



SLUTTRAPPORT

Prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

– Eit KLIMASATS-prosjekt –

Hellesylt, 3. oktober 2017

INNHALD

1. Føreord	4
2. Samandrag.....	5
2.1. Overordna resultat.....	5
2.2. Resultat frå delprosjekta	6
2.2.1. Lokal produksjon og distribusjon av H ₂	6
2.2.2. Marknad for H ₂	7
2.2.3. Økonomi.....	8
2.2.4. Landstraumalternativet	9
3. Bakgrunn.....	10
4. Innleiing	11
4.1. Organisering av prosjektet	11
4.2. Mål.....	12
4.2.1. Overordna mål.....	12
4.2.2. Delmål.....	12
4.2.2.1. Auke lønsemda i lokale småkraftverk.....	12
4.2.2.2. Få i bruk hydrogen som drivstoffkjelde for i lokal fjordtrafikk og i landtransport (buss, personbil, godstransport)	12
4.3. Arbeidsform	13
5. Utreiingar frå delprosjekta	14
5.1. Arbeidsgruppe 1: Lokal produksjon og distribusjon av hydrogen	14
5.2. Arbeidsgruppe 2: Status og forventa utvikling for brenselcelle-teknologi og lagringssystem, inkl. sikkerheit.....	24
5.3. Arbeidsgruppe 3: Marknaden for hydrogen.....	32
5.4. Arbeidsgruppe 4: Økonomi	38
5.5. Arbeidsgruppe 5: Organisering av eit selskap som ev. skal investere og drifte produksjonsanlegget	47
5.6. Arbeidsgruppe 6: Landstraumalternativet	49
7. Drøftingsdel.....	54
7.1. Kva må til for å få etablert eit nullutsleppsalternativ for ferjetrafikken på verdsarvfjorden Hellesylt – Geiranger.....	54
7.1.1. Teknologiske barrierar/utfordringar	54
7.1.1.1 Tryggleik.....	54
7.1.1.2 Konsesjon ved bygging av eigne forsyningsliner til produksjon av hydrogen.....	56
7.1.1.3. Økonomiske barrierar/utfordringar	56
7.1.2. Lokale barrierar/utfordringar	57

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

7.1.2.1. Plassering av elektrolysestasjon	57
7.1.2.2. Lokal reguleringsplan for Hellesylt sentrum.....	57
7.1.3. Andre barrierar/utfordringar	59
7.1.3.1. Utnytting av biprodukt frå produksjonen av hydrogen.....	59
7.2. Strategiar for å nå målet	60
8. Vedlegg	61
8.1. Deltaking på kurs, konferansar m.m.....	61
8.2. Presseomtale	62
8.3. Artiklar i fagtidsskrift.....	63
8.4. Fagstoff og grunnlagsmateriale utarbeidd som del av prosjektet.....	64
8.4.1. Reknearkmodellar	64
8.4.1.1. Innsparte marginaltap og kostnader med HHH i og utanfor kraftverk.....	64
8.4.1.2. Kostanalyse Hellesylt Hydrogen.....	64
8.4.1.3. Rekneark - Rapport for 5 alternativ	64
8.4.2. Oversikt over støtteordningar for etablering av produksjon av hydrogen.....	64
8.4.3. Spesifikasjon for utstysrleverandørar på Hannovermessa.....	64
8.5 Administrative vedlegg	64
8.5.1. Tidsforbuk/timeliste.....	64
8.5.2. Prosjektrekneskap	64
8.6. Bildeoversikt.....	64

1. FØREORD

Denne rapporten gir ein oversikt over resultatane frå KLIMASATS-prosjektet Hellesylt Hydrogen Hub (heretter: HHH).

Stranda kommune søkte støtte til gjennomføring av prosjektet frå KLIMASATS-ordninga i 2016, type tiltak: Forprosjekt for klimagassreduserande tiltak (referansenr.: 16S4E5BD). Vi fekk tildelt ei løyving på 250 000 kr frå Miljødirektoratet. I tillegg fekk vi støtte frå Møre og Romsdal fylkeskommune på (inntil) 136 100 kr. Vi takkar for løyvingane.

Samstundes vil eg som prosjektleiar rette ein stor takk til prosjektdeltakarane som har lagt ned ein vesentleg større innsats enn det eg har hatt økonomisk dekning for. Det er med andre ord lagt ned ein svært omfattande dugnadsinnsats i prosjektet. Tilbakemeldinga er at dei ser på dette som eit svært interessant prosjekt, og også at dei har fått stor fagleg utbyte av arbeidet.

Prosjektet har fått stor merksemd både lokalt, regionalt, nasjonalt og internasjonalt. Det er sett opp ein samla oversikt over artiklar, publikasjonar og andre informasjonsaktivitetar i eit vedlegg til rapporten.

Rapporten er utarbeidd i samarbeid mellom Stranda kommune og delprosjektleiarane.

Forprosjektet var meint å danne vedtaksgrunnlag for eit etterfølgjande investeringsprosjekt til infrastruktur. Dette skulle omfatte elektrolyseeining, forsyningssystem for maritim transport på verdsarvfjorden [i første rekkje ferja på strekninga Hellesylt Geiranger, men også for landbasert transport [bil/buss] i nærområdet. På det tidspunktet rapporten vart skriven ferdig har det ikkje lukkast å få signal frå aktuelle aktørar om framtidige leveransar av hydrogen som gir sikkert nok grunnlag for såpass store investeringar som dette vil krevje. Årsaka er nok at det ser ut til å råde ei viss usikkerheit blant aktørane om kor vidt ein skal satse på hydrogen- versus batteriframdrift.

I alle høve er det gjennom dette prosjektet gjort så grundige analysar av dei viktigaste føresetnadene (økonomi, kraftforsyning m.m.) for produksjon av hydrogen basert på lokale ressursar at den vil vere eit svært godt grunnlag for ei framtidig omlegging til hydrogendrift for den maritime transporten på verdsarvfjorden.

Rammevilkåra for denne transporten er delvis politisk styrt. Det kviler difor eit ansvar på politikarane når det gjeld å legge til rette for ei ønska utvikling i retning av ei låg- og nullutsleppsframtid for fjordtrafikken, spesielt i eit verdsarvområde som er av dei aller viktigaste turistdestinasjonane i landet.

2. SAMANDRAG

Rapporten tek for seg 6 ulike delproblemstillingar knytt til etablering av eit produksjons- og leveringssystem for hydrogen på Hellesylt som skal gjere det mogleg å ta i bruk nullutsleppsteknologi for store deler av transporten (i første rekkje ferje- og fjordcruise) på verdsarvfjorden. Samstundes har ein sett på mulegheiter for også å kunne levere hydrogen til landtransport (bil, buss) ved å etablere fyllestasjon som ein del av den same infrastrukturen ettersom dette vil styrkje grunnlaget for investeringane og økonomien ved den maritime satsinga.

Problemstillingar

Problemstillingane i HHH vart definerte slik i søknaden:

Overordna problemstilling

Greie ut mulegheitene for å etablere hydrogenproduksjon basert på småkraft i Sunnylven (omfattar Langedalen/Nibbedalen, Bygda og Hellesylt tettstad) som i dag er eit område som har store utfordringar med «innestengt» produksjon ('stranded energy'¹).

Delproblemstillingar

- Problemstilling 1: Lokal produksjon og distribusjon av H₂
- Problemstilling 2: Status og forventa utvikling for brenselcelle-teknologi og lagringssystem. Tryggleik.
- Problemstilling 3: Marknad for H₂
- Problemstilling 4: Økonomi
- Problemstilling 5: Organisering
- Problemstilling 6: Landstraumalternativet

Ein har ikkje gjort konkrete vurderingar for bruk av «biprodukta» frå produksjon av hydrogen (oksygen og termisk energi).

2.1. OVERORDNA RESULTAT

Det er gjort eit svært omfattande dokumentasjonsarbeid for å analysere mulegheitsrommet (m.a. teknisk, økonomisk) for etablering av hydrogenproduksjon basert på overskottskraft frå småkraftverk i Sunnylven i Stranda kommune. Dette arbeidet viser at ei slik satsing er fullt ut mogleg. Fleire større aktørar kan tenkje seg å etablere eit selskap som skal stå for produksjon og distribusjon av hydrogen, men vil avvente skiping inntil aktuelle aktørar gir klare signal på at ein ønskjer å ta i bruk

¹ Eksisterande småkraftverk i området får ikkje produsert den mengda dei har konsesjon til fordi overføringskapasiteten ut av området til overordna nett er for liten, jf. «stranded energy». I tillegg er det i periodar store marginaltap knytt til leveringa.

hydrogen som drivstoff for farty som driv transportverksemd på fjorden (ferjer, annan fjordtrafikk). Det er også opp til styresmaktene å gi sterke nok incitament til at aktørane torer å satse på nullutsleppsteknologi.

2.2. RESULTAT FRÅ DELPROSJEKTA

2.2.1. LOKAL PRODUKSJON OG DISTRIBUSJON AV H_2

Det er gjort utrekningar av produksjonskapasiteten for hydrogen i form av reknearkmodellar for dei to mest aktuelle kraftverka (Stadheim og Ringdal).

Reknearkmodellane (6) er lagde ved rapporten og viser at produksjon av hydrogen både er mogleg og lønsamt under dei føresetnadene ein må rekne med, gitt dei målsetjingane prosjektet har definert.

For produksjon/distribusjon har ein vurdert plassering av elektrolysestasjon og containerlager ved kraftverk og transport av containerar til ferje.

I tillegg har ein sett på mulegheita for plassering av elektrolyseanlegg og lagermodul på eksisterande ferjekai på Hellesylt og fylling av ferje ved tilførsle via rør. Det er òg vurdert komplettering av dispensieranlegg for fylling av buss/bil. Mating av anlegget må då skje anten via el-nettet eller med direkte kabling frå kraftverk. Det er ikkje konkludert m.o.t. kva val som bør gjerast i den samanheng fordi det vil vere bestemt av ei rekkje faktorar som ein ikkje kan ta stilling til p.t. (ev. reguleringsendringar, tryggleik, utbygging av straumnettet m.m.). Men ein har tydeleggjort føremonar/ulempar, kostnader m.m. ved val av løysing slik at ein kan gjere kvalifiserte vurdringar ved eit ev. investeringsvedtak.

Status og forventa utvikling for brenselcelle-teknologi og lagringssystem. Sikkerheit.

I dette delprosjektet har ein prøvd å finne gjeldande status for brenselcelleteknologi for maritim transport. Tre personar deltok på Hannover-messa i Tyskland (24-28.04.2017) der aktuelle leverandørar presenterte utstyr i form av utstillingar og føredrag.

Ved oppstart av HHH prosjektet i 2016 var det ikkje så mange prosjekt som såg på bruk av hydrogen og brenselceller for maritimt bruk. Målsetjinga til delprosjekt 2 var då å gjere ei utgreiing / kartlegging av aktuelle teknologiar som kunne vere aktuelle for maritimt bruk.

Undervegs i prosjektet har det vorte starta opp fleire interessante og relevante prosjekt både i Noreg og utlandet. Dei fleste av desse har som mål å realisere eit konkret fartøy som nyttar hydrogen og brenselcelle til framdrift. Desse prosjekta må då løyse problemstillingar knytt til både teknisk design, sikkerheit og drift, og ikkje minst også spørsmål knytt til produksjon og leveranse av hydrogen.

Sikkerheitsproblematikken knytt til bruk og lagring av hydrogen er eit område der nasjonale mynde p.t. ikkje har kome med eit komplett og godkjent regelverk enno, men

prosjektet har vore i laupande kontakt med aktuelle institusjonar (m.a. Direktoratet for samfunnssikkerheit og beredskap (heretter: dsb). I Hellesylt har ein i tillegg til dei ordinære problemstillingane ved lagring av H_2 også problematikk knytt til fjellskred og flodbølge (Åknes-remna) som gjer val av geografisk plassering for produksjonsanlegg og infrastruktur ekstra utfordrande. Ein må i tillegg vente på klarare regelverk frå overordna mynde.

2.2.2. MARKNAD FOR H_2

Utgangspunktet for marknadsvurderinga i HHH-prosjektet var at prosjektet skulle medverke til meir miljøvenleg ferjetransport på strekninga Hellesylt-Geiranger. Fiskerstrand Verft AS (FV) fekk i desember 2016 tilsegn om utvikling og opsjon på finansiering av ombygging/retrofit av det som kan bli verdas første hydrogenferje i ordinær trafikk, tentativt 2020. Prosjektet knytte difor tidleg kontakt med verftet for å sjå på mulegheitene for å plassere testferja på denne strekninga. Argumentasjonen har vore at dette ville gi FV-prosjektet eit ekstra løft ved at ein her kunne produsere grøn hydrogen (dvs. ved 100% fornybar energi) og at ein ville få ein ekstra marknadsføringsdimensjon til prosjektet ved å plassere testferja på ein verdsarvfjord.



Figur 1: Prosjektgruppa på vitjing hos Fiskerstrand verft , januar 2017.

Når rapporten vert skriven er det ikkje fatta vedtak om kva type ferje (ny, ombygging av gammal) som skal brukast i ein testfase og kva strekning denne ferja ev. skal trafikkere. HHH har difor også kontakta Fjord1 med tanke på å få etablert ein intensjonsavtale om hydrogenifisering av ferjemateriellet på denne strekninga. Selskapet ønskjer p.t. ikkje å binde seg til noko form for (intensjons)avtale. Dei grunngir dette med at batteriteknologien er i så rask endring at ein vil avvente utviklinga på området.

Når det gjeld landtransport konkluderer prosjektet med at utviklinga peikar i retning av at ein på litt sikt må rekne med at det kjem såpass mykje landbasert transportmateriell (buss, bil) basert på hydrogendrift at dette vil skape grunnlag for avsetnad for ein del av den restkapasiteten for H_2 -produksjon som kraftverka i området kan levere i tillegg til ferjedrifta. Men utviklinga innan bil-/bussegmentet er noko meir marknadsstyrt enn i maritim sektor, og dermed mindre føreseieleg.

2.2.3. ØKONOMI

I prosjektet er det laga reknearkmodellar for økonomien ved produksjon av hydrogen der ein tek utgangspunkt i dagens ferjetransport Hellesylt-Geiranger. Modellane byggjer på innhenta budsjetttilbod på elektrolyseutstyr frå to leiande leverandørar, som igjen er basert på spesifikasjon utarbeidd for utstyrsleverandørar på Hannovermessa 2017. Modellane er konstruerte med tanke på simulering av endringar i føresetnader (t.d. kraftprisar, rentekostnader). Dette delprosjektet er gjennomført i tett samarbeid mellom delprosjekt 1 og 4.

Reknearkmodellane er lagde ved rapporten og viser at ferdig hydrogen kan leverast på Hellesylt ferjekai med ein produksjonskostnad på 40-50 kr/kg. Basert på ei rekkje føresetnader vil dette gje ein framdrifts-kostnad på line med dagens kostnad for miljødiesel. Kor vidt dette er konkurransedyktig vil vere avhengig av utviklinga i marknaden, men ikkje minst av politiske føringar/avgifts- og stønadspolitik.

Intern organisering av HHH og ev. etablering av eit produksjons- og distribusjonsselskap (Hellesylt Hydrogen AS)

HHH vart splitta i 6 delprosjekt, men delprosjekt marknad har delvis blitt slått saman med produksjon og økonomi. Kvart delprosjekt hadde ein prosjektleiar (jf. Kap. 4.1.) med ansvar for utgreiing og rapportering til hovudprosjektleiar som har vore Stranda kommune v/næringssjef Inge Bjørdal. Medlemmene av delprosjekta går fram av organisasjonstablået i nemnde kapittel. Alle delprosjekt har hatt deltakarar med variert kompetanse og stor fagleg tyngde.

Arbeidet har skjedd i ein kombinasjon av interne møte i delprosjekta (3) og samlingar for alle delprosjekta (7 i alt) ved Kunnskapsparken ved NTNU i Ålesund. Dei alle fleste møta er gjennomført ved personleg frammøte. Grunna svært spreidd geografisk deltaking har nokre møte blitt gjennomførte via Skype, eller ein kombinasjon av fysiske møte og Skype.

Under arbeidet har vi knytt til oss personar og kontaktar i relevante fagmiljø som også har medverka i prosjektet. Av desse kan vi nemne:

- Tafjord kraft v/konsernsjef Erik Espeset i regi av eigar av Stadheim kraftverk i Sunnylvsbygda.
- Flakk Gruppen AS v/dagleg leiar Knut Trygve Flakk i regi av Hexagon-konsernet og reiselivsutviklar på Hellesylt
- Fiskerstrand verft AS v/konsernsjef/adm. dir. Rolf Fiskerstrand og konstruksjonssjef Kåre Nerem i regi av produsent av hydrogenferje i Pilot E
- Sogn og Fjordane fylkeskommune ved prosjektleiar for hydrogenbaserte verdikjeder Elisabet Kjerstad Bøe.
- Greenstat AS v/ Leder/GEO Green Executive Officer Greenstat, Vegard Frihammer og prosjektleiar hydrogen Tomas Fiksdal.
- NTNU Berekraft v /professor i miljøleing og viserektor i Ålesund, Annik Magerholm Fet
- Forskningsprosjektet SUSTRANS v/forskar Else Ragni Yttredal

I tillegg til desse er det etablert mange fagrelasjonar innanfor teknisk-/vitskaplege miljø, både nasjonalt og internasjonalt, på fleire område.

Etablering av eit selskap for produksjon og distribusjon av hydrogen er drøfta som ei vidare oppfølging av HHH. Det er laga utkast til vedtekter og fleire viktige aktørar har sagt seg interesserte i teikning av aksjar i eit Hellesylt Hydrogen AS (HH AS). Men ettersom ein p.t. ikkje har fått etablert avtalar om produksjon og leveransar med aktuelle selskap har ein inntil vidare late vere å registrere selskapet i Brønnøysund. Det er vidare gjort ei vurdering av aktuelle selskapsformer for eit slikt selskap.

2.2.4. LANDSTRAUMALTERNATIVET

Dette delprosjektet har utgreidd mulegheitene for å levere landstraum til cruisebåtar produsert på grunnlag av hydrogen frå lekter plassert på fjorden og med energi frå ev. ny overføringsline Tomasgard – Tryggestad.

