskap	Hydrogen	Metan	Propan	Hva betyr det?
Kjemisk formel	H ₂	CH ₄	C ₃ H ₈	Påvirker alle egenskaper
Molevekt	2	16	44	H ₂ Kan diffundere inn i metaller
Gass tetthet ved 1 atm (kg/m³)	0.08	0.6	1.8	H ₂ får mye større oppdrift og forsvinner lettere under åpen himmel og reduserer da brannfaren
Diffusivitet (m²/s)x10⁵	6	1.6	1	H ₂ blander seg lettere og små lekkasjer blir mindre farlig
Stoichiometrisk volum konsentrasjon (%)	30	9.5	4	
Nedre til øvre flammegrense (vol %)	4-75	5.3-15	2.2-9.5	H ₂ kan tenne i større deler av en sky når det er en stor lekkasje slik at brann og eksplosjonsfaren øker
Laminær flammehastighet (m/s)	3	0.4	0.5	H ₂ får større eksplosjons trykk og lettere overgang til detonasjon
Min. tenn energi (10⁻⁵ J)	2	33	31	H ₂ antennes mye lettere
Nedre brennverdi (MJ/kg)	119	50	46	H ₂ har mer energi per masseenheter som kan skape større eksplosjonstrykk og brann ved lekkasje
Kokepunkt (°C)	-253	-161	-42	Kjøle effekter kan bli verre ved væskelekkasjer med hydrogen

6.1.4 Standarder og regelverk

Det er i dag en mangel på spesifikke regler og standarder for hydrogen selv om det finnes en god del globalt. I de tilfeller hvor det ikke finnes spesifikke regler og standarder for komponenter eller systemer så er vanlig praksis at det kreves at sikkerheten er ivaretatt med samme nivå som andre løsninger som brukes i dag. Myndighetene og godkjenningsorganene krever da at det foretas analyser som viser at det samme eller bedre sikkerhetsnivået oppnås. Slike analyser må foretas med det for øye og også forbedre sikkerheten dersom det viser seg å være en uakseptabel økning i risiko. Analysene må derfor se på hele systemer og ofte brukes aktivt i design prosessen før man kommer fram til gode og akseptable løsninger. Spekteret av slike analyser omfatter alt fra detaljerte kvantitative risikoanalyser til forsøk hvor enhetene testes for branner og eksplosjoner. På grunn av at det ofte ikke finnes standard løsninger for bruk av hydrogen, må man i en innføringsfase beregne tid og ressurser på å komme fram til sikre løsninger som myndighetene og andre kan godta.

Norsk Standard har i 2016 startet en komite som skal spesielt identifisere behov og være med på å skrive standarder for systemer og enheter med hydrogen. Denne komiteen samarbeider med tilsvarende komite i EU hvor målet er å utvikle felles standarder. Dette arbeidet har kommet i gang i forbindelse med en økning i interessen for hydrogen fra transportsektoren og EUs klimamål fram mot 2030 hvor det slås fast at energi/energiforsyning skal være sikker, billig og bærekraftig ⁹².

Det finnes en global oversikt over standarder innen hydrogen og brenselceller på www.fuelcellstandards.com hvor over 400 koder og standarder er kategorisert. Denne dekker standarder fra alle land hvor det er USA som dominerer med flest standarder. Blant alle disse standardene kan nevnes en guideline innen sikkerhet som er utviklet av AIAA, ment for designere og konstruktører av hydrogen systemer⁹³.

6.1.5 Maritimt regelverk

Internasjonale regler fra IMO har et nytt utkast kalt «International Code of Safety for Ships using Gases or other Low flashpoint Fuels (IGF Code⁹⁴)» der hydrogen er inkludert, men hydrogenlagring om bord er ikke dekket. For bruk av hydrogen i skipstrafikk vil det kreves analyser som blant annet viser ekvivalent sikkerhet for alle nye systemer forbundet med hydrogen. Dette omfatter spesielt eksplosjon og brann-sikkerhet, pålitelighet av framdriftsmaskineri, og de spesielle marine forhold med saltvann som påvirker drift og miljø.

Det pågår også arbeid i IMO for regelverk innen frakt av flytende hydrogen ifm IGC koden (International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk).

IMDG koden (International Maritime Dangerous Goods Code) dekker frakt av komprimert eller flytende hydrogen på skip som en last. Her er det bl.a. begrensninger til hvor mange passasjerer det kan være om bord i fartøyet.

DNV GL har utviklet det første regelverk for maritime brenselceller⁹⁵ som gir retningslinje for bruk av brenselceller i skip. Det er her ikke vanligvis akseptert å lagre komprimert gass under dekk. Dette vil kreve spesiell godkjenning for enheten. DNV GLs klasseregler og relevant IMO regelverk krever blant annet at en «Failure Mode and Effect Analysis» (FMEA) utføres for slike løsninger.

⁹² Møte for dannelse av standardiseringskomiteen for hydrogen. Møte referat SN/K 182 Hydrogen. Javad Sunde, Norsk Standard. 2016-06-07

⁹³ AIAA Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems (G-095-2004e)

⁹⁴ International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels (IGF Code). From International Maritime Organization (IMO)

⁹⁵ DNV GL, "Fuel Cell Installations " Chapter 2.3

6.2 Mulige produksjonslokaliteter

6.2.1 Eksisterende kraftproduksjon

6.2.1.1 Regulert kraftproduksjon

Tabell 6-3, Tabell 6-4 og Tabell 6-5 gir vannkraftverk (> 10 MW) i de tre fylkene sortert etter størrelse⁴².

