



KLIMASATS FORPROSJEKT: UTSLIPPSFRITT HURTIGBÅTANBUD

SLUTTRAPPORT

Dok. nr.: 409006-R-002

Revisjon: 02

Bergen/Trondheim/Oslo, 21.05.2021

Kunde : FRAM/MØRE & ROMSDAL FYLKESKommune

Nøkkelperson : MARTE BERILD HJELLE

Dokument tittel : KLIMASATS FORPROSJEKT: UTSLIPPSFRITT
HURTIGBÅTANBUD

Prosjekt navn : SLUTTRAPPORT

Prosjekt nummer : 409006

Internt dokumentnr : 409006-R-002

Ekstern distribusjon : OPPDRAGSGIVER, SINTEF, THEMA

Gradering : INGEN

Revisjon	Dato	Av	Sjekket	Godkjent	Kommentarer
02	21.05.21	TB/GL/DS	RJW	TB	Oppdatert iht. interne/eksterne kommentarer
01	21.04.21	TB/GL/DS		TB	Første utgave, for kommentarer

INNHold

0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJON	1
0.1 KOSTNADESTIMATER FOR NULLUTSLIPPSLØSNING	2
1. INNLEDNING	5
2. ARBEIDSMANG, GJENNOMFØRING OG MÅLSETNING	6
3. NULLUTSLIPPS HURTIGBÅT – GRUNNLEGGENDE INNFØRING	7
3.1 HURTIGBÅT FARTØYSKONSEPT	7
3.2 ALTERNATIVE ENERGIBÆRERE	16
3.2.1 ELEKTRISITET MED BATTERIDRIFT	18
3.2.2 HYDROGEN	20
3.2.2.1 TILGJENGELIGHET OG PRODUKSJON	20
3.2.2.2 EGENSKAPER TIL HYDROGEN	21
3.2.2.3 HYDROGENPRODUKSJON OG -DISTRIBUSJON	22
3.2.3 AMMONIAKK	24
3.2.4 BIOMETAN	25
3.3 BATTERIDRIFT	28
3.4 HYDROGENDRIFT	31
3.5 AMMONIAKKDRIFT	34
3.5.1 BRENSSELCELLE MED AMMONIAKKDRIFT	34
3.5.2 FORBRENNINGSMOTOR MED AMMONIAKKDRIFT	36
3.5.3 BIOMETANDRIFT	38
3.6 SÆREGENHETER FOR ULIKE SAMBAND	40
3.7 SÆREGENHETER I ULIKE FARLEDER	43
3.8 KAIGRENSESNI TT	47
3.9 INFRASTRUKTUR OG ENERGILOGISTIKK	53
3.9.1 HYDROGEN	53
3.9.2 BIOMETAN	53
3.9.3 ELEKTRISITET	53
3.10 SIKKERHET OG REGELVERK	55
3.10.1 MAAS	58
3.11 METODER FOR KLIMAREGNSKAP	61
3.12 KOSTNADSNIVÅER	64
3.12.1 ELEKTRISITET	64
3.12.2 HYDROGEN	65
3.12.3 BIOGASS	67
4. MULIGHETSSTUDIE – NULLUTSLIPPSLØSNINGER FOR MRF	69
4.1 KARTLEGGING ELEKTRISITETSNETT	69
4.2 KARTLEGGING KAIER, RUTER OG FARLEDER	71
4.2.1 HARØY-VALDERØY-ÅLESUND	71

4.2.2	ÅLESUND-LANGEVÅGEN	75
4.3	RUTESTUDIEVERKTØY.....	78
4.4	OVERORDNET RUTESTUDIE	79
4.4.1	OVERORDNET RUTESTUDIE FOR HAREID-VALDERØY-ÅLESUND	80
4.4.2	OVERORDNET RUTESTUDIE FOR LANGEVÅGEN-ÅLESUND	83
4.5	TYPISKE KOSTNADSNIVÅ	86
4.6	ERFARINGER OG ANBEFALINGER FRA WORKSHOP 2	88
4.6.1	ÅLESUND – LANGEVÅG RUTEN	88
4.6.2	HAREID – VALDERØYA- ÅLESUND RUTEN	88
5.	NULLUTSLIPP LØSNINGSFORSLAG-----	89
5.1	DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER.....	89
5.1.1	DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER FOR HAREID-ÅLESUND	90
5.1.2	DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER FOR VALDERØY-ÅLESUND	95
5.1.3	DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER FOR LANGEVÅGEN-ÅLESUND	100
5.2	TOTALKOSTNADSESTIMAT	103
5.3	USIKKERHETSVALDERING	109
5.4	INNSPILL – ANBUDSUTFORMING	111
5.4.1	GRENSENITT STRØMNETT, LADING, OPERATØR	111
5.4.2	UTFORMING KAI OG LADEUTSTYR, TYPE ANBUD, ANDRE FORHOLD	112
5.5	ERFARINGER OG ANBEFALINGER FRA WORKSHOP 3	113
	APPENDIX A : REFERANSELISTE -----	115
	APPENDIX B : FORKORTELSER/BEGREP -----	117
	APPENDIX C : PARAMETERVERDIER I KOSTNADSBEREGNINGENE FOR BATTERIELEKTRISK DRIFT	
	119	