Grunnen til å utgreie dette alternativet har samanheng med planane om forsterking av lina Litlebø/Tryggestad – Tomasgard. NVE 8.05.2017 har fatta vedtak om å gje SFE Nett AS anleggskonsesjon og oreigningsløyve til å byggje og drive ein ny 66 (132) kV-luftleidning mellom Tomasgard transformatorstasjon i Hornindal kommune i Sogn og Fjordane fylke og Litlebø i Stranda kommune i Møre og Romsdal fylke, men dette løyvet er gitt på vilkår av at dei småkraftverka som fekk konsesjon (3 stk.) i same behandlingsrunden byggjer ut min. 8,4 MV. Det er dessutan kome motsegn /klage på eitt av prosjekta, og saka var ikkje avgjort når denne rapporten vart skriven.

Produksjonen av hydrogen i så store mengder som det her er tale om (ca. 8 000 kg/døgn) gjer at ein vil kome inn under den såkalla Storulukkeforskrifta (<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-06-03-569>). Dette kompliserer dette alternativet i betydeleg grad.

3. BAKGRUNN

Sunnylven (Bygda og Langedalen/Nibbedalen) i Stranda kommune har stor el - produksjon frå fleire småkraftverk (Litlebø kraftverk, Ringdal kv., Stadheimfossen kv.). Det er søkt om konsesjon på ytterlegare tre kraftverk. Desse vart ferdig konsesjonshandsama i NVE 8.05.2017 (ref. NVE: 200905065-25) med vedtak om å gi løyve til utbygging av Røyrhus, Langedalselva og Hauge kraftverk på nærmare fastsette vilkår.

Dette området var tidlegare eit 'importområde' for straum, men er no eit 'eksportområde'. Fordi overføringskapasiteten ut av bygda ikkje er dimensjonert for den nye situasjonen får to av dei eksisterande kraftverka difor ikkje produsert den kraftmengda dei har løyve til etter konsesjonen. Denne situasjonen med såkalla 'stranded energy' reduserer økonomien i selskapa. Dei eksisterande kraftverka har store marginaltap ved levering, og med konsesjon til tre nye utbyggingar er situasjonen ytterlegare forverra.

Kommunen og dei lokale småkraftprodusentane ønskte difor å få utgreidd mulegheitene for lønsam produksjon av hydrogen frå den overskottskapasiteten av straumleveransar dei sit inne med. Prosjektet hadde som mål å utgreie både dei tekniske, økonomiske og sikkerheitsmessige sidene ved ei slik satsing.

Bruk av hydrogen som energibærer i transportsektoren er av relativt ny dato. Prosjektet har vist at produksjon av hydrogen basert på småkraft kan gjennomførast, men at det krev utgreiing av delvis stadspesifikke problemstillingar før ein realiserer denne type prosjekt, og at det også manglar nasjonale retningslinjer på ein del område (t.d. med omsyn til tryggleik).

4. INNLEIING

4.1. ORGANISERING AV PROSJEKTET

I søknaden til prosjektet vart det skissert ei organisering der Stranda kommune v/næringssjef Inge Bjørdal skulle fungere som prosjektleiar. I tillegg ønskte ei rekkje organisasjonar/institusjonar/bedrifter å delta i ulike roller (t.d. prosjektdeltakar, konsultative medlemmer).

I søknaden opererte ein i utgangspunktet med åtte delprosjekt og tilsvarande med åtte delprosjektlearar. Ved oppstart vart tal delprosjekt redusert ved å innarbeide to av delprosjekta i dei seks andre. To av delprosjektlearane har dermed hatt ansvar for to delprosjekt.

I prosjektfasen var HHH organisert slik:



Figur 2: Organisering av HHH.

Delprosjektlearane (4) har hatt fagleg og økonomisk delansvar for sine prosjekt og har rapportert til prosjektleiar og dei andre delprosjekta og deltakarane i desse gjennom regelmessige fellesmøte i tillegg til interne møte i delprosjekta.

Følgjande personar har delteke i prosjektet:

Kommune	Etat/føretak	Org.nr	Kontaktperson
Stranda	Stiftinga Geirangerfjorden Verdsarv	994 048 015	Merete Løvoll Rønneberg *
Oslo	Bellona AS /Fjord1	948 778 599	Jan Kjetil Paulsen
Ålesund	Sunnmøre regionråd	898 127 052	Einar Haram
Stranda	Stranda hamnevesen KF	887 933 782	Inge Hole
Hareid	Karinor Marine AS	915 387 683	Norvald Røyset
Vestre Toten	Hexagon Raufoss AS	985 090 211	Vegard Fredheim
Ålesund	Hexagon Composites ASA	985 090 211	Solveig Maria Dropping Sæther **
Stranda	Stranda energi AS	979 951 140	Terje Årdal
Stranda	Ringdal og Litlebø kraftverk AS	890 064 892	Oddbjørn Brunstad
Stranda	Tryggestad kraft AS	992 530 448	Olav Hauso (oppstartmøte)***
Molde	Møre og Romsdal fylkeskommune	944 183 779	Lina Vassdal
Molde	Møre og Romsdal fylkeskommune	944 183 779	Ketil Valde
Ørsta/Oslo	Småkraftforeininga	884 169 232	Lars Petter Øye/ Knut Olav Tveit
Stranda	Stranda kom., næringsavdelinga	964 980 098	Inge Bjørdal
Skedsmo	Norsk Hydrogenforum	980 573 281	Kristian E. Vik
Ålesund	Tafford kraftproduksjon AS	977461898	Martin Julius Emblem
Ålesund	ÅRIM AS	994717286	Vegard Waagan

*: Frå start, deretter Else Ragni Yttredal, Metaforen (www.metaforen.no)

***: Ved oppstart, og seinare også Knut Flakk, dagleg leiar Flakk Gruppen AS (www.flakk.no)

***: Oddbjørn Brunstad har fått mandat frå Littlebø kv. om også å representere dei i prosjektet

I tillegg til desse faste medlemmene av prosjektgruppene har vi hatt i nokre spesielle høve hatt deltaking frå andre i dei deltakande selskapa, t.d. dagleg leiar Knut Olav Tveit (Småkraftforeininga), konsernsjef Erik Espeset (Tafjord AS), adm. dir. Ola Raknes, (Stranda Energi AS) og dagleg leiar Knut Trygve Flakk (Hexagon/Flakk Gruppen).

4.2. MÅL

4.2.1. OVERORDNA MÅL

Kartlegge moglegheiter og problemstillingar, både teknisk og økonomisk, for alternative energikjelder som substitutt for fossilt brensel i transporttenester på verdsarvfjorden Hellesylt – Geiranger.

Elektrisitet (landstraum) er hittil ikkje vurdert å vere realistisk med tanke på kostnader, jf. utgreiinga «Cruisestrategi for Vestlandsregionen 2016 – 2020» (utgreiing tinga av Vestlandsrådet) og diverse kostnadsestimat gjort av Tafjord AS. På den andre sida vert det arbeidd med direktiv (2014/94/EU) som kan endre dette scenarioet. Noreg har enno ikkje gjort tilsvarende forpliktingar, men vi kjenner til at Stortinget har bede Samferdselsdepartementet om å lage ein heilskapleg plan for auka bruk av landstraum i norske hamner.

Hydrogen er ei anna mulegheit, men dette er relativt ny og uprøvd teknologi innan sjøtransport. Dette alternativet krev difor mykje utgreiing, ikkje minst teknisk og økonomisk, før ein lagar strategiar for å ta dette i praktisk bruk. I forprosjektet har vi difor i hovudsak avgrensa problemstillingane til bruk av **hydrogen** produsert frå elkraft frå småkraftverk som alternativ energikjelde, men vi har også utgreidd energiforsyning via hydrogen frå lekter på fjorden.

4.2.2. DELMÅL

4.2.2.1. Auke lønsemda i lokale småkraftverk

Ved å nytte overskottskapasitet på lokale småkraftverk ønskjer ein å auke lønsemda i desse ved å utnytte overskottskapasitet til produksjon av hydrogen.

4.2.2.2. Få i bruk hydrogen som drivstoffkjelde for i lokal fjordtrafikk og i landtransport (buss, personbil, godstransport)

Primært er det transport på sjø (m.a. ferjedrift og fjordcruise) ein har greidd ut. Men ein har vurdert det slik at dersom ein får etablert forsyningssystemet for ferje/båttransport, vil supplering med leveringsfasilitetar til landtransport vere gunstig fordi dette vil gi ei breiare verdikjede med potensiale for næringsutvikling innan fleire sektorar. Det gir større omsetnad for hydrogen, og dermed betre økonomisk resultat.

4.3. ARBEIDSFORM

Ettersom deltakarane i prosjektet er geografisk svært spreidde, måtte ein finne ei form på arbeidet som gjorde at ein fekk gjennomført samhandlinga på ein rasjonell og mest mogleg økonomisk måte.

Kvart av delprosjekta har hatt separate møte og i tillegg er det gjennomført 6 fellesmøte der alle gruppene har vore samla. Fellesmøta har vore haldne i lokala til Sunnmøre regionråd (ved Kunnskapsparken i Ålesund).

Ved nokre høve er møta gjennomførte heilt eller delvis via Skype.

På fellesmøta er det som regel blitt lagt inn programinnslag med innleiarar frå ulike fagmiljø som jobbar med relevante problemstillingar for prosjektet:

- 27.01.2017: Orientering om hydrogensatsinga i Sogn og Fjordane v/Elisabet Kjerstad Bøe, prosjektleiar hydrogenbaserte verdikjeder, nærings- og kulturavdelinga i Sogn og Fjordane (via Skype)
- 27.01.2017: Orientering om og synfaring på Fiskerstrand Verft AS
- 22.02.2017: Orientering av Thomas Fiksdal frå Greenstat
- 01.09.2017: Orientering for Fjord1-konsernet v/driftsdirektør André Høyseth og The Fjords v/dagleg leiar Rolf Sandvik.

Prosjektet har delteke/vore representert ved ulike messer og konferansar med relevant fagleg innhald, sjå vedlegg 7.1.

Google-konto for felles lagring av prosjektinformasjon

Det er etablert ein Google-konto for å samle all relevant informasjon om HHH-prosjektet (møtereferat, tekniske utrekningar, økonomiske kalkylar m.m.m.). Ettersom det er lagt ut ein del materiale som kan vere sensitivt av konkurransemessige omsyn, vart tilgangen avgrensa ved å setje krav om signering av teiepliktskjema. Dette tiltaket har effektivisert arbeidet i stor grad. Her har vi teke vare på all relevant dokumentasjon, informasjon og det meste av kommunikasjon frå/til HHH-prosjektet. Dette vil bli av uvurderleg hjelp ved ev. vidareføring av forprosjektet i eit hovud-/ investeringsprosjekt.

5. UTGREIINGAR FRÅ DELPROSJEKTA

5.1. ARBEIDSGRUPPE 1: LOKAL PRODUKSJON OG DISTRIBUSJON AV HYDROGEN

Delprosjektleiar: Oddbjørn Brunstad – dagleg leiar Ringdal kraft AS

Deltakarar:

- Oddbjørn Brunstad, Sykkylven: Gruppeleiar og dagleg leiar i Ringdal Kraftverk AS
- Lars Petter Øye, Ørsta: Styremedlem i Småkraftforeininga
- Martin J. Emblem: Tafjord Kraftproduksjon / Stadheim kraftverk
- Terje Årdal: Nettsjef, Stranda Energi Nett AS
- Kristian E. Vik: Gen. sekr. Norsk Hydrogenforum
- Vegard Fredheim: Manager Sales and Projects, Hexagon Raufoss AS

14

Oppgave / problemformulering: *Greie ut om produksjon av hydrogen på Hellesylt er praktisk gjennomførleg og økonomisk lønsamt.*

For å løyse oppgåva er det nødvendig å skaffe seg innsikt i ei rekkje fagområde og få kontakt med leiande utstyrsleverandørar. Dette har sett oss i stand til å finne fram til den nyaste teknologien, og å analysere retninga på teknisk og økonomisk utvikling. Det er også ei utfordring i ein umogen marknad å bestemme seg for kor stor produksjonskapasitet ein skal rekne på. Eit blikk på f.eks. «Rotnes Bruk»-prosjektet som IFE (Institutt for Energiteknikk) og Småkraftforeininga står bak, gjorde det allereie klart at det er store skalafordelar: Større anlegg og jamt høg produksjon vil gje vesentleg lågare produksjonskostnad pr. kg hydrogen enn mindre anlegg og små volum.

Organisering, arbeidet i gruppa

Gruppa har sidan november 2016 i tillegg til å delta på fellesmøta samlast i eigne møte der medlemmene har delteke fysisk eller via Skype. Framdrifta med å løyse dei ulike problemstillingane har til dels gått føre seg ved sjølvstendig arbeid mellom møta. Første fasen dreia seg særleg om å fokusere inn mot ein realistisk marknad: Kor store volum hydrogen pr. døgn skulle vi legge til grunn? Kven er kunden, og korleis vil behovskurva sjå ut gjennom året?

Vidare: Kva er kraftverka sin kapasitet til å halde eit hydrogenanlegg med eigenprodusert kraft? Korleis vil lønsemda ved produksjon av hydrogen endre seg med aukande grad av innkjøpt kraft? Gruppa har også vurdert ideell plassering av eit hydrogenanlegg: Vil det vere på tomte til det kraftverket som har jamt høgast kraftproduksjon i aktuelt tidsrom, eller plassering langt nærare «marknaden»? Endeleg er det eit poeng at hydrogenproduksjonen må kunne skalerast opp problemfritt og utan unødige ekstrakostnader, i takt med veksande marknad. Dette særleg dersom resultata frå dette forprosjektet skulle ønskjast brukt i eit snarleg hovudprosjekt.

Kva er behovet og kven er kunden?

Utan ein sikker og betydeleg avsetnad til ein avtalt pris, har det lite for seg å investere i lokal hydrogenproduksjon. Rett nok tek det til å bli klart for mange at det er inngått forpliktande

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

internasjonale avtaler (Paris-/vinterpakken - <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition> - osv.) som vil gi eit kraftig skuv inn mot fylke og kommunar for å gjennomføre kutt i CO₂-utsleppa. Ei omlegging av transportsektoren frå fossil til utsleppsfri energi vil tvinge seg stadig meir fram i komande år. Gruppa har difor sett på både ferje-turistbåttrafikken på Geirangerfjorden, privatbilar, bussar, lastebilar og tog (Raumabana). Men etter råd og innspel frå delprosjektgruppe 2 «Marknad» kom vi til å fokusere først og fremst på **drift av ei bilferje**.

Så vart det i desember 2016 kjent at Fiskerstrand Verft har fått tildelt forskingsmidlar (Pilot E) til å utvikle den første hydrogendrivne bilferja i landet som skal i ordinær trafikk. Om denne i 2019-2020 vil bli sett inn på strekninga Hellesylt-Geiranger er det ingen som veit pr. i dag. Men dei beste miljø-argumenta (m.a. verdsarvfjord, «grøn» hydrogen) talar for at denne fjordstrekninga bør bli den første. Så får prosjektet vidare syne om dette slår til.

I alle fall har gruppa bestemt seg for å dimensjonere forprosjektet til å dekke døgnbehovet for 100% hydrogendrift av ei ferje på nemnde strekning, med dagens rutefrekvens og på storleik med dagens MS VEØY. Etter nokre konsultasjonar innan HHH-gruppa ser det ut til at døgn-behovet som omfattar 8 rundturar vil ligge på knapt 700 kg H₂.

Det er semje i gruppa om at det **å forsyne ei bilferje** vil vere den mest solide plattform å byggje prosjektet mot. Ifølgje oppsett ruteplan strekkjer sesongen seg frå 1. mai og ut oktober: M.a.o. 184 dagar. Ei framtidig oppskalering mot fleire ferjer / farty på fjorden, fyllestasjon for privatbilar og bussar og utvida ferjesesong (heilårsdrift) vil då vere ei god og realistisk utvikling vidare.

Gruppa var representert under Småkraftdagane i Stavanger 28.-30. mars, 2017. Mellom anna var Lars Petter Øye organisator for eit eige hydrogenseminar siste dagen. Dette gav stor nytteverdi i form av utvida kunnskap og kontakt-nettverk.



Figur 3: Frå Småkraftdagane, 2017.

Lokal produksjon

Straks ein har aktuelt volum gitt i kg produsert hydrogen, kan ein gå vidare og sjå på kva energimengder som skal til. Eit nøkkeltal er 60 kWh/kg H₂. Dette skal vere tilstrekkeleg også til at produsert H₂ kan bli komprimert til 350 bar og ev. kjemisk reinsa. Med konstant produksjon vil dette bety eit timesforbruk på ca. 1 700 kWh.

Av dei tre kraftverka på Hellesylt er det Tafjord Kraftproduksjon sitt «Stadheim» som har den mest eigna produksjonsprofilen. Ei varigheitskurve syner at Stadheim normalt vil ha 1 750 kW tilgjengeleg i 93% av timane frå 1. mai og ut oktober. Utrekningar som vi seinare skal kome tilbake til, syner at det er mykje å vinne på å produsere hydrogen lokalt, framfor å hente krafta via offentleg nett.

For å få fram økonomien i lokal hydrogenproduksjon bør ein få rekna ut kostnaden med å ta inn kraft frå det eksisterande nettet. Sjølv om eit ideelt mål kan vere å produsere H₂ basert på 100% eiga kraft, kjem ein neppe utanom periodar då ein heilt eller delvis må kjøpe kraft frå nettet. Uansett vil ein alternativ produksjonskostnad basert på 100% innkjøpt kraft vere ein viktig referanse (sjå seinare «alternativ A»).

På Hellesylt har ein framleis ein situasjon med «innestengt kraft». Det vil seie at dei to sist utbygde kraftverka ikkje får produsert all den krafta som konsesjon og anlegg elles ville gitt høve til. I periodar, særleg i snøsmeltinga (mai-juli) kan Ringdal og Litlebø vere nedregulert opp mot 3 000 kW. I tillegg har kraftverka i sine konsesjonar løyve til å auke slukeevna tilsvarande nye 2-3 MW. Utan at dette er nøyaktig utrekna, kan det vere tale om 5 MWh/h x 24 timar = 100-120 MWh pr. døgn som ikkje blir produsert. Dette altså på grunn av svakt nett og for liten trafo-kapasitet på Tomasgard ved Grodås. Den 25 km lange 22kV-lina gjennom Hornindal var bygt for å dekke behovet for lokal forsyning, ikkje kraftproduksjon. Ved høg belastning på lina, aukar nettapet, som blir ein tilleggskostnad for dei tre kraftverka: Tapet er størst for Stadheim, som har lengst veg fram til utvekslingspunkt med overliggjande nett.