Tabell 6-3 Regulert kraftproduksjon Møre og Romsdal(>10 MW)

Kraftverk	Kommune	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Bruktid [t]	Eier
Aura	Sunndal	290	1852	6387	STATKRAFT ENERGI AS
Grytten	Rauma	143,5	681	4743	STATKRAFT ENERGI AS
Driva	Sunndal	140	602	4303	TRØNDERENERGI KRAFT AS
Trollheim	Surnadal	126,6	893	7054	STATKRAFT ENERGI AS
Tafjord 4	Norrdal	110	519	4720	TAFJORD KRAFTPRODUKSJON AS
Tafjord 5	Norrdal	82,7	418	5058	TAFJORD KRAFTPRODUKSJON AS
Tussa	Ørsta	60	261	4343	TUSSA ENERGI AS
Grøa	Sunndal	34,7	98	2818	NORDMØRE ENERGIVERK AS
Åmela	Volda	32	131	4103	TUSSA ENERGI AS
Tafjord 2	Norrdal	29,5	150,5	5102	TAFJORD KRAFTPRODUKSJON AS
Tafjord 1	Norrdal	25	68,3	2732	TAFJORD KRAFTPRODUKSJON AS
Svorka	Surnadal	22	105,3	4786	STATKRAFT ENERGI AS
Tafjord 3	Norrdal	22	90,9	4132	TAFJORD KRAFTPRODUKSJON AS
Osbu	Sunndal	20	112,2	5610	STATKRAFT ENERGI AS
Ulvund	Sunndal	19,5	69,5	3564	NORDMØRE ENERGIVERK AS
Berild	Rauma	15,9	51,6	3245	RAUMA ENERGI AS
Gråsjø	Surnadal	15	67,8	4520	STATKRAFT ENERGI AS
Sum		1188	6171	5194	

Tabell 6-4 Regulert kraftproduksjon Hordaland (>10 MW)

Kraftverk	Kommune	Effekt	Årsprod.	Bruktid	Eier
		[MW]	[GWh]	[t]	
Sy-Sima	Eidfjord	620	2158	3481	STATKRAFT ENERGI AS
Lang-Sima	Eidfjord	500	1358	2716	STATKRAFT ENERGI AS
Evanger	Voss	330	1351	4094	BKK PRODUKSJON AS
Mauranger	Kvinnherad	250	1146	4584	STATKRAFT ENERGI AS
Blåfalli Vik	Kvinnherad	230	712	3097	SKL PRODUKSJON AS
Tysso II	Odda	224	1069	4772	STATKRAFT ENERGI AS
Oksla	Odda	206	973	4723	STATKRAFT ENERGI AS
Steinsland	Modalen	170	756	4445	BKK PRODUKSJON AS
Røldal	Odda	166	904	5443	NORSK HYDRO RJUKAN
Dale II	Vaksdal	150	664	4429	BKK PRODUKSJON AS
Matre M	Masfjorden	150	818	5452	BKK PRODUKSJON AS
Myster	Vaksdal	107	367	3434	BKK PRODUKSJON AS
Blåfalli III H	Kvinnherad	100	417	4165	SKL PRODUKSJON AS
Bjølvo	Kvam	99,2	428	4317	STATKRAFT ENERGI AS
Matre H	Masfjorden	96	608	6332	BKK PRODUKSJON AS
Nygaard	Modalen	56	82	1457	BKK PRODUKSJON AS
Kvittingen	Samnanger	48	165	3433	BKK PRODUKSJON AS
Vemundsbotn	Masfjorden	45	168	3738	BKK PRODUKSJON AS
Novle	Odda	40	240	5993	NORSK HYDRO RJUKAN
Grønsdal	Samnanger	36	155	4292	BKK PRODUKSJON AS
Jukla	Kvinnherad	35	68	1934	STATKRAFT ENERGI AS
Hodnaberg	Voss	32,5	110	3394	VOSS ENERGI AS
Hellandsfoss	Modalen	31,5	169	5371	BKK PRODUKSJON AS
Eikelandosen	Fusa	30	96	3213	SKL PRODUKSJON AS
Mågeli	Odda	29	132	4559	STATKRAFT ENERGI AS
Fosse	Vaksdal	25	165	6604	BKK PRODUKSJON AS
Kaldestad	Vaksdal	24	94	3908	BKK PRODUKSJON AS
Hardeland H	Etne	22	89	4064	HAUGALAND KRAFT AS
Frøland	Samnanger	21	153	7290	BKK PRODUKSJON AS
Svandalsflona	Odda	20	42	2110	NORSK HYDRO RJUKAN
Ulvik II	Ulvik	20	93	4645	BKK PRODUKSJON AS
Litledalen	Etne	17	51	3024	HAUGALAND KRAFT AS
Åsebotn	Modalen	15	77	5147	BKK PRODUKSJON AS
Herlandsfoss	Osterøy	13,8	64	4652	BKK PRODUKSJON AS
Blåfalli IV	Kvinnherad	13	67	5146	SKL PRODUKSJON AS
Hardeland K	Etne	12	46	3850	HAUGALAND KRAFT AS
Oksebotn	Voss	11	46	4182	BKK PRODUKSJON AS
Sum		3995	16102	4031	

Tabell 6-5 Regulert kraftproduksjon Sogn og Fjordane (>10 MW)

Kraftverk	Kommune	Effekt [MW]	Årsprod. [GWh]	Bruktid [t]	Eier
Aurland I	Aurland	840	2508	2986	E-CO ENERGI AS
Tyin	Årdal	374	1450	3876	NORSK HYDRO RJUKAN
Jostedal	Luster	288	1006	3492	STATKRAFT ENERGI AS
Aurland III	Aurland	270	170	630	E-CO ENERGI AS
Skagen	Luster	270	1407	5211	NORSK HYDRO RJUKAN
Borgund	Lærdal	212	1082	5104	ØSTFOLD ENERGI AS
Leirdøla	Luster	125	451	3609	STATKRAFT ENERGI AS
Naddvik	Årdal	112	529	4721	ØSTFOLD ENERGI AS
Høyanger K5A	Høyanger	93	636	6841	STATKRAFT ENERGI AS
Refsdal	Vik	90	455	5057	STATKRAFT ENERGI AS
Årøy	Sogndal	90	350	3884	SOGNEKRAFT AS
Åskåra 1	Bremanger	85	384	4513	SFE PRODUKSJON AS
Kjøsnesfjorden	Jølster	84	247	2940	KJØSNESFJORDEN KRAFTVERK AS
Eiriksdal	Høyanger	80	342	4275	STATKRAFT ENERGI AS
Aurland II H	Aurland	70	259	3703	E-CO ENERGI AS
Aurland II L	Aurland	60	228	3792	E-CO ENERGI AS
Hove	Vik	60	391	6515	STATKRAFT ENERGI AS
Mel	Balestrand	52	193	3715	SFE PRODUKSJON AS
Svelgen IV	Bremanger	50	278	5564	SVELGEN KRAFT AS
Øljusjøen	Lærdal	50	45	894	ØSTFOLD ENERGI AS
Holsbru	Årdal	48,9	84	1718	NORSK HYDRO RJUKAN
Åskåra 2	Bremanger	42	228	5426	SFE PRODUKSJON AS
Aurland IV	Aurland	38	112	2953	E-CO ENERGI AS
Stuvane	Lærdal	38	197	5195	OKKEN KRAFT LÆRDAL KF
Herva	Luster	33	108	3258	NORSK HYDRO RJUKAN
Svelgen II	Bremanger	30	191	6370	SVELGEN KRAFT AS
Øksenelvane	Bremanger	28	162	5786	SFE PRODUKSJON AS
Stordal	Høyanger	26	57	2200	BKK PRODUKSJON AS
Holmen	Aurland	25	81	3240	HOLMEN KRAFT AS
Svelgen III	Bremanger	22	113	5136	SVELGEN KRAFT AS
Målset	Vik	20	63	3155	STATKRAFT ENERGI AS
Høyanger K5B	Høyanger	16	107	6530	STATKRAFT ENERGI AS
Innvik	Stryn	16	55	3548	INNVIK KRAFTVERK AS
Byrkjelo	Gloppen	13	62	4635	BYRKJELO KRAFT AS
Brulandsfoss	Førde	13	59	4744	SUNNFJORD ENERGI AS
Sagefossen	Gloppen	10	43	4238	SFE PRODUKSJON AS
Stakaldefoss	Jølster	10	65	6540	SUNNFJORD ENERGI AS
Svelgen I	Bremanger	10	53	5270	SVELGEN KRAFT AS
Mo	Førde	10	40	3950	SUNNFJORD ENERGI AS
Sum		3804	14290	3757	

6.2.2 Potensielle nye energiprosjekter

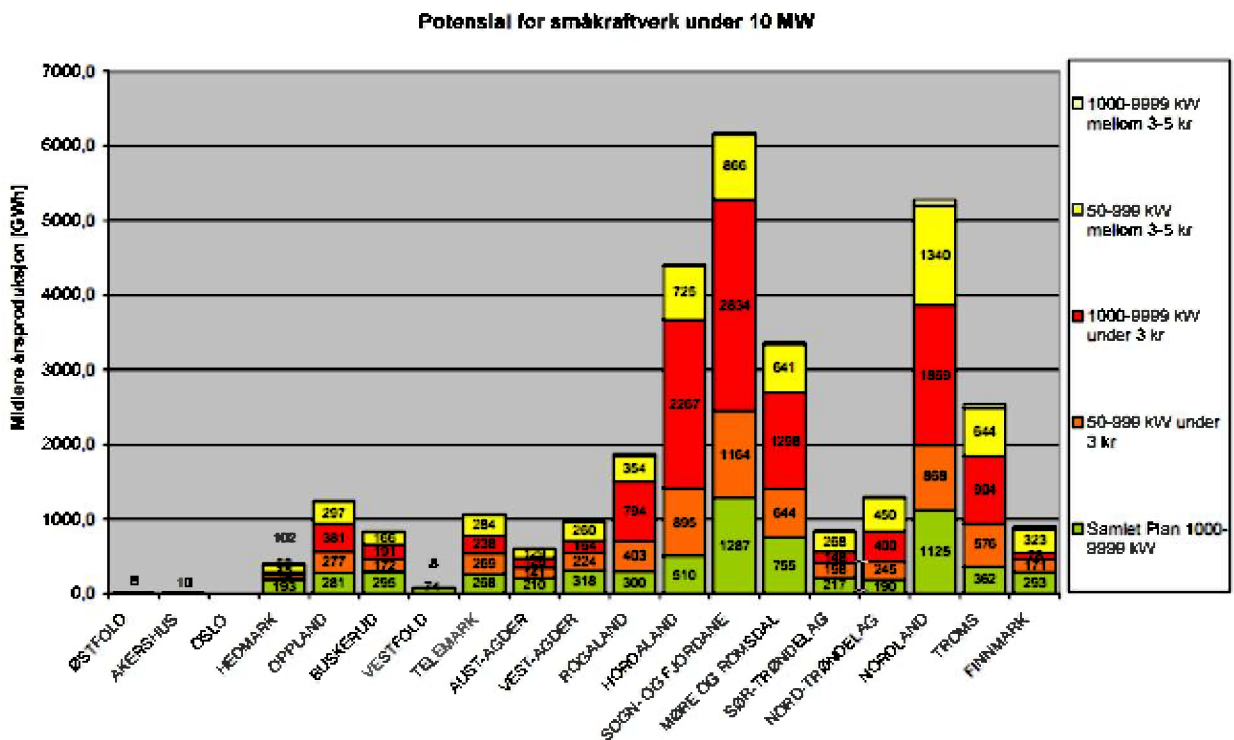
Figuren under gir en fylkesvis oversikt over vannkraft- og vindkraftprosjekter med konsesjon per 2.kvartal 2016.