Den 8. mai 2017 gav NVE gjennom nye konsesjonar klarsignal for bygging av tre nye kraftverk og ny kraftline frå Tryggestad til Grodås. Rettnok er konsesjonen på ny kraftline gitt under føresetnad at minst 8,4 MW ny kraftverkskapasitet blir vedteke utbygt. I juni d.å. er det kjent at den eine av NVE sine konsesjonar (Langedalselva) er klagt inn for OED, noko som truleg vil forseinke eventuell investeringsbeslutning til 2018. Den direkte nytteverdien av hydrogenproduksjon frå «innestengt kraft» avheng av kva som blir vedteke her. Kapasiteten på linenettet vil også verke inn på marginaltap knytt til innmating på nettet. Men med dagens nett, ville lokal hydrogenproduksjon ha opna for ei tilsvarande mengde ny kraftproduksjon dei timane kraftverka har overløp. Denne «oppsida» med hydrogenproduksjon gjeld Ringdal og Litlebø, enn så lenge.

Kostnad med bruk av nett

Denne oppgåva var naturleg å tildele Terje Årdal, nettsjef i Stranda Energi. Han tok utgangspunkt i dei tre kraftverka sine timesproduksjonar mellom 01.05. og 31.10.2016. Ut frå eit konstant uttak på 2 MW kraft frå eit punkt nær Stadheim, rekna han seg fram til kor mykje marginaltapet ville minke på grunn av lågare belastning. For månadane mai-september vart innspart marginalkostnad 293 000 kr. Året 2016 hadde ein svært uvanleg oktober, der også Stadheim, på grunn av manglande nedbør, hadde låg produksjon eller stans i store deler av månaden. Normalt er oktober minst like nedbørsrik som september. Vi vel difor å kopiere inn tala for september som gjeldande også for oktober. Dermed endar reknestykket på **338 000 kr**. Her må vi ta inn tre merknader:

1. Innspart marginalkostnad gjeld totalt for alle tre kraftverka, med ganske ulik fordeling. Stadheim sin del er 56% som svarar til 191 000 kr. Korleis ein skal sjå på ei ev. fordeling mellom kraftverka, er uvisst.
2. Ein del av den krafta som blir teke ut til hydrogenproduksjon, vil bli erstatta av nyproduisert «innestengt kraft». Linekapasiteten, og dermed opphavleg marginaltap, vil difor bli fylt opp att dei timane Ringdal og/eller Litlebø har overløp pga. nedregulering. Det er råd å anta at 1/3 av timane i mai-juli vil bli fylt opp att, men vi tek ikkje dette forholdet inn i utrekningane.
3. Den dagen lina Hellesylt-Grodås er ferdig oppgradert, vil punkta ovanfor endre seg vesentleg. Som eit langsiktig «kompromiss» set vi på skjønns innspart marginalkostnad til **ca. 150 000 kr.**
- 4.



Figur 4: Stadheim kraftverk m.m.

17

Den neste utrekninga vi har bruk for, er **nettkostnad med uttak av kraft frå nettet** til hydrogenproduksjon. Dette vil følgje av vanleg industritariff for nettleige.

Tabell 1: Nettkostnader.

Nettleige	Fastledd	Effekt	Ekkekt	Effekt	Energiledd	
		< 201 kW	201 -500 kW	over 500 kW		
	12000	45600	63000	288000	653568	-1 062 168

Skalert ned frå 2 til 1,75 MW vil nettleiga for konstant 100% uttak frå nettet bli: **929 000 kr.** Så har vi spørsmålet om **elavgift**. Til privat og dei fleste formål er denne for tida på 16 øre/kWh. Etter å ha undersøkt, syner det seg at visse typar industri, her under produksjon av hydrogen er unnateke. Det vil seie at elavgifta er berre **0,48 øre/kWh**. For 7-8 GWh vil dette utgjere mindre enn 40 000 kr/år, og har såleis liten betydning.

Utrekningane frå alt som angår innmating og uttak frå nettet vil inngå i dei vidare utrekningane for samanlikning av alternative modellar.

Samanlikning av 5 modellar

I eit forsøk på å finne det beste konseptet for lokal produksjon av hydrogen har vi valt å gjere ei komplett produksjonsutrekning for fem ulike alternativ. Utrekningane er gjort i reknearket med namn «**Reknearkrapport 5 alternativ**» som igjen er bygt på arka «Kostanalyse Hellesylt Hydrogen» av Vegard Fredheim og «Innsparte marginaltap og kostnader med HHH....» av Terje Årdal.

Alle alternativa er bygt på følgjande like føresetnader, som elles lett kan justerast ved behov:

- Kraftpris = antatt spotpris NO3 i sommarhalvåret: 24,0 øre. Lik pris for levert NordPool som til elektrolyse. For alternativ E (heilårsdrift) er kraftprisen sett til 26 øre gjennom heile året.

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

- El-sertifikat er ikkje teke inn i utrekningane. Ringdal og Litlebø får tildelt el-sertifikat for all registrert produksjon, også direkte til ev. hydrogenproduksjon. Stadheim deltek ikkje i el-sertifikatordninga.
- «Hydrogenfabrikken» blir økonomisk behandla som eit sjølvstendig selskap.

Modellane

Tabell 2: Alternative modellar.

Energi- og transportkostnad pr. kg levert H2	
A: H2-produksjon på ideell plass, Hellesylt (700 kg/døgn) All kraft henta frå eksisterande nett Dagleg containertransport om bord i ferje	kr 27,66
B: H2-produksjon på tomta til Stadheim (700kg/døgn) Ein liten del 8 % av nødvendig kraft henta frå nettet transport ned på kaia - om bord i ferje	kr 19,57
C: H2-produksjon på / ved ferjekaia (700 kg/døgn) Ein liten del 8 % av nødvendig kraft henta frå nettet Eigen 22 kV-kabel frå kraftverk til H2-fabrikk, og eige rør-anlegg frå fabrikk til fyllestasjon/ferja	kr 17,33
D: H2-prod. på/ved ferjekaia på 950 kg H2/døgn-kapasitet Litt større del 35 % av nødvendig kraft henta frå nettet Eigen 22 kV-kabel frå kraftverk til H2-fabrikk, og eige rør-anlegg frå fabrikk til fyllestasjon/ferja	kr 20,00
E: Modell akkurat som "D", men med konstant heilårs- produksjon + kabel også til Ringdal. Høgare sesong-kraftpris Andel innkjøpt kraft: 65 %	kr 21,95

Utrekningane er lagt opp for å kome ut med ein total produksjonskostnad pr. kg hydrogen.

Det er ikkje gjort utrekningar for aktuell nytteverdi av biprodukt. Slik utnytting (t.d. oksygen til smoltanlegg eller utnytting av spillvarme) vil forbetre økonomien i verdikjeda.

Oppsummert ser resultatet frå utrekningane slik ut (tabell 2):

Vurdering av alternativa:

Som venta kom **alternativ A** dårlegast ut med produksjonskostnad på **50,36 kr/kg H₂**. Konkurransefortrinnet som ligg i å bruke **eigenprodusert kraft** kjem til syne med ca. 7-10 kr/kg lågare produksjonskostnad for dei andre alternativa.

Dersom produksjon «på tomta» til kraftverket vil fungere logistikkmessig med dagleg transport av container mellom kraftverket og ferja, ser dette ut til å kome greitt ut økonomisk. I eit kortare perspektiv (1-3 år) kan løysinga vere ein enkel og fleksibel måte å kome i gong på, i tilfelle kabel- og røyr-løysingar skulle vere vanskeleg å etablere på kort sikt. I eit lengre perspektiv vil alternativa C, D, E stå fram som mest rasjonelle og framtidsretta. Dette vil også kome stadig betre ut over tid, ettersom kabel- og røyranlegg nærmast vil vere «nedbetalt og gratis» etter 10 års avskrivning.

20

Kva med hydrogenproduksjon mellom november og april?

Så lenge «kunden» er ei bilferje som går i turistrute mellom mai og oktober, vil det meste av lokal marknad falle bort i vinterhalvåret. Likevel; som eit siste alternativ (E) er det gjort ei utrekning av økonomien basert på full drift gjennom heile året. Dette for å sjå korleis full utnytting av anlegget ville slå ut samtidig med at størstedelen av kraftbehovet må bli henta frå nettet i vinterhalvåret. Det interessante er at produksjonskostnaden pr. kg H₂ vil **gå ned med 9 kr/kg** til ca. 35,30 kr/kg. Dette betyr at auka anleggsutnytting vil meir enn vege opp for høgare energikostnad. Samtidig ser skilnaden mellom halv- og heilårs drift ut til å vere såpass liten at dette i seg sjølv ikkje vil vere eit tungtvegande argument. Eit mellom-alternativ vil vere å fylle opp lager- og fyllestasjon ved hjelp av sporadisk eigenprodusert kraft om vinteren. Dette vil gje rikeleg tilgang til landbasert hydrogenbehov med god inntening.

Alternativ C, D og E er også modellen som ligg best til rette for vidare oppskalering. Når anlegget først er optimalt plassert nær ferjekaia, ligg det også berre ca. 700 meter unna Ringdal Kraftverk. Ein ny kabel mellom anlegget og Ringdal Kraftverk, via borehol i fjellet, vil gjere det mogleg å auke døgnproduksjon av lokal kraft frå anslagsvis 700 til 1 200 kg hydrogen pr. døgn i sommarhalvåret. Estimert kostnad for slik kabel ligg inne i energiprisen i alternativ E.

På lengre sikt, når hydrogen tek til å kome i bruk på personbilmarknaden, vil plasseringa av Litlebø kraftverk kunne vere ideell for ein fyllestasjon og eit mindre hydrogenanlegg. Stasjonen ligg vakkert til i vegkrysset mellom FV 60 mot Stryn og vegen som tek av via Norangsdalen mot Ørsta.

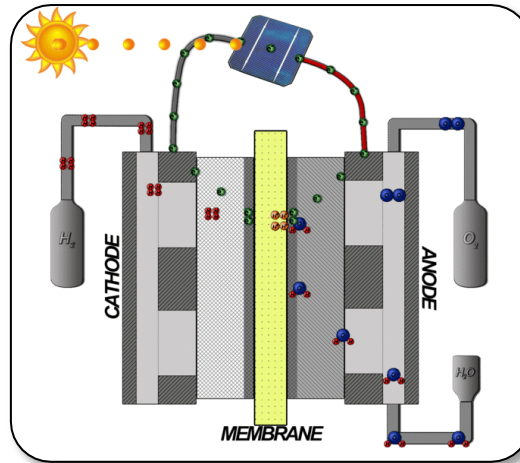


Figur 6: Litlebø kraftverk.

Utstyr, val av teknologi

Hydrogenet skal framstillast ved vasselektrolyse med energi frå lokale småkraftverk. Av teknologiar for elektrolyse er det pt 2 aktuelle, alkalisk og PEM (Proton Exchange Membrane).

PEM:



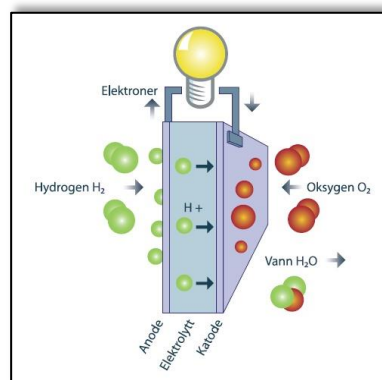
21

Figur 7: PEM-elektrolyse.

Alkalisk

Alkalisk elektrolyse er ein mogen teknologi basert på flytande kaustisk elektrolytt mellom elektrodane. Alkaliske elektrolysørar er relativt rimelege, enkle og robuste. Reinheita på hydrogenet er typisk 99,8%, men kan enkelt reinsast til enno høgare nivå. Driftstemperaturen er 70-90 grader C. Energiforbruket ca. 55kWh pr. kg H₂. Verknadsgraden er rundt 70%, og mest sannsynleg noko høgare om nokre år.

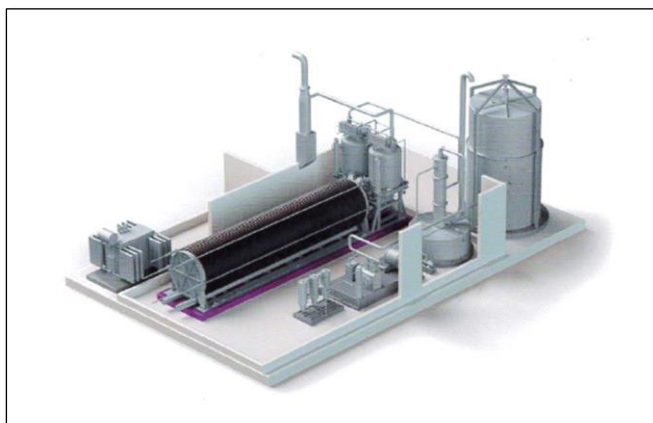
Dei to produksjonsstorleikane vi har vurdert er 700 kg H₂/døgn og 1 000 kg H₂/døgn. Det første anlegget levert i containermodular, medan den andre storleiken må installast i bygning.



Figur 8: Alkalisk elektrolyse.

PEM:

PEM-elektrolysøren brukar eit fast stoff, ein ioneleiande polymer som elektrolytt. PEM-anlegga kan byggast meir kompakte enn alkaliske anlegg. Hydrogenet er veldig reint. Energiforbruket er ca. 55-60 kWh pr. kg H₂. Verknadsgraden er 65-70%, med potensiale for å bli høgare enn alkalisk om nokre år. Anleggskostnaden på PEM ligg noko høgare enn alkalisk, men er venta å gå ned. For dei to produksjonsstorleikane vi har vurdert, kan PEM-anlegga for begge leverast i containerar. Sidan det ved ferjekaia allereie står ei eigna bygning, har vi i kalkylane for begge alternativa rekna med direktefylling av ferja tenkt fastmontert anlegg i bygning og **ikkje i container**.



Figur 8: Døme på elektrolysestasjon.

Anlegga i alt. A og B er tenkt i container.

Lagring/transport

For alternativa A og B med dagleg transport (ADR-godkjent køyrety) til ferja er det tenkt lager i 20 fot containerarar med plass til 405 kg H₂ på 300² bar. Desse alternativa er baserte på at ferja kan fyllast med skiftbare containerar. I dette tilfellet vil det vere behov for 2 containerar om bord for å dekke estimert forbruk, samtidig som to containerar er under oppfylling ved elektrolysøren.



² P.t. litt uavklart kor vidt ei ferje vil nytte 300 eller 350 bar, men dette gir ikkje store utslag i utrekningane (sjå alt. A og alt. B)

Figur 9: Containerar av komposittmateriale.

Om ferja har faste H₂-tankar, vil det mest effektive vere å ryne ferja frå fyllestasjon via rørsystem, noko som er lagt til grunn i alt C og D. Då vil elektrolyse og lagersystema også vere plassert på kaia.

Fylling på kaia

I alt C er det tenkt fyllestasjon for ferja. Det er lagt opp til å fylle 700 kg med 350 bar i løpet av natta.

I tilknytning til elektrolyseanlegget som også er plassert på kaia, må det etablerast nødvendige kompressorar og lager for fyllinga.

I alt D er det i tillegg komplettert med nødvendige lager og komprimering/kjøling for ***fylling av bussar og bilar***, i utgangspunktet 250 kg H₂ som t.d. kan forsyne 5-6 bussar (à 35 kg, 350 bar) og 10 bilar (à 5 kg, 700 bar).

Varme og oksygen

Prosessen vil medføre eit betydeleg energi/varmetap i form av «lågtemperatur» kjølevatn. Eventuell utnytting av denne varmen er ikkje vurdert i prosjektet.

Det vil også bli produsert vesentlege mengder O₂. Det er pt ikkje aktuelle O₂-brukarar i nærleiken, så vurdering av reinheit og kostnader med nedkjøling, transport og mogleg kommersiell utnytting er ikkje vurdert i prosjektet.

Annan naudsynt infrastruktur

Råstoffet til hydrogen er vatn, som må vere av drikkevass-kvalitet. Til produksjonen går det med 20 liter vatn pr. kg H₂. Ved døgnproduksjon på 700 kg H₂, vil behovet for «drikkevatt» vere ca. 10 liter pr. minutt. I tillegg vil det vere eit betydeleg behov for kjølevatn: Minst 50-60 m³/time, tilsvarende 15-20 liter/sekund. Dette bør løysast ved at hydrogenfabrikken knyter seg til eksisterande vassleidningsnett, men etablerer eigen kjølevass-forsyning frå næraste elv. Avløpet av låg-temperert kjølevatn er like reint som det kom inn, og byr ikkje på problem med tanke på utslepp og ureining.

5.2. ARBEIDSGRUPPE 2: STATUS OG FORVENTA UTVIKLING FOR BRENSELCELLE-TEKNOLOGI OG LAGRINGSSYSTEM, INKL. SIKKERHEIT

Delprosjektleiar: Jan Kjetil Paulsen, seniorrådgjevar Bellona

Deltakarar:

- Vegard Fredheim, Hexagon, Raufoss.
- Inge Hole, Stranda hamnevesen KF.