Fylke	Små vannkraftverk		Over 10 MW inkludert opprusting og utvidelse		Vindkraft	
	Antall	GWh	Antall	GWh	Antall	GWh
Østfold	2	8				
Akershus	1	5				
Hedmark	7	20	4	98	2	825
Oppland	7	37	4	286		
Buskerud	14	55	4	159		
Vestfold	1	1				
Telemark	26	115	7	249		
Aust-Agder	10	167	2	91		
Vest-Agder	33	156	3	69	3	919
Rogaland	35	203	3	45	19	2 213
Hordaland	64	491	8	146	2	147
Sogn og Fjordane	74	702	10	745	5	347
Møre og Romsdal	37	207	3	81	2	1 165
Sør-Trøndelag	20	128	2	1	7	2 587
Nord-Trøndelag	17	119	1	6	5	983
Nordland	57	555	5	173	4	834
Troms	24	167	4	142	3	843
Finnmark	2	24	1	6	2	675
Totalsum	431	3 158	61	2 297	54	11 538

Figur 6-1 Fylkesvis fordeling av prosjekter med konsesjon per 2.kvartal 2016 Error! Bookmark not defined.

6.2.2.1 Vannkraft

I 2004 utførte NVE en kartlegging av potensialet for småkraft i Norge. Som figur under viser er potensialet stort både i Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal. Sogn og Fjordane er ifølge rapporten fylket med størst potensial, med et totalpotensial på 6100 GWh. Også Hordaland og Møre og Romsdal har et høyt potensial, henholdsvis 4400 GWh og 3300 GWh⁴⁷.

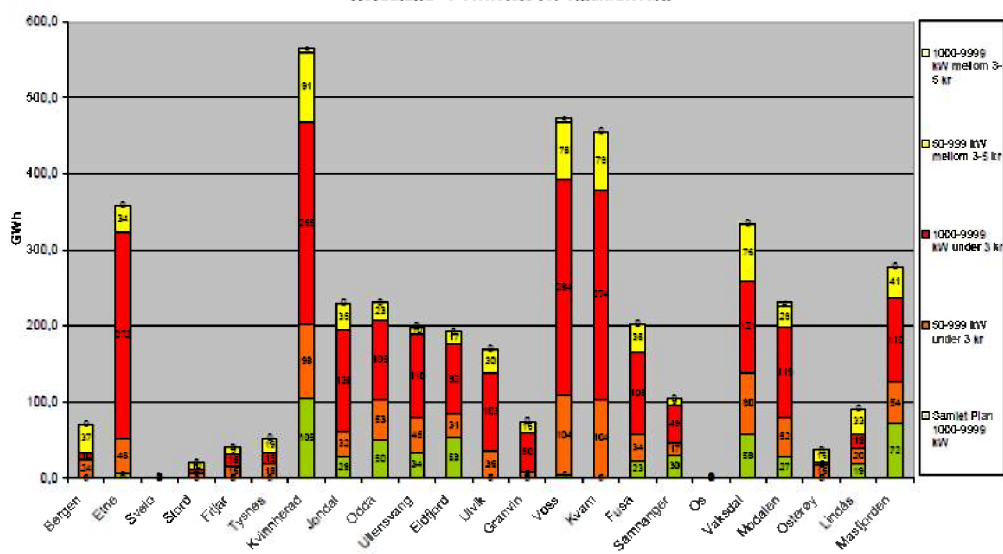


Figur 6-2 Potensial for småkraft ⁴⁷

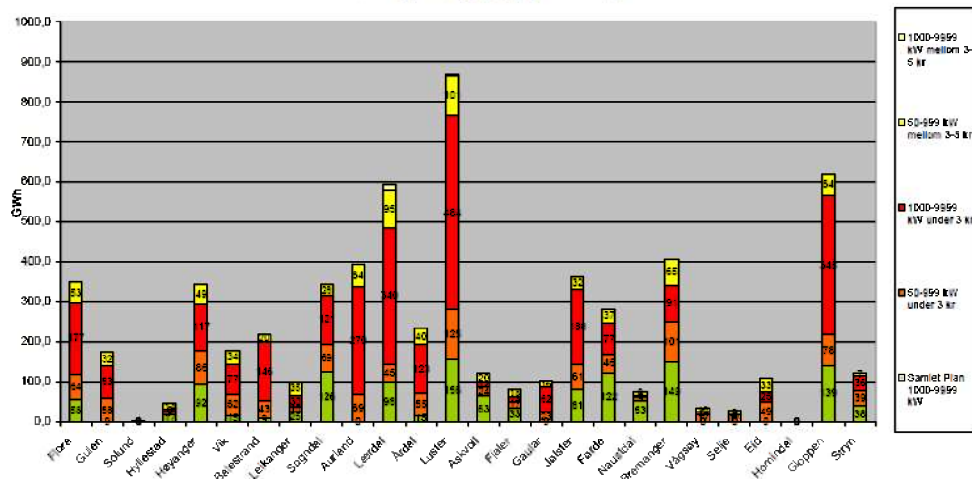
Ressurser med antatt utbyggingspris under 5 NOK/kWh er tatt med. De grønne og røde feltene har utbyggingspris i området 0-3 NOK/kWh, mens de gule har pris 3-5 NOK/kWh.

Figurene (hentet fra ⁴⁷) på den påfølgende siden viser potensial fordelt på kommunene i fylkene.