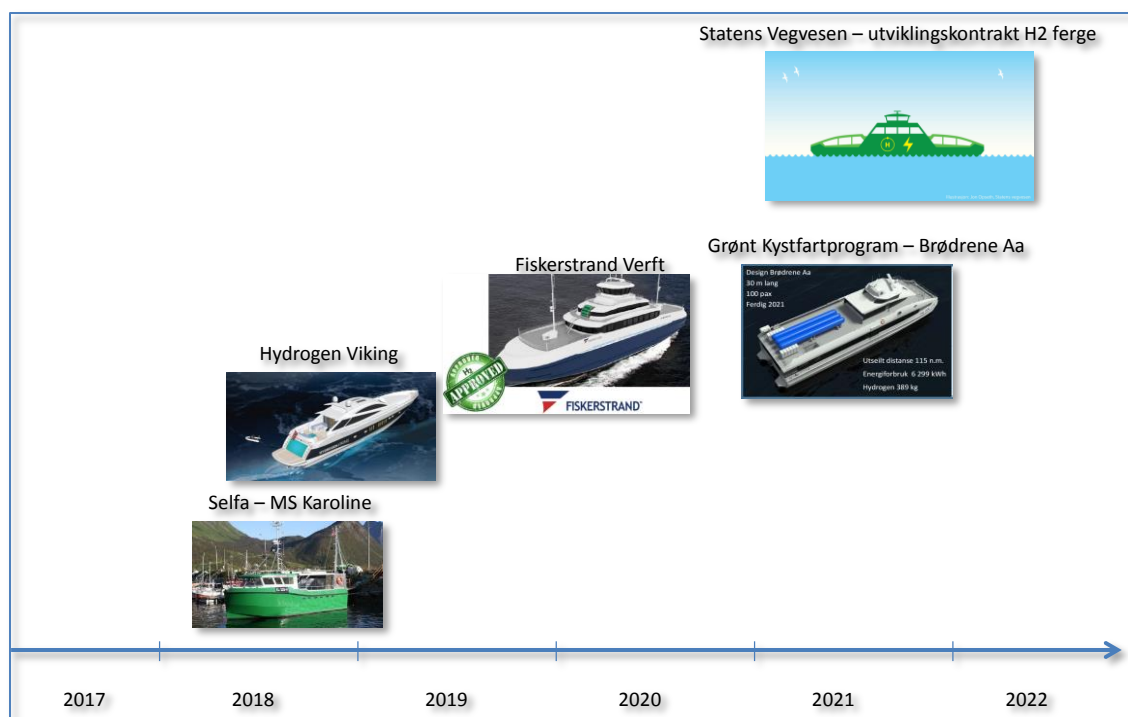
Innleiing og bakgrunn

Ved oppstart av HHH prosjektet i 2016 var det ikkje så mange prosjekt som såg på bruk av hydrogen og brenselceller for maritim bruk. Målsetjinga til delprosjekt 2 var då å gjere ei utgreiing / kartlegging av aktuelle teknologiar som kunne vere aktuelle for slik bruk.

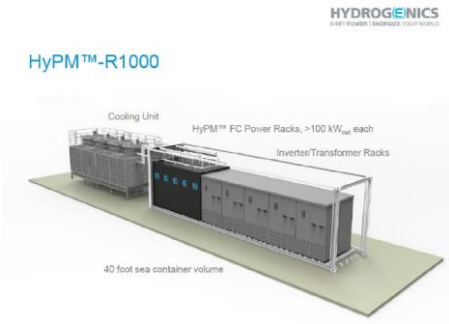
Undervegs i prosjektet har det vorte starta opp fleire interessante og relevante prosjekt, både i Noreg og utlandet. Dei fleste av desse har som mål å realisere eit konkret farty som nyttar hydrogen og brenselceller til framdrift. Desse prosjekta må då løyse problemstillingar knytt til både teknisk design, sikkerheit og drift, og ikkje minst også spørsmål knytt til produksjon og leveranse av hydrogen.

Oversikt over relevante prosjekt

Dette kapitlet gjev ei samla oversikt over nokre relevante prosjekt som HHH-prosjektet kan dra nytte av i det vidare arbeidet.

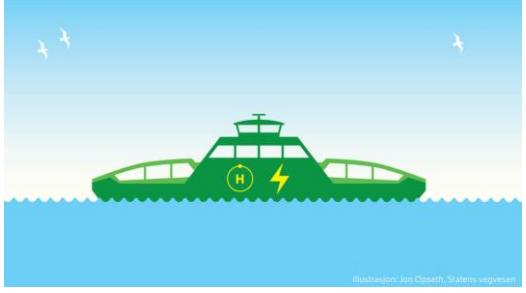


Figur 4. Aktuelle utviklingsprosjekt for hydrogen i maritim sektor.

Kven	Fiskerstrand Verft AS – Pilot-E Hybridskip	
Kva	• Prosjekt for utvikling av framdriftssystem basert på hydrogen. • Etablere kunnskapsgrunnlag for å realisere utslippsfrie framtidssystem i hybride konfigurasjonar basert på hydrogen- og batteriteknologi • Kunnskapsgrunnlag skal konkretiserast i form eit pilot-prosjekt for ei hydrogen hybridferje innan 2020. • Skal framskande DNV-GL, Sjøfartsdirektoratet og DSB sin godkjenningssprosess for bruk av hydrogen som drivstoff i maritim transport. Sikkerheit først. • Skal kunne brukast i hybrid med batteri i all maritim transport og passar best for seglingsdistansar over 30 min.	
Aktuell teknologi		
Korleis	Partnerar i HYBRID-skip: Fiskerstrand Holding AS: prosjekteigar, overordna ansvar - Fiskerstrand Verft AS - ombygging Multi Maritime AS: design SINTEF: FoU-partnar, hybridmodell, marin bruk av H₂-teknologi NEL ASA – H₂-fylling/bunkring – teknisk/økonomisk analyse, H₂-sikkerheit Hexagon Raufoss ASA: H₂-lagring, transport, H₂-sikkerheit DNV GL: sikkerheit, risiko og sertifiserings-/godkjenningssprosessar Sjøfartsdirektoratet: dialogpartner i godkjenningssprosess, sjø DSB: dialogpartner i godkjenningssprosess, land Møre & Romsdal fylkeskommune: ferjesamband, pilot	
Tidsplan	Q3/18-Q4/19: Implementering og testing av pilot	

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Statens Vegvesen – Utviklingskontrakt for hydrogenferje

Kven	Statens Vegvesen	
Kva	Statens vegvesen lyser ut ei utviklingskontrakt for ei ferje med hydrogen-elektrisk drift. Sambandet Hjelmeland-Nesvik på Rv. 13 er peika ut for denne kontrakten	
Aktuell teknologi	Brenselcelle Energistyring – optimalisering brenselcelle/batteri	
Korleis	Utfordringar: Regelverk, sikkerheit, lagring, bunkring/fylling (Sjøfartsdirektoratet/DSB)	
Tidsplan	2017: Dialogkonferanse, kvalifisering av reiarlag 2018: Dialog, tilbodskonkurranse (mai-august), tildeling (september). Byggestart (desember) 2019: Bygging 2020: Bygging, testing, godkjenning (2. halvår) 2021: Testing i sambandet (1.-2. kvartal). 1. juli: Ordinær drift	

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Greenstat – CMR Prototech: Hydrogen Viking

Kven	CMR Prototech AS og Greenstat AS	
Kva	Bygge om 95 fots Sunseeker Superyacht til hydrogen- og batteridrift.	
		
Aktuell teknologi	Brenselcelle og batteri	
Korleis	Samarbeidspartnarar: • Pegi Maritime • CMR Prototech • Norwegian Electric Systems • Greenstat • NCE Maritime Cleantech	
Tidsplan	Ferdig sommaren 2018	

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Grønt Kystfartprogram: Hurtiggående passasjerbåt med hydrogendrift

Kven	Grønt Kystfartprogram / Brødrene Aa	
Kva	Konsept for Hurtiggående passasjerbåt med hydrogendrift . Båten er tenkt å ha ei lengde på rundt 25 meter, med plass til 60-80 passasjerar. Den er planlagt å ta seg av ei pendlarrute på kysten av Sunnfjord og Nordfjord, med muligheit for drivstoffylling i fleire hamner.	
Aktuell teknologi	Karbonskrog for låg vekt Rekkevidde: 115 n.m. Energiforbruk: 6 299 kWh Hydrogenmengde: 389 kg	Design Brødrene Aa 30 m lang 100 pax Ferdig 2021  Utseilt distanse 115 n.m. Energiforbruk 6 299 kWh Hydrogen 389 kg
Korleis	Samarbeidsprosjekt mellom fleire partnerar i Grøn Kystfartprogram. Leveranse frå prosjektet i noverande fase vil blant anna være 3D-skisser av båten, energiutrekningar, konseptval og miljørapport.	
Tidsplan	Ferdigstilling: 2021	

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Selfa Arctic: Hydrogen i kystfiskeflåten

Kven	Selfa Arctic
Kva	MS Karoline er eit kystfiskefartøy utvikla og bygd av Selfa Arctic AS. Fartøyet har eit hybrid framdriftssystem med 120 kWh batteripakke samt dieselaggregat. Fartyet vart sjøsett i 2015 og røynslene etter 2 års drift er svært positive. Driftsmønsteret er basert på bruk av dieselmotor for gange til/frå felt, medan energi frå batteripakken vert nytta til operasjon på fiskefeltet. Resultatet av dette har vist at fartøyet nyttar fornybar energi omlag 70% av tida og andelen fornybar energi er omlag 40%. Utifrå målingane er det utarbeidd ein driftsprofil som viser at det samla energibehovet for eit sjøver er ca. 500 kWh.
Aktuell teknologi	Ombygging av framdriftssystemet til hydrogen-batteri hybrid, dvs. hydrogen og brenselcelle vil då kome i staden for dagens dieselgenerator. Eksisterande batteripakke (120 kWh) skal framleis nyttast, og det vert difor bruk for ca. 380-400 kWh energi frå hydrogen i tillegg. Den tekniske løysinga om bord vert vurdert som relativt uproblematisk ved bruk av eksisterande løysingar for brenselcelle og lagring av hydrogen.
Korleis	Samarbeidsprosjekt mellom Selfa Arctic, Sintef og reiar på MS Karoline. Det må i tillegg etablerast eit anlegg for lokal produksjon av hydrogen basert på elektrisk kraft. Avhengig av finansiering frå det offentlege verkmiddelapparatet.
Tidsplan	Ferdigstilling: 2018/2019



Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

USA: SF Breeze

Kven	Red and White Fleet, San Fransisco
Kva	Hydrogendriven passasjerbåt SF Breeze i San Fransisco • 150-passasjar hurtigbåt (commuter ferry) • 4 gonger 50 mils rundtur pr. dag • Max hastigheit: 35 knop (60% av tida) • Fylling av H₂: 3 gongar pr. dag  Figure ES-1: 3-D engineering drawing of the SF-BREEZE. • Null drivhusgass og kriterium for ureiningskomponentar under drift. • Overlegen responstid under manøvrering. • Mindre støy og vibrasjon om bord • Eliminasjon av dieselsøl, diesellukt og eksoslukt.
Aktuell teknologi	Data frå rapport: http://energy.sandia.gov/download/38805/ • Passasjerkapasitet: 150 (maks. tillate tal av Subchapter T-reguleringar) • Toppfart: 35 knop • Total installert effekt: 4,92 MW (4,4 MW ved framdrift ved maks. hastigheit, 120 kW for hjelpeeffekt, og resten som sikker margin) som består av (41) 120 kW PEM-drivstoffcellerack, som kvar inneheld 30 kW PEM-brenselcelleiningar. • Drivstoff: 1 200 kg (ca. 4,5 gallon) flytande H₂ i ein enkeltstående Type C (farty under trykk) lagertank på toppdekk, som er nok for to rundturar à 50 nautiske mil før ny hydrogenfylling, med 2-400 kg margin. • Elektrisk arkitektur: DC frå drivstoffceller konvertert til AC for motorar. • Anten ein eller to motorar per aksel • Framdriftssystem: Voith Vassjet • Fasilitetar: Standard passasjerkabin med WC og snackbar.
Korleis	Prosjekt og konseptstudie utvikla av reiarlag og Sandia Labs
Tidsplan	Ukjend

Endringar i teknologi og føresetnader

Målsetjinga med HHH- prosjektet har vore å greie ut moglegheitene for å kunne nyttiggjere seg av overskotsproduksjon av elektrisk kraft (innelåst/stranda elkraft) grunna avgrensingar i nettkapasitet til/frå området. For å kunne oppnå optimal/maksimal utnytting av uregulert elvekraft i ein slik situasjon, er det heilt naudsynt å kunne lagre den elektriske energien. Dei mest aktuelle lagringsmedia vil då vere batteri eller hydrogen.

All slik lagring og seinare bruk av energien medfører tap, eksempelvis 10% tap for batteri og 40-60% tap ved produksjon av hydrogengass, lagring og seinare bruk i brenselcelle.

Investeringane for dei to teknologiane vil også variere, men begge løysingane vil medføre relativt store kostnader i form av lagringsmedium (nettilkopla batteribank høvesvis elektrolyser og spesialtankar for høgt trykk ev. flytande, nedkjølt hydrogengass). Det er også stor skilnad i lagringskapasitet mellom dei to teknologiane: batteri krev stor vekt og stort volum, medan hydrogen har større energitettleik. Batteri har vore oppfatta som mest gunstig på korte avstandar medan hydrogen er best egna der energibehovet er større, ved lengre strekningar/kystfart.

I løpet av dei 2-3 siste åra har det vore ei rivande utvikling av batteriteknologi, særskilt innanfor maritime applikasjonar. Dei omfattande nybyggingsprogramma til Statens Vegvesen og fylkesveg-administrasjonane (53 ferjer under bygging, ca. 50 nye utlysingar er venta) har utløyst stor kreativitet og nyskaping, noko som igjen har medført store framsteg i teknologi/kapasitet og sjølv sagt også meir konkurransedyktig pris. Hydrogenteknologien er også under utvikling, og her er det førebels ikkje tilgjengelig teknologi for kommersielt bruk. Dette er venta å vere på plass i 2021.

Grunna denne utviklinga har grensa mellom kva løysing som har vore oppfatta som mest gunstig endra seg kraftig i «favør» av batterilagring.

Då HHH prosjektet vart sett i gang var det oppfatta som «umogleg» å nytte batteri på sambandet Hellesylt-Geiranger. Dette var knytt til både stort energibehov (store batteri) så vel som manglande nettkapasitet for hurtiglading av batteria både i Geiranger og Hellesylt. Hydrogen var då oppfatta som «det einaste moglege» alternativet.

I mellomtida har ein fått betre kjennskap til både tekniske løysingar og kostnadene knytt til desse løysingane, og signala frå både eigaren av ferjene (Fjord1) og operatøren (The Fjords) tyder på at ein ikkje er klar til snarleg å gjere eit endeleg val av energiberar for nullutslepps-drift på strekninga Hellesylt-Geiranger.

Men dersom ein ser på den opphavlege målsetjinga for HH- prosjektet så var jo det å få utnytta overskotsproduksjonen. Lagring av elektrisk energi i batteri for seinare «eksport» ut av området eller sal til ferjer og andre fartøy på fjorden kan også medverke til å oppfylle ei slik målsetjing.

5.3. ARBEIDSGRUPPE 3: MARKNADEN FOR HYDROGEN

Delprosjektleder: Generalsekretær Kristian E. Vik, Norsk hydrogenforum

Deltakarar:

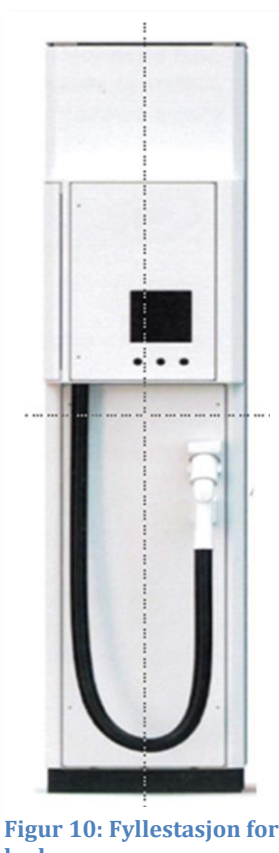
- Vegard Fredheim, Hexagon, Raufoss.
- Else Ragni Yttredal, Stiftinga Geirangerfjorden Verdsarv
- Lina Vassdal, Møre og Romsdal fylkeskommune
- Ketil Valde, Møre og Romsdal fylkeskommune
- Jan Kjetil Paulsen, Bellona

Innleiing

Hydrogengass har vore ei industriell salsvare i over 100 år, nytta i mange ulike typar industriprosessar, som råstoff eller innsatsfaktor til utvikling av ei lang rekkje næringsstoff, kjemikal og ulike industrielle produkt. Produksjon, distribusjon, sal og bruk av hydrogen er slik sett slett ikkje noko nytt. I Noreg har hydrogen blitt produsert nesten like lenge – Norsk Hydro (forlauparen til NEL Hydrogen) etablerte storskala produksjon frå elektrolyse allereie i 1927 og toppproduksjonen på deira anlegg på Rjukan var på heile 135 megawatt på 50-talet. Den årlege globale marknaden for hydrogenproduksjon ligg på 50 millionar tonn³, altså rundt 50 000 gongar meir enn estimert bruk for ferjer på Geirangerfjorden.

Dampreforming, cracking frå råolje og gassifisering står for omtrent all hydrogenproduksjon globalt, berre 1 % av produksjonen kjem i dag frå elektrolyse⁴ av vatn. Men det er eit sterkt fokus på å auke denne andelen, mellom anna grunna kraftig etterspurnad etter lagring frå nye fornybare energikjelder – ein sektor som på verdsbasis òg opplever eksponentiell vekst – og at overgang til nullutslepp i transportsektoren vil krevje såkalla grøn hydrogen (utan utslepp i produksjonen) som rasjonale for innfasing av hydrogendrivne køyrety for å kunne utkonkurrere «eksos-køyrety».

Handtering av hydrogen som industrigass har som vi forstår vore gjort i lang tid og ein har utvikla gode løysingar for sikker bruk og handtering. Det som derimot er nytt, er utvikling og kommersialisering av lågtemperatur brenselceller for å kunne nytte hydrogen til transportføremål. Dei siste tiåra har det vore eksperimentert med bruk av hydrogen i forbrenningsmotorar (m.a. hos BMW), men grunna i at ein ikkje har oppnådd særleg



Figur 10: Fyllestasjon for hydrogen.

³ Kjelde: Presentasjon frå Jon A. Løkke, NEL ASA, August 2017

⁴ Ibid.

forbedring av verknadsgraden samanlikna med bensin, har dette sporet stort sett vorte lagt til side, til fordel for å bruke brenselceller i kombinasjon med batteri.

Utviklinga av hydrogenbilar

Bruk av hydrogen og brenselceller i transportsektoren har lenge vore spådd ei lysande framtid – og endeleg – når vi no skriv 2017, kjem fleire og fleire køyretyprodusentar med reelle planar for serieproduksjon av bilmodellar og tyngre køyrety. I perioden 2018-2021 vil eit titals bilprodusentar ha hydrogenbilar sett i serieproduksjon – sjå www.hydrogen.no/kjoretoy for alltid oppdatert oversikt.

General Motors testa ein van som var fylt med brenselceller allereie på 70-talet, og samarbeider no om storskala brenselcelleproduksjon saman med Honda. Toyota er ein av dei andre store bilprodusentane som har drive med forskning og utvikling ved bruk av hydrogen i bilar i fleire tiår.

Toyota har utvikla sine eigne brenselcelle-prototypar, og hadde ein mindre serie bilar på slutten av 2000-talet til testing i Japan og USA. Grundig vidareutvikling og evaluering tok Toyota vidare frå dette, og den store snunaden i utviklinga skjedde med lansering av Toyota Mirai i 2014 (rekkevidde opp mot 55 mil). Toyota har brukt store summer på å marknadsføre Mirai dei siste åra, og denne bilen har saman med Hyundai ix35 FCEV dei siste åra selt godt for hydrogenbilar å vere, i Noreg. Rett nok er «serieproduksjonen» av Mirai for den første serien som er laga for hand i Japan - på nøkterne 3 000 bilar pr. år, men ein ny modell for lansering i 2019/2020 skal få tidobla produksjon med 30 000 bilar pr. år. Store gjennombrot med skalafordelar og kostnadsreduksjon er venta i den samanheng.



Figur 11: Døme på hydrogenbil.

Hyundai følgjer den same utviklinga som Toyota, og avduka nyleg (hausten 2017) den lenge etterlengta første reelle serieproduserte hydrogenbilen deira bygd frå grunnen, som blir introdusert i 2018. Dagens bil (ix35) har hydrogensystemet bygd inn i eksisterande karosseri, med dei kompromissa dette medfører, men like fullt marknadsleiande med ei rekkevidde på 60 mil. Den nye bilen som førebels går under konseptnamna «Next Generation FCEV» og «Future Eco», blir formelt lanserte til vinter-OL i Sør-Korea i februar neste år. Med solide forbedringar i systemet seier Hyundai at rekkevidda vil auke til opp mot 80 mil. Det er forventa at denne modellen kan kome til Noreg hausten 2018, og også systerføretaket Kia utviklar no (basert på Hyundai's brenselcelle-kompetanse) sin første serieproduserte hydrogenbil for produksjon, truleg frå 2019.

Mercedes, BMW og Audi følgjer etter på europeisk side, desse har alle hatt lange og solide utviklingslaup på hydrogenbilar. Både Mercedes og Audi tek sikte på ladbare plug-in hydrogenbilar, og førstnemnde skal ha serieproduksjonsmodellen av GLC F-Cell klar i 2019, truleg også i Noreg. BMW og Audi følgjer etter i 2020/21.

Leige- og bildelingsbilar med turisttrafikken i Geiranger?

Felles for alle desse nye bilane som er i sal og under utvikling er at dei er store og komfortable bilar bygde med høg kvalitet og premiumfølelse. Kombinert med den lange rekkjevidda vil desse bilmodellane kunne bli svært attraktive på leige- og bildelingsmarknaden – særleg då dei gir mykje større friheitsgrad enn batterielektriske bilar - igjen grunna at Norges elbilsuksess allereie i dag gjer at ein må konkurrere med svært mange andre elbilar om lade plassar og ladetid på dei ladestasjonane som finst. Vi rår difor til å utgreie dette vidare saman med tungtransport-alternativa som er omtala nedanfor.

Hydrogendrivne bussar

Trua på å satse på Brenselceller i transportsektoren tok sats tidleg på 2000-talet, og gjennom eksperimenteringa innan personbilsegmentet skapte dette erfaring, kompetanse og tru på å integrere tilsvarende system også tyngre køyrety – i første omgang bussar. Innkjøp innan kollektivtransport har lenge vore sett på som ein sterk innovasjonsdrivar, som kan drive utviklinga raskare. Allereie i 1999/2000 fekk Stor-Oslo Lokaltrafikk (no integrert i Ruter) ein prototype hydrogenbuss på lån, noko som ga positive erfaringar og la fundamentet for Ruters hydrogenbussprosjekt, som har hatt fem Brenselcelle-hydrogenbussar i drift sidan 2012. Dette prosjektet var ein del av det europeiske FCH JU-prosjektet CHIC (Clean Hydrogen in European Cities), som direkte har hatt 26 bussar i drift i 5 byar, men der nærmare 60 hydrogenbussar totalt har vore involverte i demonstrasjonsfasen.



Figur 12: Hydrogenbussar slepper ut berre rein vassdamp.

Dette store prosjektet har lagt fundamentet for ei rekkje fleire hydrogenbussprosjekt i Europa dei siste åra, og ikkje minst kommersialiseringsprosessen som FCH JU no legg opp til, med finansiering av rundt 250 nye hydrogenbussar i nye, komande prosjekt. No får EU også sterk draghjelp frå Kina, der over 300 nye bussar er sette i bestilling. I Sør-

Korea (Hyundai satsar òg tungt på hydrogendrift i tyngre transport framover) er det planlagt fleire tusen hydrogenbussar i drift i 2025⁵.

Innkjøpskostnaden for hydrogenbussar har i pågåande utviklingsfase vore relativt høg, typisk 8-10 mill. kr pr. buss i CHIC-perioden – men dette har inkludert utviklingslauf og -FoU-timekostnader hos både bussprodusentar og underleverandørar, samt høge kostnader for lågvolum-produksjon hydrogenspesifikke komponentar. Likevel reknar FCH JU med ein betydeleg kostnadsreduksjon når volumet av hydrogenbussproduksjonen kjem opp mot 300-500 bussar.

Utvikling av hydrogenlastebilar

Gjennombrøtet for hydrogendrift i bussar har òg ført til at dei aktuelle komponentane – brenselceller og tanksystem, har blitt modna godt nok til integrasjon i både passasjertog og dei første lastebilprototypene. Ei rekkje viktige utviklingslauf innan dette segmentet er på gang – Alstom er no i testfase og skal ha passasjerdrift på det første hydrogentoget i løpet av 2018. Over 60 togsett er i bestilling frå tyske delregionar, og fleire lastebilprodusentar er i gang med og/eller snuser på integrasjon av brenselcellesystem. Ein av dei viktigaste og som har kome eit stykke er Scania i Sverige, ein kvalitetsleverandør med betydeleg marknadsandel i Norge.

Ein av deira største norske kundar er ASKO, som i 2016 fekk overtydd Scania om å utvikle det som blir Europas første store hydrogenlastebilar produsert i serie (4 stk.). Dei første bilane er no under bygging og vil bli levert til ASKO Midt-Norge i Trondheim i løpet av 2018. ASKO har utvikla eit drivstoffhierarki basert på miljø og bærekraft der elektrisitet og hydrogen ligg på topp. Dersom testinga og økonomien held det som er lova, kan ei betydeleg flåte blant ASKO sine over 600 lastebilar i landet gå på hydrogendrift ein gong tidleg på 2020-talet. Sidan ASKO distribuerer over heile Noreg, kan leveransar av matvarer til Geiranger og Hellesylt sjølvsagt vere eit aktuelt logistikklaup, dersom Geiranger og kommunen lokalt er proaktive og legg til rette for dette.

Nederlandske Emoss er saman med ein sveitsisk underleverandør i gang med testing av ein annan hydrogenlastebil med tilhengar, til sveitsiske COOP. Også Renault Trucks saman med SymbioFCCell, testar ein liten lastebil for franske La Poste. I Kina har fleire kjøretøyprodusentar, mellom anna BroadOcean – i samarbeid med Ballard – planer om produksjon av firesifra tal hydrogendrivne varebilar dei komande åra. Alle desse referanseprosjekta er svært viktige, og hydrogen blir no diskutert i større og større grad innan varetransportsektoren.

Elektrifisering av tyngre køyrety skjer no for fullt på global basis, og både amerikanske Nikola og Kenworth, samt Toyota i USA/Japan, har spennande og konkrete planar på gang med hydrogendrift. Grunnen til at hydrogen er så lovande i dei tyngre køyretya, er at distribusjonsoppgåver frå hub til mottakar i dei aller fleste tilfelle krev lengre rekkjevidde,

⁵ <http://www.intelligent-energy.com/news-and-events/industry-news/2016/03/22/south-korea-to-replace-cng-buses-with-hydrogen-fuel-cells/>

meir energi og høgare energitettleik enn kva store batterisystem i køyretøy kan levere. Dei største lastebilane vil ved køyring over ein viss distanse måtte frakte mange tonn batteri – som går på kostnad av kapasiteten for varene som skal transporterast og dermed tapte inntekter. I så måte går vinninga opp i spinninga – noko som transportnæringa for alvor ser ut til å ha forstått i løpet av dei siste åra.

Verdas første nullutslepps landbaserte turist-logistikkonsept i Geiranger og Hellesylt?

Ved etablering av hydrogenproduksjon i Hellesylt vil det kunne vere tilrådelig å bygge inn og allokere (minst) eit par hundre kg med hydrogen til vegtransporten, i eit mogleg første byggjetrinn, til å dekkje ein første flåte av hydrogenbrukarar i vegtransporten. Sidan Geiranger har verdsarvstatus har bygda potensiale til å vere eit nasjonalt og internasjonalt utstillingsvindaue for grøn og utsleppsfri turisme, og området ligg strategisk til for turiststraumen og mobilitet mellom Nordfjord, Aust- og Nordvestlandet. Ein bør difor kunne marknadsføre dette sterkt.

Dersom den nye Strynefjellstunellen med arm til Geiranger vil bli realisert dei nærmaste åra, vil dette kunne mogleggjere eit distribusjonssystem ved ev. overskotsproduksjon av hydrogen, som både kunne distribuert hydrogen til ev. mindre men strategisk viktige hydrogenstasjonar på knutepunkt i Stryn, på Otta og ev. Åndalsnes, men ikkje minst også at ein kan legge til rette for nullutslepps varetransport, leigebilar og bussflåte av regionbussar som fraktar turistar samt rutegående bussar langs den same aksen – Nordfjord, Gudbrandsdalen, Ålesund og Romsdalen.

Alt etter kvar Geiranger og Hellesylt tek i mot den vareflyten som krevst for å dekke den sterkt veksande turismen (det har ikkje vore ressursar i prosjektet til å undersøkje dette nærare) frå, er det sannsynleg at varetransporten og kanskje også buss må/kan mogleggjere seg eit anna distribusjonspunkt for hydrogendrivstoff, t.d. i Ålesund, Stryn eller Otta. I så tilfelle må hydrogenstasjonar på desse stadane dimensjonerast for auka etterspurnad dersom vare- og passasjerflyten legg rammene for dette.

Etter kva prosjektet kjenner til finst det førebels ikkje utvikling av langdistanse- eller regionsbussar med hydrogendrift enno. Ettersom nye NTP (2018-2029) legg opp til klare nullutsleppsmål for bussar - 75% av alle langdistansebussar i Norge skal vere nullutslepp i 2030 og *alle* kortdistansebussar innan 2025⁶, vil det med UNESCO-statusen vere ideelt om eit utviklingslaup for nullutslepps (langdistanse, coach-segmentet på engelsk) turistbussar kunne bli demonstrert som verdas første i tilknyting til turistnæringa i og rundt Geiranger.

Ved ev. vedtak og bygging av Strynefjellstunell inkl. Geiranger-arm bør introduksjon av nullutslepps-bussar (seinast) kunne timast med opninga av denne – slik at heilårs trafikk og heilårsturisme i Geiranger vil kunne avlaste dagens sprengde kapasitet i bygda i

⁶ NTP 2018-2029, Anbefalingsrapporten frå fagetatane, kap. 4 Klimastrategi, s. 33. (Utgjeve 2016)

sommarsesongen - **med eit berekraftig heilårs logistikksystem inn og ut av bygda på landsida**, og i størst mogleg grad med tilsvarende tiltak med sjøvegen.

Ein bør prøve å etablere samarbeid med fylket og turistnæringa i Møre og Romsdal (og nabofylka) og NSB – for å kunne utvikle og selje eit pakkekonsept der turistar som kjem til Noreg via Oslo - kan tilbydast ein 100% nullutslepps-pakke for å besøke Nordvestlandet med utsleppsfri togtur (Dovrebanen og hydrogendrift på Raumabana), byte til hydrogen-turistbuss /ev. leigebil anten på Otta eller Åndalsnes, med rundtur anten via Strynefjellet/Geiranger (/Trollstigen) - eller vidare – Ålesund – Molde/Romsdalsfjorden eller vice versa.

Potensialet for å utvikle eit slikt turistkonsept bør vere stort. Det har ikkje vore rom innanfor rammene til HHH å utgreie det heilskaplege potensialet på Nordvestlandet rundt dette – **men det er ei klar tilråding om å gå vidare med ein eige nullutsleppskonsept-studie som ser heilskapleg på dette for Møre og Romsdal og nabofylka** – då etablering av ei mogleg heilskapleg satsing vil kunne gi betre økonomi innanfor dei ulike ledda som må på plass – samt gi eit stort potensiale for grønne arbeidsplassar.

5.4. ARBEIDSGRUPPE 4: ØKONOMI

Delprosjektleder: Prosjektleder, energieffektivisering Einar Haram, Sunnmøre Regionråd IKS.

Deltakarar:

- Oddbjørn Brunstad, Ringdal kraftverk AS.
- Else Ragni Yttredal, Stiftinga Geirangerfjorden Verdsarv.
- Terje Årdal, Stranda Energi AS.
- Kristian E. Vik, Norsk Hydrogenforum.
- Lina, Møre og Romsdal fylkeskommune
- Jan Kjetil Paulsen, Bellona

38

Generelt

Når det gjeld etablering av produksjonsanlegg og val av produksjonsmetodar viser vi til Gruppe 1 sitt arbeid: Lokal produksjon og distribusjon av hydrogen.

Norvald Røyset, Inge Bjørdal og undertekna fekk i oppdrag å reise til Hannovermessa for å sjå på utstyr og for å få kontakt med leverandørar for å innhente gode tilbod til prosjektet på Hellesylt.

Vi laga ein kravspesifikasjon som vart oversett til engelsk og som vart levert ut til 6 leverandørar som vi òg hadde gode diskusjonar med under messa. Alle lova å kome tilbake med tilbod til oss. Vi fekk to tilbod tilbake, det var frå NEL AS det andre frå ITM Power.

Begge budsjett-tilboda og tidlegare budsjettprisar basert på mindre produksjonsvolum frå dei same selskapa er brukt i investeringskalkylane for alternativ A til E i gruppe 1.

I dette kapittelet omtalar vi økonomi til ulike partar: ferjereiarlag , drifts- og produksjonsselskapet Hellesylt Hydrogen AS (under skiping) og småkraftselskapa i området. I utgangspunktet har målsettinga vore å auke innteninga til småkraftselskapa i Sunnøylven gjennom å produsere hydrogen frå den (overskotts)krafta som kan leverast frå området. Samstundes vil ein oppnå ein miljøvinst ved å bruke hydrogen som energikjelde til drift av ferje, bussar og personbilar i området ved at utslepp av klimagassar blir betydeleg redusert.

To rapportar som skildrar potensialet for dette er :

1. Hydrogen som energibærer på Vestlandet. Mulighetsstudie 2016
2. Vindkraft til hydrogen – nye muligheter for Smøla

Støtteordningar til utvikling, investering og drift.

På grunn av relativt høge kostnader og ein førebels avgrensa marknad er hydrogeninfrastrukturen lite utvikla i dag, men teknologisk er det eit potensial for å gjere hydrogen meir konkurransedyktig i heile verdikjeda.

I Noreg er det mogleg å søkje støtte frå Enova til konseptutgreiing, forprosjekt og innføring av ny energiteknologi generelt. Meir spesifikt vert det gitt støtte til energiltak, ny energiteknologi og kommunal/fylkeskommunal infrastruktur for transport.⁷ Det er også mogleg å søkje støtte hos Innovasjon Norge, Norges forskingsråd og dessutan gjennom Pilot-E-ordninga. Pilot-E er eit nyleg etablert finansieringstilbod til norsk næringsliv som skal stimulere utvikling og bruk av heilt nye tenester og produkt innan klimavennleg energiteknologi.

For transport spesielt er det i dokumentgrunnlaget til Nasjonal Transportplan 2018-2019 også nedfelt tilrådingar om tilrettelegging for null- og lågutsleppskøyrety og -farty. Der heiter det m.a.:

- *Null- og lågutsleppskøyrety og -farty skal vere konkurransedyktige i pris. Avgiftsdifferensiering eller subsidiar for køyrety må vidareførast.*
- *Null- og lågutsleppskøyrety og -farty skal vere billegere i bruk enn bensin og diesel.*

Aktuelle støtteordningar for HHH-prosjektet

På grunn av det i dag avgrensa utbygd infrastruktur og dermed låge produksjonsvolum av både elektrolysørar og brenselceller, er kostnadene med å ta i bruk hydrogen i dag høge. Det står også att eit vesentleg arbeid med utvikling av standardar og regelverk før hydrogen i transport er mogen teknologi. Dette kombinert med dei positive miljøverknadene teknologien kan gi gjer at det finst ei rekkje incentiv- og støtteordningar som er tilpassa hydrogenprosjekt.

Enova (www.enova.no)

Enova forvaltar støtteordningar for reduksjon av utslepp i transportsektoren. Det er mogleg å søkje støtte både til prosjekt som reduserer energibruk, til energiproduksjon og til utvikling og testing av ny energi- og klimateknologi. Enova har dei siste åra hatt eit sterkt fokus på maritim sektor, og dei har løyvd betydelege midlar i ei lang rekkje landstraum- og nullutsleppsprosjekt. Sidan prosjektet er relatert til Sunnøylvs-/Geirangerfjorden er det verdt å merke seg at tildelingskriteria er slik at hamner med kort brukstid vil ha problem med å få tilskot. Det må truleg etablerast eigen pott for cruisedestinasjonane? Enova har m.a. støtta Hordaland fylkeskommune si satsing på null- og lågutsleppsferjer med 133,6 MNOK og Hurtigruta si satsing på hybridskip med 45,1 MNOK.

På Enova-konferansen lanserte Enova frå februar 2017 ei ny støtteordning for investeringar i ny energi- og klimateknologi i transport på køyretysida. I juni lanserte Enova støtte til hydrogeninfrastruktur for vegtransport, med opning for å støtte til tre stasjonar i løpet av hausten 2017, men det er forventa at ordninga blir betydeleg utvida dei kommande åra.