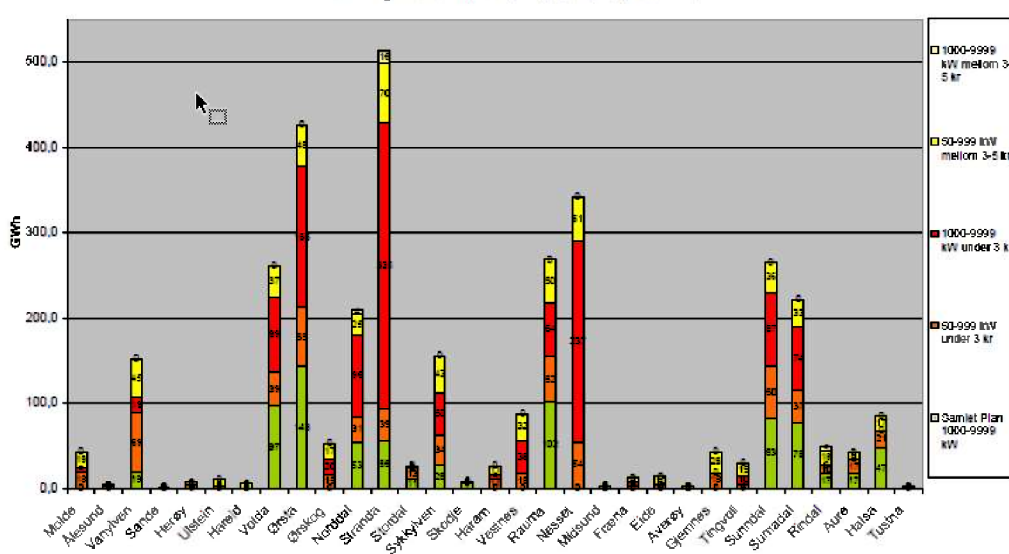
Hordaland - Potensiale for småkraftverk



Sogn og Fjordane - Potensiale for småkraftverk



Møre- og Romsdal - Potensiale for småkraftverk



6.2.2.2 Vindkraft

Tabell 6-6 viser oversikt over vindkraftprosjekter med konsesjon i oppgaveområdet⁴².

Tabell 6-6 Vindparker med konsesjon i regionen

Kommune		Effekt	Årsprod.	Eier
		[MW]	[GWh]	
Hordaland		10	30	
SWAY (testanlegg Kollsnes)	Øygarden	10	30	SWAY AS
Sogn og Fjordane		136	408	
Lutelandet testanlegg	Fjaler	10	30	LUTELANDET ENERGIPARK AS
Lutelandet vindkraftverk	Fjaler	45	135	LUTELANDET ENERGIPARK AS
Hennøy	Bremanger	50	150	VESTAVIND KRAFT AS
Okla vindkraftverk	Selje	21	63	VESTAVIND KRAFT AS
Testområde Stadt - Flytende vindturbiner	Vågsøy, Selje	10	30	KVERNEVIK ENGINEERING AS
Møre og Romsdal		416	1248	
Havsul I vindkraftverk (offshore)	Sandøy, Aukra	350	1050	VESTAVIND OFFSHORE AS
Haram vindkraftverk	Haram	66	198	HARAM KRAFT AS
Sum		562	1686	

I tillegg er det flere prosjekter som er under konsesjonsbehandling. For øyeblikket er alle disse i Sogn og Fjordane, se tabell under⁴².

Tabell 6-7 Vindparker under behandling i regionen

Kommune		Effekt	Årsprod.	Eier
		[MW]	[GWh]	
Sogn og Fjordane		627	1881	
Dalsbotnfjellet vindkraftverk	Gulen	150	450	ZEPHYR AS
Sandøy	Gulen	75	225	STATKRAFT AGDER ENERGI VIND
Vågsvåg vindkraftverk	Vågsøy	24	72	ZEPHYR AS
Guleslettene	Flora, Bremanger	160	480	GULESLETTENE VINDKRAFT AS
Bremangerlandet	Bremanger	80	240	VESTAVIND KRAFT AS
Ulvegveina	Solund	138	414	STATKRAFT AGDER ENERGI VIND

6.3 Forbruk og distribusjon

6.3.1 Forbruk

6.3.1.1 Maritim transport

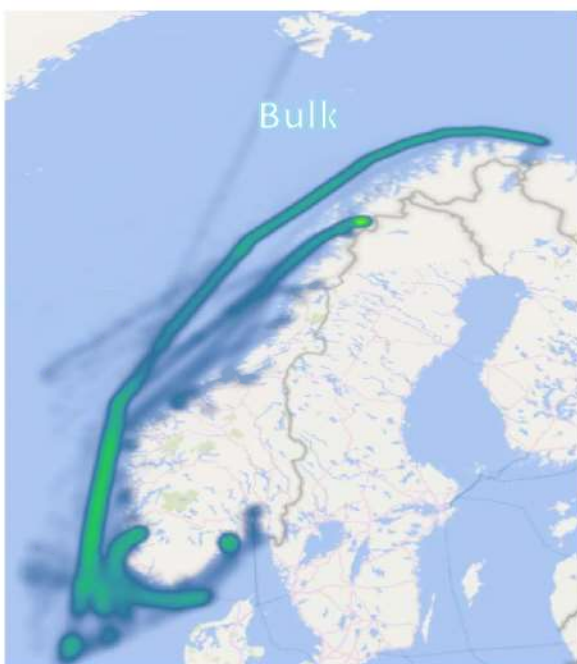
Tabell 6-8 Årlig drivstofforbruk (tonn dieselevivalent/år) fordelt på skipsstørrelser (Gross tonn) i Norsk innenriksfart - 2013

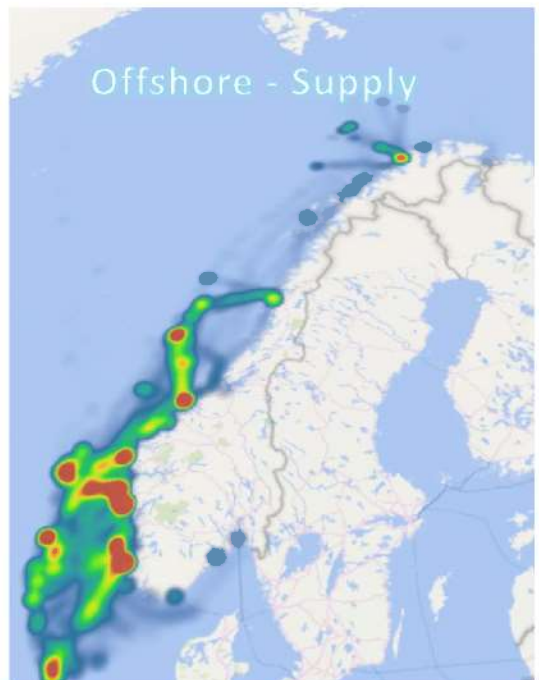
	1. < 1000 GT	2. 1000 - 4999 GT	3. 5000 - 9999 GT	4. 10000 - 24999 GT	5. 25000 - 49999 GT	6. 50000 - 99999 GT	7. >= 100000 GT	Grand Total
01 Oljetankere	2714	4184		8	235	15079	1406	23626
02 Kjemikalie- /produkttankere	431	12938	3828	15492	363			33053
03 Gasstankere	0	3241	413	4933	1018		187	9791
04 Bulkskip	780	5538	6851	3776	267	193		17405
05 Stykkgodsskip	8716	64219	2203	212	283			75633
06 Kontainerskip		18	10072	653				10743
07 Ro Ro last	609	5010	4059	270	4			9953
08 Kjøle-/fryseskip	3	11908	179					12090
09 Passasjer	57884	77733	54461	93198	16791	30399	12245	342711
10 Offshore supply skip	1259	160011	119994					281264
11 Andre offshore service	1848	10390	12304	18095	1947	934		45518
12 Andre aktiviteter	29280	35732	9131	1372	14648	647	28	90838
13 Fiskefartøy	46629	80111	10					126750
Grand total	150152	471032	223505	138010	35557	47252	13865	1079374