⁷ Løyvingane frå Enova til null- og lågutsleppsferjer i Møre og Romsdal: 88,2 (Sykkylven – Magerholm og Hareid-Sulesund) og 54,5 MNOK (Seivika – Tømmervåg og Seivika – Edøy).

Enova har også ei eiga støtteordning retta mot infrastruktur til kommunale og fylkeskommunale transporttenester.

NOx-fondet (www.nho.no/nox)

NOx-fondet er eit spleiselag der medlemmene av 15 næringsorganisasjonar har gått saman om ein eigen tiltakspakke for å redusere NOx-utslepp. NOx-fondet spring ut frå Miljøavtalen 2011-2017, som kort fortalt inneber at verksemdar tilslutta avtalen får fritak for ordinær NOx-avgift mot at dei tek på seg pliktene som ligg i avtalen. Alle norske ferjeoperatørar er omfatta av avtalen, men for at ferjer skal kunne søkje støtte må dei ha ein samla motoreffekt over 750 kW, sidan dette er grenseverdien som utløyser NOx-avgiftsplikt.

40

Forskningsrådet (www.forskningsradet.no)

Forskningsrådet administrerer ei lang rekkje program retta mot klima-, miljø- og energiteknologi. Tre av dei mest relevante programma for forskings- og utviklingsaktivitetar knytt til ei hydrogensatsing vil vere ENERGIX (energiteknologi, inkludert hydrogen- og batteriteknologi), MAROFF (innovasjon og miljøvennleg verdiskapning i maritime næringar) og TRANSPORT 2025 (forskning og innovasjon innan transportområdet). For havbruksnæringa kan også programmet HAVBRUK (kunnskap og løysningar for sosialt, økonomisk og miljømessig berekraftig vekst i norsk havbruk) vere relevant. Forskningsrådet har også ei lang rekkje meir generelle program retta mot innovasjon i offentleg- og privat sektor som kan vere aktuelle.

Innovasjon Norge (www.innovasjon norge.no)

Innovasjon Norge forvaltar ordningar primært retta mot å auke innovasjon i norsk næringsliv, men m.a. berekraft, maritim næring og havbruk er alle utpeika som satsingsområde. Miljøteknologiordninga til Innovasjon Norge er retta spesielt mot utvikling og demonstrasjon av miljøteknologiske løysningar med overføringsverdi til andre stader eller bruksområde med kommersielt potensial. Nullutsleppsløysingar i maritim sektor har dei siste åra fått betydelege tilskott gjennom ordninga, der i blant utviklinga av batteriferja Ampere.

Reiarlaget som skal drifte ferja mellom Hellesylt og Geiranger vil få tilskott til investeringar både frå NOx-fondet og truleg også eit nytt CO₂-fond.

Tilskott frå nytt CO₂-fond?

Som ein del av forliket om statsbudsjett for 2017 blei det gjort følgjande vedtak (sitat):

«Stortinget ber regjeringen igangsette en prosess med berørte næringsorganisasjoner om etablering av en miljøavtale med tilhørende CO₂-fond. Det legges til grunn at fondet sikres tilstrekkelige inntekter gjennom en opptrapping av CO₂-avgiften for berørte næringer og at finansieringen er på plass innen 2020. Det er et mål at fondet skal bidra til å kutte klimagassutslippene med 2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter årlig innen 2030. Regjeringen

rapporterer om prosess, innretning og mulig tidsløp for etablering av et slikt fond i revidert nasjonalbudsjett 2017.»

Fondet er tenkt å følgje modellen til NOx-fondet. Tidspunkt for eventuell innføring og økonomisk innretning er førebels ikkje kjent, men eit nullutslepps-ferjeprosjekt (estimert reduksjon av CO₂-utslepp opp mot 800 tonn/år) som fell inn under ordninga vil dette truleg kunne gi betydeleg økonomisk støtte.

NHO støttar og arbeider for å få dette på plass. NHO har lenge ivra for ideen, og skal no, ifølge [Dagens Næringsliv](#) i samtalar med klima- og miljøminister Vidar Helgesen (H) for å drøfte saka.

– Vi håper å ha et fond i gang i 2019, seier NHO-sjef Kristin Skogen Lund. Dersom CO₂-avgiftene skal gå til fondet i staden for statskassa, kan staten gå glipp av inntekter på meir enn fire milliardar kroner. NHO meiner likevel at dette er ein god idé.

– Næringslivet betaler allerede flere milliardar i CO₂-avgift. Det eneste vi ber om, er at en øremerker desse pengene slik at det faktisk muliggjør klimaskiftet, sier Skogen Lund.

– Det er ingen tvil om at transportsektoren må bidra for å nå klimamålene. En av de interessante mulighetene er dette CO₂-fondet, sier Vidar Helgesen.

St melding 41, pkt. 5.3 Transport (side 53).

Regjeringa vil (sitat):

«...ha som et arbeidsmål at klimagassutslippene i transportsektoren skal reduseres med 35-40 prosent i 2030 fra 2005. Arbeidsmålet støtter opp under transporten i 2050 skal være tilnærmet utslippsfri/klimanøytral.

....

....

- utarbeide en nasjonal plan for infrastruktur for alternative drivstoff for transportsektoren. Planen skal blant annet berøre ladeinfrastruktur for el- og fyllestasjoner for hydrogen og biogass som samsvarer med måltallene om nullutslippskjøretøy frem mot 2030, samt klimavennlig drivstoff innenfor innenriks sjøfart. Det legges til grunn at utbygging av infrastruktur for nullutslippsdrivstoff skal være markedsdrevet og på et tidligst mulig stadium skje uten støtte. Myndighetenes virkemidler, herunder Enova, skal i en tidlig fase

- bygge opp under markedsutviklingen*
- se på hvordan forventet etterspørsel etter alternative drivstoff hensyntas i planleggingen av kraftnett, vei og annen infrastruktur*
- innlede arbeid med en klimaavtale for næringslivet, med tilhørende CO₂-fond.»*

Som ein ser er det svært sannsynleg at det kjem på plass eit CO₂-fond etter modell av NOx-fondet. Kor relevant dette vert for ferjestrekninga Hellesylt og Geiranger vil vere avhengig av om og ev. når eit vedtak om ombygging/utskifting vert realisert.

Utrekning av investeringstøtta til reiarlaget som skal drifte ferja mellom Hellesylt og Geiranger.

Reiarlaget som skal drifte ferja mellom Hellesylt og Geiranger vil få tilskott til investeringar både frå NO_x-fondet og sannsynlegvis eit nytt CO₂-fond.

Hellesylt Hydrogen AS må velje eitt av produksjonsalternativa som er skildra i gruppe 1. For vidare arbeid og økonomisk analyse av prosjektet vel vi å bruke alternativ C og D: **H₂-produksjon på/ved ferjekaia med maks kapasitet på 700 kg og 950 kg pr. døgn.**

I første fase vil ein nytte alternativ C med produksjon på 700 kg pr. døgn og deretter auke kapasiteten til det maksimale på 950 kg for å dekke etterspurnaden frå bussar, personbilar og tyngre køyrety.

Ved ein førespurnad til Visit Flåm som har oversikt over busstrafikken, har vi fått vite at i løpet av ein sesong kan det maksimalt transporterast 5 760 stk. bussar på ferja. Dersom vi stipulerer 25 % får vi behov for 50 400 kg hydrogen.

Kor stor del av desse ein kan rekne vil bruke hydrogen som driftsmiddel er vanskeleg å anslå. Bussane som blir med ferja over fjorden er mest truleg turistbussar som kjem frå Sør- og Aust-Europa og frå andre deler av Noreg. Desse er nok ikkje aktuelle i hydrogen-samanheng på ein del år enno. Dei første og mest aktuelle bussane med tanke på hydrogen-drift, vil truleg måtte vere slike som er eigde av lokale busselskap og som kan brukast i personrute-trafikk om vinteren også.

Tilskott frå NO_x-fondet til drift av ei ferje med nullutsleppsteknologi.

Ref. Problemstilling 1: Lokal produksjon av hydrogen. Arbeidsgruppa er samde om at vi skal dimensjonere anlegget for å produsere 700 kg hydrogen pr. døgn til drift av ei ferje på strekninga Hellesylt – Geiranger.

Frå Jan Kjetil Paulsen (Bellona) har vi fått vite at ferja som i dag går på denne strekninga brukar ca. 300 000 liter diesel i sesongen.

Spesifikt volum av diesel er 0,84 kg/liter. Dette gir da $300\,000\text{ l} \cdot 0,84 = 252\,000\text{ kg}$
Basert på eit spesifikt energiinnhald i diesel på 11,9 kWh/kg $\cdot 252\,000\text{ kg} = 2\,998\,000\text{ kWh}$.

Reduksjonen av NO_x-utslepp dersom ferja brukar hydrogen som drivstoff blir då :
 $0,008\text{ kg/kWh} \cdot 2\,998\,000\text{ kWh} = 23\,984\text{ kg NO}_x\text{ pr. sesong}$.

I rettleiinga om bruk av NO_x-fondet datert 17. januar, 2017 er det ikkje oppgitt støttesatsar for reduksjon av NO_x-utslepp ved bruk av hydrogen. Men i eit foredrag heldt av dagleg leiar

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Tommy Johnsen på Grøn Fjord-konferansen i Geiranger 10. mars 2016 uttalte han at ein kan rekne med dei same satsane som for utskifting til batteridrift, altså 500 kr/kg.

Brukar vi denne satsen får vi : $500\text{kr/kg} * 23\,984\text{ kg} = 11\,992\,000,-\text{ kr}$ som då blir støtte til investering i hydrogenteknologi for ferjereiarlaget.

CO₂- fond-tilskott til drift av ei ferje med nullutsleppsteknologi.

Ferja Helesylt- Geiranger brukar i dag 300 000 liter diesel pr. år .

Utslepp av CO₂ : $300\,000\text{ l} \times 0,84\text{ l/kg} * 3,17\text{ g/kg} = 798\,840\text{ kg CO}_2$

Kva satsar ein kan rekne med å få for CO₂-reduksjonar er p.t. usikkert.

Denne sommaren har styresmaktene sett fokus på ureininga i fjordane våre og det er god grunn til å tru at ferjene ikkje kan halde fram å ureine utan at reiarlaga må betale for dette, anten i form av investeringar i ny teknologi eller i overgangsordningar der dei må betale ei ureiningsavgift. Mest sannsynleg må dei investere i ny teknologi som gir mindre utslepp av klimagassar innanfor ei gitt tidsramme og dermed trur eg ikkje at hydrogen må konkurrere direkte på pris pr. kWh med t.d. diesel.



Figur 13: Bilferja «Bolsøy» på Geirangerfjorden er frå 1971, og ureinar mykje, meiner Sjøfartsdirektoratet. Arkivfoto: Staale Wattø

Dette vil setje i gang ein prosess der reiarlaget må vurdere kva tiltak dei skal setje i verk for å redusere utsleppa av klimagassar. Difor er det viktig at Hellesylt Hydrogen AS har fått informert reiarlaget om kva planer ein har.

Korleis vil lønsemda i Hellesylt Hydrogen AS utvikle seg med bakgrunn i dette?

Hellesylt Hydrogen AS må velje eit av produksjonsalternativa som er omtala i gruppe 1. I denne rapporten vel vi for vidare arbeid og økonomisk analyse av prosjektet å bruke alternativ C og D: **H₂ produksjon på/ved ferjekaia med maks kapasitet på 950 kg pr. døgn.**

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Ein legg likevel til grunn at i ein fase på eitt til to år berre vil produsere 700 kg /døgn, og deretter gradvis auke kapasiteten til det maksimale på 950 tonn etter 5 år for å dekkje etterspurnaden frå bussar, personbilar og tyngre køyrety.

Difor har vi gjort nokre føresetnader for å kunne gjennomføre reknestykket:

- 1) Produksjonskapasitet blir 700 kg hydrogen dei 5 første åra, deretter 950 kg.
- 2) Prisane er konstante både på sal og produksjonskostnader.
- 3) Rente: 5 %
- 4) Salspris pr. kg H₂ er differensiert med omsyn til det som blir selt til ferja og det som blir selt til køyrety.
- 5) Salsprisen til ferja er sett til 60 kr/kg hydrogen .
- 6) Salsprisen til bussar og personbilar er sett til 72 kr/kg hydrogen.
- 7) I det 4. produksjonsåret sel selskapet 50 % av restkapasiteten, og det 5. året 100% av restkapasiteten til køyrety på land.

Vi har innhenta pris på biodiesel og vanlig diesel til ferjedrift frå Bunker Oil og få oppgitt følgjande prisar.

Biodiesel: 11,0 kr /l, og vanleg diesel 4,7 kr/l .

Energiinnhaldet i vanleg diesel er 11,9 kWh/kg. Dette gir då ein pris pr. kWh på biodiesel på kr 0,92 og vanleg diesel på kr 0,39.

Produksjonsprisen for alternativ C er 42,75 kr/kg og for D er 44,56 kr/kg. Energi-innhald i hydrogen er oppgitt til 33,3 kWh/kg, dette gir ein pris pr. kWh på høvesvis 1,28 kr og 1,34 kr.

Som nemnt ovanfor er det lite truleg at ferjene får halde fram å ureine utan å måtte betale for dette. Men mest truleg må dei investere i ny teknologi som gir mindre utslepp av klimagassar. Dermed er det heller ikkje truleg at at hydrogen må konkurrere direkte på pris pr. kWh med t.d. vanleg diesel. Dieselskøyrety er t.d. allereie pålagde store avgifter for ureining i fleire bydelar i Oslo.

Resultatet av utrekningane syner at selskapet får eit akkumulert overskot på 15,062 MNOK etter det 15. driftsåret.

Sjå tabellar under.

Økonomisk resultat for småkraftverka i Sunnylven.

Under dei føresetnader som er lagt til grunn og basert på ein konstant pris pr. levert kWh vil selskapa ha ein sikker og stabil økonomi.

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Tabell 4: Analyse av lønsemd for Hellesylt Hydrogen HUB.

Årsproduksjon og sal	128 800 kg/år
Årsproduksjon og sal til køyretøy i tillegg	46 000 kg/år
Produksjonsdata:	
• Salspris for hydrogen til ferja	60 kr
• Salspris for hydrogen til bussar og personbilar	72 kr
• Produksjonskostnad alternativt C, inkl. finanskostnad	42,75 kr
• Produksjonskostnad alternativ D, inkl. finanskostnad	44,56 kr
• Drift og vedlikeholdskostnader er etter 10 år pr. kg prod 2%	0,87 kr/kg
• Kostnader ved bruk av diesel pr. kWh	16 kr
Prisar:	
• Lånerente	5,0 %
• Energipris brukt i kalkyle. eks. MVA	0,24 kr
• Investeringsperiodar på 2 x 2 år	2 år
Inntekter pr. år:	
• Inntekter pr. år ved sal til berre ferja	7 728 000 kr
• Inntekter for hydrogen selt til bussar og personbilar	3 312 000 kr
• Årsproduksjonskostnad til ferja første 5 år	5 506 200 kr
• Årsproduksjonskostnad etter 5. året; både ferje og køyretøy	7 789 088
Produksjonskostnader etter 5. året:	
• Produksjonskostnader pr. år for ferje	5 739 328 kr
• Produksjonskostnader for leveranse til køyretøy	2 049 760 kr
Kalkyle:	
• Netto differanse mellom salsinntekt ferje og prod. kostnad	2 221 800 kr/år
• Netto differanse mellom salsinntekt bil og prod. kostnad	3 250 912 kr/år
• Sum vedlikeholdskostnad ved produksjon etter 10. året	152 076 kr/år
• Investeringskostnad for alternativ C , berre ferje.	35 200 000 kr
• Meirkostnad for invest. med oppgradering til alternativ D	18 000 000
• Enova-støtte med 40 % av investert beløp	21 800 000 kr

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Tabell 5. Analyse av lønsemd for Hellesylt Hydrogen HUB. Celler med gul markering er forventeta tilskott frå Enova.

Hellesyl Hydrogen HUB											
Levetidskostnader:											
	IB Investert	investering kr/år	UB Investert	Inntekter kjøretøy kr/år	inntekter ferge kr/år	Avdrag	Finanskostn.	Tilskudd	Vedlikehold etter år 10 kr/år	årlig sum kr/år	akkumulert brutto overskudd i kroner
1 .år	0	-17 600 000	-17 600 000				-880 000			-880 000	-880 000
2 .år	-17 600 000	-17 600 000	-35 200 000			0	-1 760 000	14 080 000	enova tilskudd	12 320 000	11 440 000
3 .år	-35 200 000	0	-31 680 000		2 479 400	-3 520 000	-1 584 000			-2 624 600	8 815 400
4 .år	-31 680 000	-9 000 000	-37 160 000		2 479 400	-3 520 000	-1 858 000			-2 898 600	5 916 800
5 .år	-37 160 000	-9 000 000	-41 740 000		2 479 400	-4 420 000	-2 087 000	7 720 000	enova tilskudd	3 692 400	9 609 200
6 .år	-41 740 000		-37 566 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-1 878 300			71 312	9 680 512
7 .år	-37 566 000		-33 392 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-1 669 600			280 012	9 960 524
8 .år	-33 392 000		-29 218 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-1 460 900			488 712	10 449 236
9 .år	-29 218 000		-25 044 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-1 252 200		-152 076	545 336	10 994 572
10 .år	-25 044 000		-20 870 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-1 043 500		-152 076	754 036	11 748 608
11 .år	-20 870 000		-16 696 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-834 800		-152 076	962 736	12 711 344
12 .år	-16 696 000		-12 522 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-626 100		-152 076	1 171 436	13 882 780
13 .år	-12 522 000	0	-8 348 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-417 400		-152 076	1 380 136	15 262 916
14 .år	-8 348 000		-4 174 000	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	-208 700		-152 076	1 588 836	16 851 752
15 .år	-4 174 000		0	3 644 212	2 479 400	-4 174 000	0		-152 076	1 797 536	18 649 288
16 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	24 620 824
17 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	30 592 360
18 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	36 563 896
19 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	42 535 432
20 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	48 506 968
21 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	54 478 504
22 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	60 450 040
23 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	66 421 576
24 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	72 393 112
25 .år	0		0	3 644 212	2 479 400	0	0		-152 076	5 971 536	78 364 648

5.5. ARBEIDSGRUPPE 5: ORGANISERING AV EIT SELSKAP SOM EV. SKAL INVESTERE OG DRIFTE PRODUKSJONSANLEGGET

Delprosjektleiar: Prosjektleiar, energieffektivisering Einar Haram, Sunnmøre Regionråd IKS

Ein føresetnad for å kunne søkje om tilskot og lån til investeringar er at det er etablert eit selskap i ei eller anna form. Arbeidet med å skipe selskapet er sett i gang når denne rapporten vert skriven, men ein har valt å vente med registrering i Brønnøysund til ein får litt sikrare signal frå aktuelle ferjeselskap om kor vidt dei satsar på hydrogenframdrift eller ev. batteriframdrift på framtidige ferjer på strekninga Hellesylt-Geiranger.

47

Aksjeselskap (AS)

I eit aksjeselskap har ikkje eigarane personleg ansvar for selskapet sine forplikingar. Dei har berre ansvar for eigenkapitalen dei har plassert i selskapet. Difor kan dette være eit smart val for alle som skal drive med ein viss risiko.

Føremonar:

Låg risiko, ikkje personleg ansvar for gjeld.

Ikkje skatt av utbytte før ein vel å ta ut pengar frå selskapet, berre selskapsskatt av overskott.

Fleksibelt med tanke på å få inn ny kapital og nye eigarar etter kvart.

Ulemper:

Fleire formalitetar å forhalde seg til enn i Ansvarleg selskap eller Enkeltpersonføretak

Arbeidsgjevaravgift må betalast for løn til tilsette.

Det er ulike satsar for arbeidsgjevaravgift etter kvar i Noreg ein bur. Sjå oversikt hos www.skatteetaten.no

Ansvarleg selskap (ANS/DA)

I eit ansvarleg selskap har to eller fleire eigarar, samla eller kvar for seg, uavgrensa personleg ansvar for gjelda i verksemda. Det er i praksis to hovudformer av ansvarlege selskap som er aktuelle:

ANS

I eit ansvarleg selskap (ANS) har alle deltakarane eit personleg ansvar for heile gjelda (solidaransvar). Det éin deltakar ikkje kan betale, kan krevjast - heilt og fullt - frå kven som helst av dei andre.

DA

I eit selskap med delt ansvar (DA) har deltakarane samla eit personleg ansvar for heile selskapsgjelda, men kvar deltakar kan berre belastast opptil sin eigarandel. Kreditor kan ikkje krevje meir enn 10 prosent av gjelda dekt av den som har teke på seg 10 prosent av ansvaret, sjølv om dei andre deltakarane ikkje kan gjere opp for seg.

Føremonar:

Ingen krav til eigenkapital

Færre formalitetar enn eit AS å forhalde seg til

Kan gjere laupande uttak av midlar frå selskapet

Treng ikke revisor før omsetninga overstig 5 MNOK eller det er 5 eller fleire deltakarar. Ver merksam på at det finst unntak.

Ulemper:

Personleg ansvar for gjeld

Overskottet skal skatteleggjast med 28 %. Eventuell arbeidsgodtgjersle vil redusere overskottet.

Konklusjon

Ein ser raskt at med den risikoen ein må kalkulere med ved å starte opp eit nytt selskap som skal produsere hydrogen i dag, er det sikrast å velje aksjekapital-modellen.

Difor er vi i gang med å utarbeide vedtekter med tanke på å etablerer dette selskapet som det er foreslått skal heite *Hellesylt Hydrogen AS* og med ein aksjekapital på ca. 2 000 000 kr.

Det er foreslått å invitere dei som har vore med å utvikle dette prosjektet til å gå inn med aksjekapital. Av dei store investorane kan ein nemne Tafjord-konsernet, Flakk Gruppen og Stranda Energi. Ut over dessehar mange av deltakarane sagt seg viljuge til å stille med mindre beløp.

5.6. ARBEIDSGRUPPE 6: LANDSTRAUMALTERNATIVET

Delprosjektleiar: Norvald Røyset, Karinor Marine AS

Deltakarar:

- Jan Kjetil Paulsen, Bellona

Innleiing og bakgrunn

Det er ein pågåande diskusjon om cruiseskip i norske fjordar knytt til luftkvalitet og klimautslepp.

Tilkopling av skipa til landstraum har vore nemnt som ei mogleg løysing for å redusere utslepp når skipa ligg ved kai. Eit cruiseskip med 4-5 000 passasjerar og eit mannskap på 2-3 000 har eit høgt energiforbruk og effektbehovet når skipa ligg i ro kan vere opp til 10-15 000 kW. Eksempel på effektbehov for nokre av dei største cruiseskipa er vist i tabellen.

Tabell 6: Eksempel på cruiseskip som gjestar Geiranger (Kjelde: Norvald Røyset/Karinor Marine AS).

Skip	Ant pass.	Maskineri (kW)	Estimert max effektbehov ved kai (kW)	Estimert energibehov 10 timar ved kai (kWh)	Mengde H ₂ (kg)	Landstrau m installert ?
Queen Mary 2	3 056	117 200	13 340	80 040	5 336	
Celebrity Eclipse	2 850	67 200	13 440	80 640	5 376	
MSC Fantasia	4 363	71 400	10 080	60 480	4 032	
MC Presioza	4 345	71 400	10 080	60 480	4 032	
MSC Magnifica	3 605	59 000	9 440	56 640	3 776	
Queen Elisabeth	2 175	54 000	7 200	43 200	2 880	
Serenade of the seas	2 200	60 900	2 496	14 976	998	
Costa Favolosa	3 008	75 600	10 080	60 480	4 032	
Costa Magica	3 470	63 360	8 448	50 688	3 379	
Costa Fortuna	3 470	63 360	8 448	50 688	3 379	
Costa Pacifica	3 780	63 000	10 080	60 480	4 032	
Aida Sol	2 194	36 000	6 255	37 530	2 502	Ja
Crown Princess	3 605	51 840	9 216	55 296	3 686	Ja
Arcadia	2 388	98 160	5 655	33 930	2 262	
Harmony of the Seas	5 479	96 000	11 088	66 528	4 435	

I Geiranger vil det i praksis vere svært vanskeleg å få til gode løysingar for tilkopling til straum frå land. Dette skuldast fleire tilhøve, m.a. at tilførsle av elektrisk kraft er avgrensa, at forsterking av linenettet frå Tafjord vil ha store utfordringar m.o.t. linebygging i eit landskapsvern-/verdsarvområde, at ev. sjøkabel frå Hellesylt bli svært kostbart og at skipa som ikkje er fortøydd ved Seawalk-brygga vert liggande oppankra (på svai) på hamna.

Det har ikkje vore dette prosjektet si oppgåve å vurdere vanleg landstraum på Hellesylt og i Geiranger via kabling, men vi fann det interessant å gjere ei kostnadsvurdering av eit alternativ i form av 'landstraum' via H₂.

Som eit alternativ til straum frå land er det difor gjort ein forenkla studie av eit alternativ med «flytande kraftverk» basert på brenselceller basert på hydrogen.

Eit liknande konsept med flytande kraftverk drive av LNG er sett i verk i Hamburg. Denne har eit kraftverk på 7 500 kW, og er i hovudsak nytta av cruiseskipet AIDASol (sjå:

<http://www.lng-hybrid.com>).

Oppsummering “Zero emission Floating Alternative Power Unit”

Teknisk løysing

Kraftverket plassert på arbeidsdekk til standard Platform Supply Vessel (PSV) med hydrogen i trykktankar plassert i 40 ft. containerar:

- Max. effektbehov: opp mot 12 000 kW
- Energibehov: opp mot 8 000 kW / pr. time (gjennomsnitt) i 10 timar = 80 000 kWh
- Naudsynt mengde H₂: 5 300 kg

Økonomi

Kostnadselementa som er aktuelle med eit slikt konsept vil vere:

- Kostnader for leige av fartøy (tilsvarande dagrate for PSV-farty)
- Laupande driftskostnader for kraftverk inkl. kjøp av hydrogen frå lokal produksjon
- Kapitalkostnader av investering i H₂-kraftverk og transport til PSV/flåte

Den samla summen for dette er ikkje kjend, men det er sannsynleg at summen her vil vere langt høgare enn tilsvarende energikostnader produsert på vanleg måte med fossilt drivstoff om bord i skipa.

Eit pålegg om bruk av landstraum eller tilknytning til eit flytande kraftverk av denne typen vil difor vere naudsynt for at slike løysingar skal verte tekne i bruk.

Konseptomtale – Flytande, alternativ kraftforsyningseining med nullutlasep for globale operasjonar

Overordna omtale

Hydrogendriven kraftstasjon med energikjelde basert på lokal fornybar energi (hydroelektrisk energi)

Føremål: Forsyne cruiseskip (eller containar-skip) med portabel landstraum til under landligge.

Flytande eining: PSV (Platform supplyskip) med diesel-elektrisk framdrift.

51

1. Type brenselcelle: PEM
2. Drivstoff: Hydrogen i gassform med lagringstrykk 500 bar i 520 kg/20 fots containar
3. Spenning: input 690 V, 60 Hz 3-fase for frekvensomformar til hovudframdrift
4. Energiforsyningskapasitet: 0 – 12 MW
 - Det krevst tre høgspenningstransformatorar, kvar på 4 000 kVA
 - Forsyningsspenning til mottakar-skip: 6,6 og 11 kV, 60 Hz (nøytral jord, $\cos \phi$ ca. $\leq 0,8$)
 - Inngåande høgspenning til transformatorar: ca. 480 V
 - 3-fase med flytande frekvens for synkronisering til frekvens ombord i skip
5. 30" brenselcelle kraftforsyningsrack. 15 x 120 kW har ei yting på 1 800 kW DC
 - For forbetra effektivitet vert den lasta med berre 1 MW, invertert til 480 V 60 Hz og mata inn i høgspenningstransformatorar
 - Megamodul: ein 40 fot ISO containar som vert plassert på arbeidsdekket til PSV'en
 - Det modulære kjølesystemet må forsynast med sjøvatn via eit inntak i sjø/sugefilter i motorrommet på supplyskipet
 - Kjøleelementa og invertarane må plasserast i separate 40 fots containarar. Det totale systemet vil då innehalde 12 megamodular pluss 12 stk. 40 fots containarar kvar med 3 kjøleelement og 15 invertarar
 - 12 stk. megamodular gir 12 MW, og 15 modular gir 15 MW etc. Dvs. systemet kan tilpassast. Ved normale sommartemperaturar i Noreg skal 12 MW vere nok, sjølv for dei største skipa. Energiforsyningsinntaket som må til, sjå landstraum-inntak.
6. Fire stk. fleksible kablar med konnektorar må monterast. Oppkopling mellom APU og klientskip og lastoverføring
 - Før oppkopling til cruiseskip må kontrollrommet i cruiseskipet vere bemanna
 - To-vegs radiokommunikasjon må etablerast
 - Energiforsyningssystemet på cruiseskipet må gjerast operativt
 - Oppkopling og tidforbruk for energilast: 6-8 min.

7. Max. APU-forsyning: 12 MW. Hjelpemotorar på cruiseskipet vert stoppa og svitsjar til energiforsyning frå dieselmotorar
8. Fråkoplingstid: 5 min (inntil null-belastning på APU). Hjelpemotoarar på cruiseskipet må startast på førehand og koplast opp til samkøyringsnett, klargjort for lastoverføring.
 - Kommunikasjonssystem og kraftforsyningssystemet må gjerast operasjonelt. Kablar vert så fysisk kopla frå.
9. Kraftforsyningseininga basert på brenselceller må plasserast i ein vasstett hangar akterut for overbygget og med ekstra straumfordelingstavler og mindre kontrollrom. Gitt ein avstand mellom spant på 700 mm, vil dette krevje 28 m.
10. Overvakingssystem for hydrogen /alarmsystem må installerast i tillegg til eit system for handtering av statisk elektrisitet
 - Hydrogenlageret må plasserast akterut for kraftforsyningseininga og i friluft. Totalt 16 stk. 20 fots containarar. Mellom spant – 5 til + 9 må mellomrommet vere 600 mm og ha ei lengde på 8,4 m
 - Total tal containarar: 16 stk. 20 fot.
 - Hydrogenkapasiteten bør vere stor nok til å forsyne 12 MW til eitt skip i 10 timar = 120 MWt eller 60 kWt for mindre skip.
 - To stk. containarar à 20 fot innheld 1 000 kg H₂ ved trykk = 500 bar, og dette gir ein leveranse til nettet på t.d. 15,0 kWt/kg ved 50% effekt på brenselcella
 - Behovet for hydrogen pr. dag: $120 \times 1\,000 / 15 = 8\,000$ kg, dvs. total forsyningsmengde: 8 320 kg/dag.
 - Tal containarar à 20 fot = $83\,200 \text{ kg} / 520 \text{ kg} = 16$ stk.
11. Diesel-elektrisk framdrift
 - Systemet om bord på PSV må haldast intakt og i bruk under lengre transittreiser. Drivstoff: biodiesel, toppfart 13,7 knop
 - Drivaggregat: Shotteldyse-trustarar 2 stk. à 1 500 kW
 - På korte overfarter bør skipet driftast med hydrogen
 - PSV/APU bør kunne tilby assistanse til cruiseskip frå og til kai
 - Yokohama-fendarar bør kunne tilbydast mellom cruiseskip og APU for å hindre skade på skrog/maling
 - Operasjonane må skje i nullutsleppsmodus.



FAPU Alt 2 PSV DAMEN 3300 CD from Worldwide Supply Zero emission Hydrogen fueled Fuel Cell power unit (proposal) serving cruise ships during stay in Geirangerfjord

Capacity max 7000kW voltage 6,6 KV, 50 and 60Hz

In service: Primo April to Ultimo September each year

Figur 14: Alternativ løsning for innleie av ledig PSV-tonnasje til bruk som Floating Alternativ Power Unit.

7. DRØFTINGSDEL

7.1. KVA MÅ TIL FOR Å FÅ ETABLERT EIT NULLUTSLEPPSALTERNATIV FOR FERJETRAFIKKEN PÅ VERDSARVFJORDEN HELLESYLT – GEIRANGER

7.1.1. TEKNOLOGISKE BARRIERAR/UTFORDRINGAR

7.1.1.1 Tryggleik

Hydrogenteknologien er såpass ny at lover/forskrifter fram til no ikkje har vore oppdaterte med omsyn til spørsmål som gjeld tryggleik.

Vi har leikevel fått avklart ein del sentrale spørsmål i denne samanhengen, m.a. i samråd med dsb, jf. korrespondansen nedanfor:

Dei forskriftene som dekkjer dette området og regelverket rundt desse er omtala nedanfor:

«Hei

Sender som avtalt et sammendrag av det vi snakket om i telefonen.

Anlegg med brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff reguleres, som du skriver nedenfor, av forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen (forskrift om håndtering av farlig stoff). Anlegg med mindre enn 5 tonn hydrogen er ikke omfattet av storulykkeforskriften.

Forskrift om håndtering av farlig stoff § 17 stiller krav om samtykke fra DSB for storulykkeanlegg og enkelte andre anleggstyper, herunder anlegg som bunkrer passasjerskip med LNG (flytende naturgass). Et samtykke er i praksis en tillatelse.

Det er ikke pr. i dag krav om samtykke for bunkring av passasjerbåt med H₂. Forskrift om håndtering av farlig stoff er imidlertid under revisjon, og det må påregnes at et slikt krav vil komme, på lik linje med kravet som allerede ligger der for LNG. Dersom ny utgave av forskriften ikke er trådt i kraft før slik bunkring igangsettes, må det påregnes at DSB vil fatte vedtak om krav om samtykke.

Det er forholdsvis omfattende dokumentasjonskrav knyttet til samtykkesøknaden, og det må påregnes 3 mnd saksbehandlingstid pluss høring (fire uker). Ofte tar prosessen lenger tid fordi det blir nødvendig med flere runder mellom DSB og virksomheten før tilfredsstillende dokumentasjon er på plass. Samtykke skal være innhentet før bygging av anlegget påbegynnes.

På nettsidene våre finner du temaveiledning om innhenting av samtykke, som i kapittel 8 lister opp dokumentasjonen som er påkrevd i en samtykkesøknad:

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

Sluttrapport - prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub (HHH)

Kunne du sendt meg tidsplan for prosjektet samt nærmere informasjon om hvem som er tiltakshaver/ ansvarlig for prosjektet?

Vennlig hilsen

CELIN RUSSØY TONHEIM

senioringeniør

Enhet for industrisikkerhet

55

Brannsjefen i Stranda skriv følgjande:

«Hei

Dersom det vert oppbevart meir enn 0,4 m³ gass (hydrogen) skal dette medast inn til DSB via Altinn.

Verksemda/produksjonen blir definert som «storulykkevirksomhet» dersom:

- -mengde hydrogen er lik eller over 5 tonn: **meldepliktig storulykkevirksomhet**
- -mengde hydrogen er lik eller over 50 tonn: **sikkerhetsrapportpliktig storulykkevirksomhet**

1 kg= 14,1 liter

Dei som arbeider med «hydrogenfabrikken» må utarbeide risikoanalyse som m.a. seier noko om:

- Beskrivelse av aktivitet:
 - lokalisering og omgivelsar
 - produksjon og lagring (mengder og tankar)
 - transport /omlasting / fylling (distribusjon)
 - potensielle hendingar
- Omsynssoner
- Eigenberedskap / Industrivern
- Det kommunale brannvernets beredskap
- Kompetanse og opplæring
- Ansvarsforhold

Forskrift om handtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg:

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

Storulykkeforskrifta:

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

Temaveiledning omtapping av farlig stoff :

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

Mvh.

Inge Teigen

Brannsjef Stranda kommune

Mob.: 464 11 033

Epost: inge.teigen@stranda.kommune.no

www.stranda.kommune.no

Det er med andre ord avklart at eit anlegg av den storleiksorden som er planlagt i HHH-prosjektet ikkje kjem inn under den såkalla «Storulykkeforskrifta».

7.1.1.2 Konesjon ved bygging av eigne forsyningsliner til produksjon av hydrogen

Ei sentral problemstilling ved dei økonomiske kalkylane for prosjektet er kor vidt ein må betale nettleige ved å sende el-produksjonen frå småkraftverka ut på den ordinære linenettet fram til produksjonsstaden. Dette er ei avgjerande problemstilling for dei to mest sentrale småkraftverka (Stadheim og Ringdal) dersom ein plasserer elektrolysestasjonen i Hellesylt sentrum.