Tabell 6-9 Drivstofforbruk (tonn dieselekvivalent/år) i et utvalg av de største havnene i Hordaland, Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal fordelt på skipenes vekt i brutto tonn (BT)

By	< 1000 BT	1000 - 4999 BT	5000 - 9999 BT	10000 - 24999 BT	25000 - 49999 BT	50000 - 99999 BT	>= 100000 BT	Totalt
Bergen	688	4166	18422	1347	591	555	153	25921
Mongstad	541	4355	5025	2119	1100	3245		16385
Florø	365	3788	2874	321	389			7738
Ågotnes	58	1656	3537	495	101			5847
Ålesund	426	2918	532	248	155	296	80	4656
Kristiansund	310	1460	1536	231	45			3582

På de neste sidene er det gitt tetthetsplott som viser drivstofforbruk for alle skipskategorier.







Bilferger

Tabellene under gir oversikt over samband og fergestrekninger med noen nøkkeldata for alle de tre fylkene.

Tabell 6-10 Fergestrekninger i Hordaland

Oversikt over samband og fergestrekninger i Hordaland					
Navn	Vegtype	Fergekai fra	Fergekai til	Overfartstid	Distanse
Breistein - Valestrandfossen	FV	Breistein	Valestrandfossen	10 min	2500 m
Buavåg - Langevåg	FV	Buavåg	Langevåg	10 min	5820 m
Hatvik - Venjaneset	FV	Hatvik	Venjaneset	12 min	3260 m
Husavik - Sandvikvåg	FV	Husavik	Sandvikvåg	20 min	6920 m
Jektevik - Hodnanes - Nordhuglo	FV	Jektevik	Hodnanes	10 min	2400 m
Jektevik - Hodnanes - Nordhuglo	FV	Nordhuglo	Hodnanes	15 min	2600 m
Jektevik - Hodnanes - Nordhuglo	FV	Jektevik	Nordhuglo	15 min	3900 m
Jondal - Tørvikbygd	FV	Jondal	Tørvikbygd	20 min	5150 m
Klokkarvik - Hjeltestad	FV	Klokkarvik	Lerøy		1250 m
Klokkarvik - Hjeltestad	FV	Hjeltestad	Bjelkarøy		1940 m
Klokkarvik - Hjeltestad	FV	Lerøy	Bjelkarøy		4430 m
Klokkarvik - Hjeltestad	FV	Klokkarvik	Bjelkarøy		4770 m
Klokkarvik - Hjeltestad	FV	Hjeltestad	Lerøy		6260 m
Klokkarvik - Hjeltestad	FV	Klokkarvik	Hjeltestad	35 min	6600 m
Krokeide - Hufthamar	FV	Krokeide	Hufthamargavl	35 min	13040 m
Leirvåg - Sløvåg - Skipavik	FV	Sløvåg	Skipavik (SF)	10 min	2220 m
Leirvåg - Sløvåg - Skipavik	FV	Leirvåg	Skipavik (SF)	15 min	5190 m
Leirvåg - Sløvåg - Skipavik	FV	Leirvåg	Sløvåg	30 min	5740 m
Løfallstrand - Gj.havn - Varaldsøy	FV	Varaldsøy	Gjermundshamn	15 min	4000 m
Løfallstrand - Gj.havn - Varaldsøy	FV	Løfallstrand	Gjermundshamn	25 min	7060 m
Løfallstrand - Gj.havn - Varaldsøy	FV	Varaldsøy	Løfallstrand	25 min	8150 m
Masfjordnes - Duesund	FV	Masfjordnes	Duesund	10 min	750 m
Sandvikvåg - Halhjem	RV	Sandvikvåg	Halhjem	40 min	21700 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Sydnes	Utbjoa		10000 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Borgundøy	Fjellbergøy		1100 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Fjellbergøy	Utbjoa		11100 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Borgundøy	Utbjoa		11300 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Skjersholmane	Utbjoa		12200 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Skjersholmane	Borgundøy		12800 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Skjersholmane	Fjellbergøy		13000 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Skjersholmane	Sydnes		15000 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Fjellbergøy	Sydnes		2400 m
Skjersh. - Bo.øy - Fj.øy - Utbjoa	FV	Sydnes	Borgundøy		3000 m
Skjersholmane - Ranavik	FV	Ranavik	Hodnanes		11200 m
Skjersholmane - Ranavik	FV	Sunde	Hodnanes		11600 m
Skjersholmane - Ranavik	FV	Ranavik	Jektevik		13200 m
Skjersholmane - Ranavik	FV	Sunde	Jektevik		13700 m
Skjersholmane - Ranavik	FV	Ranavik	Skjersholmane	40 min	14290 m
Skjersholmane - Ranavik	FV	Skjersholmane	Sunde	55 min	16200 m
Skjersholmane - Ranavik	FV	Sunde	Ranavik	15 min	3800 m
Skånevik - Utåker	FV	Sunde i Matre	Utåker	15 min	3430 m
Skånevik - Utåker	FV	Skånevik	Utåker	20 min	5930 m
Skånevik - Utåker	FV	Sunde i Matre	Skånevik	25 min	7590 m
Sævrøy - Fedje	FV	Sævrøy	Fedje	30 min	8080 m
Utne - Kinsarvik - Kvanndal	FV	Kinsarvik	Kvanndal	45 min	12220 m
Våge - Halhjem	FV	Våge	Halhjem	35 min	12460 m