Slik regelverket er i dag må ein i båd tilfella betale nettleige dersom ein ikkje tek ut hydrogenproduksjonen direkte på verka. Dette har igjen relativt stor innverknad på økonomien i prosjekta.

Kor vidt ein kan frita småkraftverk nettleige dersom ein byggjer private kraftliner så lenge føremålet er produksjon av hydrogen er eit spørsmål som ligg på nasjonalt /politisk nivå. Men problemstillinga bør absolutt drøftast og løftast inn i den nasjonale debatten for det grønne skiftet.

7.1.1.3. Økonomiske barrierar/utfordringar

Investeringar i den storleiksorden som vi snakkar om til etablering av ein produksjons- og distribusjonslinjer for hydrogen på fjorden, og ev. fyllestasjonar for landstransport (bil/buss) i tillegg, gjer at eit investeringsprosjekt vil krevje vesentleg offentleg støtte.

Så langt arbeidsgruppa kjenner til er HHH det prosjektet som er kome lengst med omsyn til å greie ut dei praktiske føresetnadene for å etablere eit ferjeprojekt basert på hydrogen som energibærer. Det er planlagt å skipe eit selskap (Hellesylt Hydrogen AS) som skal stå for slike investeringar. Den største risikoen med investeringar er at ein p.t. ikkje har avtalte kundar som ønskjer å ta i bruk hydrogen. Prosjektet har dialog med Fjord1-konsernet og HH AS arbeider med det som mål at dette selskapet vil ønskje å kome i front med ei utsleppsfri ferje på denne fjordstrekninga.

Det seier seg sjølv at dersom dei nasjonale målsetjingane om utsleppsreduksjonar innan den maritime næringa skal nåast, må det ekstraordinære ordningar til i ein startfase. Vi ser det som naturleg at det er ENOVA som må kome med ordningar som støttar opp pilotprosjekt på dette området.

Prosjektet har sett opp ein samla oversikt (rekneark, sjå vedlegg 7.5) over dei tilskottsordningane som eksisterer på dette området i dag, og har til føremål å søkje investeringstøtte frå ei eller fleire av desse ordningane.

7.1.2. LOKALE BARRIERAR/UTFORDRINGAR

7.1.2.1. Plassering av elektrolysestasjon

Området Hellesylt er omfatta av eit spesielt regelverk når det gjeld Plan- og bygningslova (TEK 10) på grunn av Åknes-remna (flodbølgjeproblematikk). Så vidt gruppa har fått undersøkt konsekvensane av dette m.o.t. bygging og plassering av elektrolysestasjon vil ikkje eit slikt tiltak få andre restriksjonar enn t.d. ein bensinstasjon. Grunnen til dette er at det er bygd opp ei så sterkt varslingsteneste rundt ev. flodbølge i fjorden at eit slik anlegg ikkje vil representere meir risiko enn det som ligg innafor regelverket.

7.1.2.2. Lokal reguleringsplan for Hellesylt sentrum

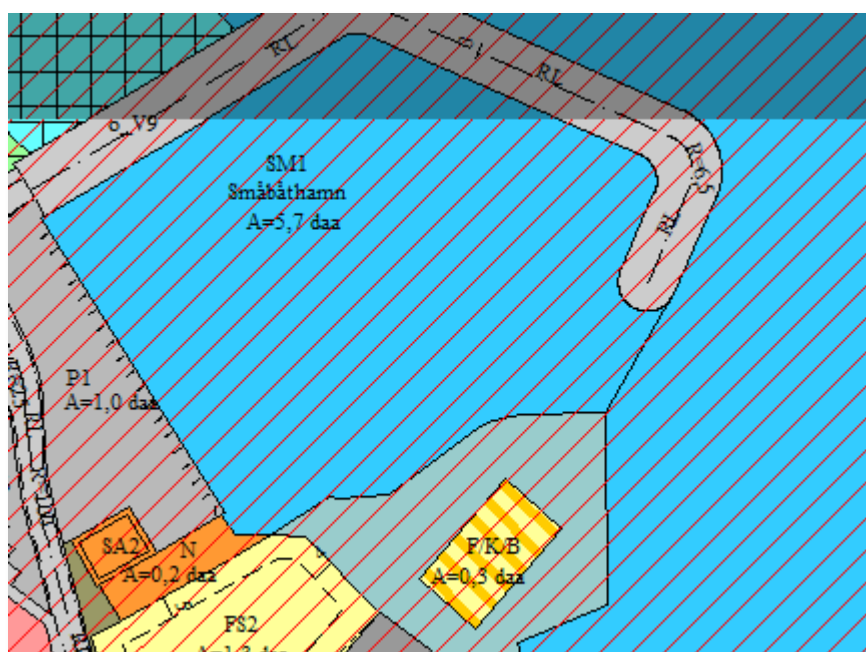
Det er nyleg utarbeidd ein reguleringsplan for Hellesylt sentrum. Eitt av alternativa for plassering av denne er kaihuset ved ferjekaia.



Figur 15: Kaihuset ved noverande ferjeleie i Hellesylt sentrum.

Dette alternativet er truleg det mest tenlege dersom ein vel alternativet med plassering av elektrolysestasjonen i Hellesylt sentrum og ikkje plassering direkte på kraftstasjonen (t.d. Stadheim kraftverk i Sunnylvsbygda). Huset er målt opp og vil etter dei opplysningar vi har for produsentane av slikt ustyr kunne plassert inn i dette huset i alle fall vurdert ut i frå storleiken på bygget. Føremønen med ei slik plassering er at ein då vil kunne plassere påfyllingsutstyret til ferjedrifta der på ein svært enkel måte.

Området er i dag avsett til F/K/B (Forretning, Kontor og Bevertning), jf. figur16:



Figur 16: Utsnitt reguleringsplan Hellesylt sentrum.

Føresegner til reguleringsplanen omtalar området slik:

«I området merka 'F/K/B' kan bygning nyttast til forretning, kontor og bevertning. I bygning kan inngå funksjon som lagerlokale og hamnebygg for drift av småbåthamna SM1 og dei aktivitetane som er vanlege til småbåtanlegg. I tillegg kan lagslokalet også nyttast til samlingslokale. Som byggjegrænse gjeld formålsgrænse. Parkering kan godkjennast utanfor

området, men innan gangavstand kortare enn 100 meter. Inntil ny ferjekai er etablert skal området innehalde toalett for offentlig tilgjenge. Maks bebygd areal BYA er 100 %.»

‘Fabrikklokale’ for framstilling av hydrogen vil såleis krevje ny avklaring. Det må vurderast om TEK § 7-3 første ledd gjeld for eit tiltak som dette.

TEK § 7-3:

- (1) «Byggverk hvor konsekvensen av et skred, herunder sekundærvirkninger av skred, er særlig stor, skal ikke plasseres i skredfarlig område.

Kravet gjelder for eksempel bygninger som har nasjonal eller regional betydning for beredskap og krisehåndtering, slik som regionsykehus, regional/nasjonal beredskapsinstitusjon og lignende. Kravet gjelder videre byggverk for virksomheter som omfattes av storulykkeforskriften (virksomheter med anlegg der det fremstilles, brukes, håndteres eller lagres farlige stoffer).»

7.1.3. ANDRE BARRIERAR/UTFORDRINGAR

7.1.3.1. Utnytting av biprodukt frå produksjonen av hydrogen

Ved elektrolyse av vatn får ein danna 2 produkt i tillegg til H₂: oksygen og varme. Dette er to biprodukt som kan gi ein tilleggsverdi dersom anlegget er plassert slik at dei lett kan nyttast. Oksygen er god eigna til smoltanlegg, men sidan Sunnylvfjorden er nasjonal laksefjord er det uaktuelt å byggje smoltanlegg i sjø. Så vidt vi kjenner til er et ingen planar om å byggje landbasert anlegg i denne fjordarmen. Dei nye eigarane av Fjordlaks Aqua satsar mellom 170 og 200 MNOK på eit nytt smoltanlegg i Tafjord. Hofseth International AS og japanske Yokohama Reito Co kjøpte i fjor Fjordlaks. Det er planlagt at anlegget skal stå klart til bruk sommaren 2018. Kor vidt dette anlegget er interessert i leveransar av oksygen er ikkje nærmare undersøkt ettersom vi ikkje har sett på denne problemstillinga som ein (sentral) del av utgreiingsprosjektet.

Når det gjeld varmeproduksjon kan dette nyttast t.d. til oppvarming av bygg. I dei økonomiske kalkylane som er laga for produksjon av hydrogen er ikkje verdien av desse biprodukta lagt inn, og vil ev. kome som ein «bonus» om ein finn lønsame bruksområde.

7.2. STRATEGIAR FOR Å NÅ MÅLET

Den viktigaste føresetnaden for å kome over i ein investeringsfase er å få på plass ein intensjonsavtale med eit ferjeselskap som kan vere avtakar av hydrogen. Vi har difor søkt samarbeid med Fjord1/The Fjords. Ev. avklaringar på møte 1. sept.

Dersom vi lukkast med dette vil vi etablere eit aksjeselskap som kan står for organiseringa og produksjonen av hydrogen. Prioritet 1 vil då vere leveransar til ferjeselskap/fjordcruiseselskap, og deretter produksjon for landtransport (buss/bil).

Viktige beslutningstakarar/premissgivarar med omsyn til utforming av konsesjonsregelverket som styrer tildelinga av løyver/konsesjonar for fjordtrafikken er mellom andre Møre og Romsdal fylkeskommune og Statens Vegvesen. Vi vil nytte dei høva vi har til å gi informasjon om målsetjingane med prosjektet og be om at desse instansane utformar regelverk som fremjar bruk av hydrogen i båttrafikken som er omfatta av konsesjonsregelverk på verdsarvfjorden. I den samanheng vil vi følgje nøye med på rapporten Det Norsk Veritas GL er i gang med å utgreie etter oppdrag frå Stranda kommune om *Kommersielle ferjekonsesjonar og båtruter i verdsarvområdet Geirangerfjorden med omland*. Oppdraget er definert slik:

- Undersøkje og finne svar på korleis ein kan byggje eit heilskapleg konsesjonssystem og alternative modellar for innanriks sjøfart som fremjar og stiller krav til låg- og nullutsleppsteknologi for kommersielle ferjer og båtar, både dei som i dag er konsesjonspliktige og dei som ikkje er det.
- Vurdere konsekvensane av forslaget til nytt konsesjonssystem og alternative modellar for den næringa det gjeld.
- Dokumentere kva føremonar dagens konsesjonsordning har, og kva konsekvensane vil bli dersom alle tilbod i området skal underleggjast konsesjon etter nytt konsesjonssystem.
- Gi ei juridisk vurdering av om ein etter dagens lov- og regelverk *kan* innføre dei endringane de gjer framlegg om, og *kven* som har eller ev. bør få mynde til å gjennomføre dei.
- Peike på kva forpliktingar eit alternativt konsesjonssystem vil medføre for kommune og fylkeskommune.

8. VEDLEGG

8.1. DELTAKING PÅ KURS, KONFERANSAR M.M.

Arrangement	Stad	Dato	Deltakarar
Oppstartmøte, KLIMASATS	Peer Gynt-galleriet Hellesylt	13.06.16	Ketil Valde, FM M&R Lars Petter Øye, Småkraftforeininga Jan Kjetil Paulsen, Bellona Vegard Fredheim, Hexagon Raufoss Tommy Johnsen, NOx-fondet Katrinn Blomvik, Grøn Fjord Oddbjørn Brunstad, Ringdal kv Olav Hauso, Litlebø kv Tor Andre Remme, Stranda Energi Einar Haram, Sunnmøre regionråd
Seminar om småkraft i regi av S&F FK og Småkraftforeining a m.fl.	Skei hotell, Jølster	8.02.17	Inge Bjørdal Oddbjørn Brunstad Lars Petter Øye
Hydrogenseminar på Småkraftdagane (foredrag 3 leverandørar og 1 maritim)	Sola (Stavanger)	30.03.17	Oddbjørn Brunstad Lars Petter Øye (arrangør) Vegard Fredheim foredrag Hexagon Terje Engvik Knut Olav Tveit
Hydrogenseminar i regi av S&F FK	Stryn vgs.	22.03.17	Inge Bjørdal (med innlegg om HHH) Lars Petter Øye
Hannovermessa	Honnover, Tyskland	24-26.04.17	Einar Haram, Norvald Røyset, Inge Bjørdal Kristian E. Vik (med innlegg om HHH)
Zero-konferanse	Oslo, Håndverkeren	4.05.17	Inge Bjørdal Einar Haram
Enova-konferansen 2017	Trondheim	31.01-1.02.17	Jan Kjetil Paulsen Einar Haram hadde innslag på lokal-TV under konferansen
Konferanse om Maritim Energi, Florø	Florø	13-14.09.17	Norvald Røyset, Jan Kjetil Paulsen, Lars Petter Øye og Lina Vassdal.



Figur 17: Besøk på Hannovermessa.

8.2. PRESSEOMTALE

Medium	Lenke
www.hellesylt.info	Oppstartmøte
	Tildeling Klimasats
	Småkraftutbygging og hydrogen
	Skiping av Hellesylt Hydrogen AS
	Orientering om HHH for politiske parti ved valet 2017
Sunnmøringen (lokalavis for Stranda)	Om statstilskott til ferjedrifta
	Klimastøtte til Sunnylvn
	Seminar om miljøhamn i Valldal
	Ny sightseeingbåt på Geirangerfjorden
	Miljøhamner
	Anbod på hydrogen-elektriske ferjer
	Etablering av Hellesylt Hydrogen AS
	Orientering om HHH for regionale Arbeiderpartimedlemmer
	Dette kan bli gassbygda
Sunnmørsposten	Vil lage hydrogen av overskottsenergi
NRK	Hydrogen til turistferja på Geirangerfjorden



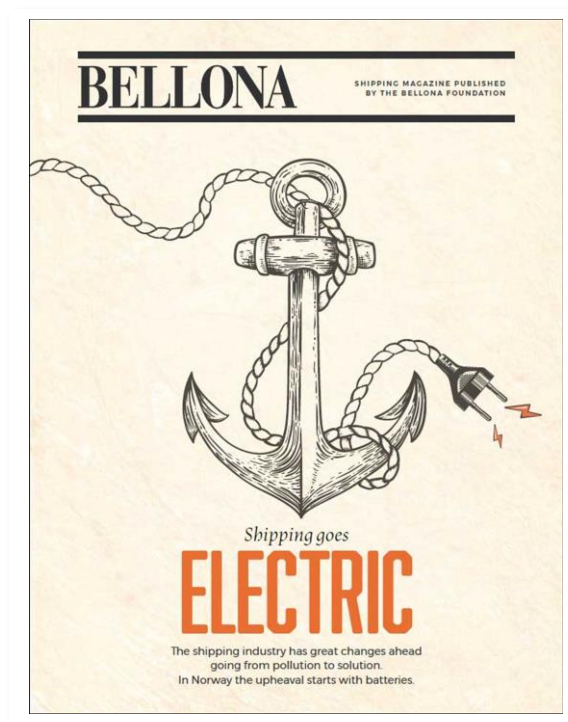
Figur 18: Besøk ved Stadheim kraftverk med deltaking frå m.a. Småkraftforeininga.



Figur 19: Orientering om HHH for stortingsrepresentant og lokal partileiar i samband med stortingsvalet 2017.

8.3. ARTIKLAR I FAGTIDSSKRIFT

Tidsskrift	Tema/tittel
Bellona Shipping Magazine	Shipping goes electric
Småkraftnytt	Stranded energy i Stranda
Europower	Bredt samarbeid om signalprosjekt



Figur 20: Omtale av HHH i internasjonalt tidsskrift.

8.4. FAGSTOFF OG GRUNNLAGSMATERIALE UTARBEIDD SOM DEL AV PROSJEKTET

8.4.1. REKNEARKMODELLAR

8.4.1.1. Innsparte marginaltap og kostnader med HHH i og utanfor kraftverk

8.4.1.2. Kostanalyse Hellesylt Hydrogen

8.4.1.3. Rekneark - Rapport for 5 alternativ

8.4.2. OVERSIKT OVER STØTTEORDNINGAR FOR ETABLERING AV PRODUKSJON AV HYDROGEN

8.4.3. SPESIFIKASJON FOR UTSTYSRLEVERANDØRAR PÅ HANNOVERMESSA

8.5 ADMINISTRATIVE VEDLEGG

8.5.1. TIDSFORBUK/TIMELISTE

8.5.2. PROSJEKTRKESKAP

8.6. BILDEOVERSIKT

Figur 1: Prosjektgruppa på vitjing hos Fiskerstrand verft , januar 2017.	7
Figur 2: Organisering av HHH.	11
Figur 3: Frå Småkraftdagane, 2017.	15
Figur 4: Stadheim kraftverk m.m.	17
Figur 5: Fordeling av ulike kostnadselement etter ulike modellar.	19
Figur 6: Litlebø kraftverk.	20
Figur 7: PEM-elektrolyse.	21
Figur 8: Døme på elektrolysestasjon.	22
Figur 9: Containerar av komposittmateriale.	23
Figur 10: Fyllestasjon for hydrogen.	32
Figur 11: Døme på hydrogenbil.	33
Figur 12: Hydrogenbussar slepper ut berre rein vassdamp.	34
Figur 13: Bilferja «Bolsøy» på Geirangerfjorden er frå 1971, og ureinar mykje, meiner Sjøfartsdirektoratet. Arkivfoto: Staale Wattø.	43
Figur 14: Alternativ løysing for innleige av ledig PSV-tonnasje til bruk som Floating Alternativ Power Unit.	53
Figur 15: Kaihuset ved noverande ferjeleie i Hellesylt sentrum.	58
Figur 16: Utsnitt reguleringsplan Hellesylt sentrum.	58
Figur 17: Besøk på Hannovermessa.	61
Figur 18: Besøk frå m.a. Småkraftforeininga ved Stadheim kraftverk.	62
Figur 19: Orientering om HHH for stortingsrepresentant og lokal partileiar i samband med stortingsvalet 2017.	62
Figur 20: Omtale av HHH i internasjonalt tidsskrift.	63