Tabell 6-11 Fergestrekninger i Sogn og Fjordane

Oversikt over samband og fergestrekninger i Sogn og Fjordane

Navn	Vegtype	Fergekai fra	Fergekai til	Overfartstid	Distanse
Anda - Lote	RV	Lote	Anda	10 min	2100 m
Askvoll - Gjervik/Fure/Værlandet	FV	Fure	Værlandet		19000 m
Askvoll - Gjervik/Fure/Værlandet	FV	Askvoll	Værlandet	75 min	19630 m
Askvoll - Gjervik/Fure/Værlandet	FV	Gjervik	Værlandet		20400 m
Askvoll - Gjervik/Fure/Værlandet	FV	Askvoll	Gjervik	15 min	3240 m
Askvoll - Gjervik/Fure/Værlandet	FV	Fure	Askvoll	35 min	5600 m
Askvoll - Gjervik/Fure/Værlandet	FV	Fure	Gjervik		7600 m
Dale - Eikenes	FV	Dale	Eikenes	25 min	5700 m
Fodnes - Mannheller	RV	Fodnes	Mannheller	15 min	3280 m
Haldorsneset - Daløy	FV	Haldorsneset	Daløy	8 min	1220 m
Hella - Dragsvik/Vangsnes	RV	Hella	Dragsvik	10 min	1800 m
Hella - Dragsvik/Vangsnes	RV	Vangsnes	Hella	15 min	4300 m
Hella - Dragsvik/Vangsnes	RV	Vangsnes	Dragsvik	30 min	4850 m
Isane - Stårheim	FV	Isane	Stårheim	15 min	4400 m
Krakhella - Rysjedalsvika/Rutledal/Losna	FV	Rysjedalsvika	Losna		11000 m
Krakhella - Rysjedalsvika/Rutledal/Losna	FV	Rutledal	Krakhella	40 min	13150 m
Krakhella - Rysjedalsvika/Rutledal/Losna	FV	Krakhella	Rysjedalsvika	65 min	15500 m
Krakhella - Rysjedalsvika/Rutledal/Losna	FV	Losna	Krakhella		5400 m
Krakhella - Rysjedalsvika/Rutledal/Losna	FV	Rutledal	Rysjedalsvika	25 min	7000 m
Krakhella - Rysjedalsvika/Rutledal/Losna	FV	Rutledal	Losna		8000 m
Mjånes-Hisarøy	FV	Mjånes	Hisarøy		750 m
Oldeide - Måløy	FV	Husevågøy	Måløy		3500 m
Oldeide - Måløy	FV	Oldeide	Husevågøy		4400 m
Oldeide - Måløy	FV	Oldeide	Måløy	35 min	7900 m
Oppedal - Lavik	RV	Oppedal	Lavik	20 min	5100 m
Smørhamn - Kjelkenes	FV	Smørhamn	Kjelkenes	45 min	12500 m

Tabell 6-12 Fergestrekninger i Møre og Romsdal

Oversikt over samband og fergestrekninger i Møre og Romsdal

Navn	Vegtype	Fergekai fra	Fergekai til	Overfartstid	Distanse
Arasvika - Hennset	FV	Arasvika	Hennset	15 min	3170 m
Bratvåg - Dryna - Nordøyane	FV	Dryna	Fjørtofta		10980 m
Bratvåg - Dryna - Nordøyane	FV	Brattvåg	Fjørtofta		11960 m
Bratvåg - Dryna - Nordøyane	FV	Dryna	Harøya		12150 m
Bratvåg - Dryna - Nordøyane	FV	Brattvåg	Harøya	40 min	13260 m
Bratvåg - Dryna - Nordøyane	FV	Fjørtofta	Harøya	0 min	2630 m
Bratvåg - Dryna - Nordøyane	FV	Brattvåg	Dryna	25 min	6250 m
Eidsdal - Linge	FV	Eidsdal	Linge		2700 m
Festøya - Hundeidvik	FV	Festøya	Hundeidvika	20 min	4780 m
Geiranger - Hellesylt	FV	Geiranger	Hellesylt		19940 m
Geiranger - Valldal	FV	Geiranger	Valldal		25000 m
Halsa - Kanestraum	RV	Halsa	Kanestraum		5430 m
Hareid - Sulesund	FV	Hareid	Sulesund	25 min	7740 m
Hareid - Ålesund	FV	Hareid	Valderøya		0 m
Hareid - Ålesund	FV	Hareid	Ålesund		0 m
Hollingsholm - Aukra	FV	Aukra	Hollingsholmen	15 min	2961 m
Kristiansund - Bremsnes	FV	Bremsnes	Kristiansund		4730 m
Kvanne - Røkkum	FV	Kvanne	Rykkjem		2450 m
Larsnes - Åram - Voksa - Kvamsøy	FV	Åram	Voksa	15 min	2590 m
Larsnes - Åram - Voksa - Kvamsøy	FV	Voksa	Kvamsøya		3980 m
Larsnes - Åram - Voksa - Kvamsøy	FV	Larsnes	Åram	15 min	4070 m
Larsnes - Åram - Voksa - Kvamsøy	FV	Åram	Kvamsøya		4400 m
Larsnes - Åram - Voksa - Kvamsøy	FV	Larsnes	Voksa		5500 m
Larsnes - Åram - Voksa - Kvamsøy	FV	Larsnes	Kvamsøya		7500 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Skår	Lekneset		2680 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Sæbø	Lekneset	15 min	3220 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Trandal	Standal		4040 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Sæbø	Skår		4420 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Sæbø	Trandal		6200 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Sæbø	Viddal		6200 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Lekneset	Trandal		6860 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Sæbø	Standal		8290 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Lekneset	Viddal		8600 m
Leknes - Sæbø - Standal - Trandal	FV	Lekneset	Standal		9300 m
Liabygda - Stranda	FV	Stranda	Liabygda	15 min	2800 m
Molde - Sekken	FV	Molde	Sekken	40 min	11500 m
Molde - Vestnes	RV	Molde	Vestnes	35 min	11520 m
Sandvika - Edøy	FV	Edøya	Forsnes		21300 m
Sandvika - Edøy	FV	Vinsternes	Forsnes		25400 m
Sandvika - Edøy	FV	Aukan	Vinsternes		3120 m
Sandvika - Edøy	FV	Sandvika	Edøya		6070 m
Sandvika - Edøy	FV	Vinsternes	Edøya		9700 m
Seivika - Tømmervåg	FV	Seivika	Tømmervåg		6830 m
Skjeltene - Haramsøya - Løvsøya	FV	Skjeltene	Løvsøya		4260 m
Skjeltene - Haramsøya - Løvsøya	FV	Haramsøya	Løvsøya		4440 m
Skjeltene - Haramsøya - Løvsøya	FV	Haramsøya	Skjeltene		5004 m
Skjeltene - Haramsøya - Løvsøya	FV	Skjeltene	St. Kalvøy		9540 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Orta	Ona		11920 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Småge	Sandøya		13500 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Småge	Finnøya		14500 m

Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Småge	Ona		14500 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Finnøya	Sandøya		4500 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Sandøya	Ona		6500 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Orta	Sandøya		6500 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Småge	Orta		6500 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Orta	Finnøya		7500 m
Småge - Orta - Finnøya - Sandøya - Ona	FV	Finnøya	Ona		9500 m
Solevåg - Festøya	RV	Festøya	Solavågen	20 min	4440 m
Solevåg - Festøya	RV	Solholmen	Hundeidvika		6800 m
Solholmen - Mordalsvågen	FV	Solholmen	Mordalsvågen		2770 m
Solholmen - Mordalsvågen	FV	Aukra	Mordalsvågen		2960 m
Solholmen - Mordalsvågen	FV	Solholmen	Aukra		3600 m
Sykkylven - Magerholm	FV	Sykkylven	Magerholm	15 min	3710 m
Sølsnes - Åfarnes	FV	Sølsnes	Åfarnes		3400 m
Volda - Folkestad	RV	Volda	Folkestad	12 min	3310 m
Volda - Lauvstad	FV	Volda	Lauvstad		7510 m
Årvik - Koparnes	FV	Årvik	Koparneset		2500 m

6.3.1.2 Landbasert transport

I dette kapitlet er regnestykkene bak anslaget for forbruk fra busser, tungtransport og personbiler gitt. Tallene og forutsetninger brukt i regnestykkene er gitt i kapittel 2.1.1.2 og 4.1.1.2.

Busser

$$\text{Hordaland:} \quad = 3900 \text{ kg/år} \cdot \frac{53 \cdot 10^6}{564 \cdot 10^6} \cdot 10 \% \cdot 8500 = 310 \text{ tonn/år}$$

$$\text{Sogn og Fjordane} \quad = 3900 \text{ kg/år} \cdot \frac{7.5 \cdot 10^6}{564 \cdot 10^6} \cdot 10 \% \cdot 8500 = 45 \text{ tonn/år}$$

$$\text{Møre og Romsdal} \quad = 3900 \text{ kg/år} \cdot \frac{8.9 \cdot 10^6}{564 \cdot 10^6} \cdot 10 \% \cdot 8500 = 50 \text{ tonn/år}$$

Tungtransport

$$\text{Hordaland:} \quad = 8640 \text{ kg/år} \cdot \frac{78 \cdot 10^6}{1964 \cdot 10^6} \cdot 25 \% \cdot 7500 = 640 \text{ tonn/år}$$

$$\text{Sogn og Fjordane} \quad = 8640 \text{ kg/år} \cdot \frac{31 \cdot 10^6}{1964 \cdot 10^6} \cdot 25 \% \cdot 7500 = 260 \text{ tonn/år}$$

$$\text{Møre og Romsdal} \quad = 8640 \text{ kg/år} \cdot \frac{75 \cdot 10^6}{1964 \cdot 10^6} \cdot 25 \% \cdot 7500 = 620 \text{ tonn/år}$$

Personbiler

$$\text{Hordaland:} \quad = 123 \text{ kg/år} \cdot \frac{2953}{34434} \cdot 50\,000 = 525 \text{ tonn}$$

$$\text{Sogn og Fjordane} \quad = 123 \text{ kg/år} \cdot \frac{719}{34434} \cdot 50\,000 = 130 \text{ tonn}$$

$$\text{Møre og Romsdal} \quad = 123 \text{ kg/år} \cdot \frac{1719}{34434} \cdot 50\,000 = 305 \text{ tonn}$$

6.4 Muligheter for verdiskaping

Tabellen under viser nøkkeltall for de maritime og marine næringene i regionen⁹⁶. For enkelhets skyld slås maritime og marine næringer sammen da de har mange overlappende funksjoner og næringsområder, og maritim virksomhet i olje- og gassnæringen er også inkludert.

Tabell 6-13 Nøkkeltall for maritime og marine næringer i regionen

	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal
Ansatte	19 870 (16,8 %)	5 039 (4,3 %)	17 876 (15,1 %)
Omsetning (MRD NOK)	114 (23,0 %)	17 (3,5 %)	84 (16,9 %)
Verdiskaping (MRD NOK)	24.6 (18,5 %)	3.9 (3,0 %)	20.6 (15,5 %)
Driftsresultat (MRD NOK)	9.6	1.3	6.6
Årsresultat (MRD NOK)	10.6	1.0	3.8
Foretak	2 331 (11,5 %)	846 (4,2 %)	2 247 (11,1 %)

⁹⁶ Maritime Næringer – Nøkkeltall 2013 <http://www.vestlandsraadet.no>



About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.