0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJON

En utredning av nullutslippsløsninger for utvalgte hurtigbåtsamband er utført av LMG Marin, Sintef Ocean og THEMA Consulting Group på oppdrag fra Møre og Romsdal fylkeskommune. Sammendrag og konklusjon av det utførte arbeid er presentert i denne kapittelet, og for utdypende forklaringer og beskrivelser henvises til øvrig del av rapport. Rapporten er utformet med bruk av en del forkortelser og faguttrykk som er forsøkt forklart i egen liste gitt som vedlegg B.

Arbeidet er utført i perioden august 2020 til mai 2021 og har bestått av følgende faser:

- Fase 1: Generell introduksjon til hurtigbåter, alternative nullutslippsteknologier, annen relevant teknologi og deres relevans for hurtigbåtdrift
- Fase 2: Overordnet teknisk-økonomisk mulighetsstudie for alternative nullutslippsteknologier (batteri, hydrogen, biogass) og alternative hurtigbåtkonsepter (katamaran, hydrofoiler) for definerte samband (Langevåg-Ålesund & Hareid-Valderøy-Ålesund)
- Fase 3: Skissering av spesifikk løsning (batterikatamaraner) for definerte samband (Hareid-Ålesund, Langevågen-Ålesund & Valderøy-Ålesund)

Det ble arrangert workshops som avsluttede aktivitet for hver av de 3 fasene, hvor oppdragsgiver stilte opp med et engasjert publikum selv om Covid-19 pandemien krevde de to siste arrangementene utført per videomøte. Hver workshop inkluderte en presentasjon av arbeid utført i aktuell fase av prosjektet samt interaktiv del hvor oppdragsgiver gav input til neste fase av arbeidet.

I Fase 1 ble oppdragsgiver introdusert til nullutslippsteknologier som batterielektrisk, hydrogen (flytende/komprimert), ammoniakk og biogass med for hvert alternativ tilhørende nødvendig infrastruktur, energilogistikk, kostnadsnivåer, sikkerhetshensyn og regelverk. I tillegg omhandlet en alternativ hurtigbåt skrogteknologi, typiske forhold knytt til hurtigbåtdrift (farleder, samband og kaier), MaaS konseptet samt metoder for klimaregnskap.

De forhåndsdefinerte sambandene som ble utredet i Fase 2 er Hareid-Valderøy-Ålesund og Langevågen-Ålesund. Her observerer en at det først og fremst batteri- og hydrogenteknologi som er realistiske nullutslippsalternativer, gjerne i kombinasjon med konvensjonelle katamaranskrog. Men aktuell nullutslippsteknologi (hydrogen og batteri) er begge mer vekt- og volumkrevende enn konvensjonelle løsninger (dieseldrift) og medfører derfor et økt energiforbruk om bord for en gitt rute. Alternativ skrogteknologi som hydrofoiler kan kompensere for slik økt energiforbruk, men krever utviklingsprosjekt for å verifiseres i kombinasjon med nullutslippsteknologi.

Elektrifisering er generelt å foretrekke om denne teknologien lar seg anvende på en hensiktsmessig måte, da teknologien er relativt moden, energieffektivitet er høy og energiform er både rimelig og generelt tilgjengelig. Hydrogen produsert gjennom elektrolyse og forbrukt gjennom brenselceller har et konverteringsstap i størrelsesorden 68 og 79% av tilført elektrisk energi for henholdsvis komprimert og flytende tilstand sammenlignet med typisk 20% for batteridrift, og er dermed kun aktuell hvor krav til rekkevidde nødvendiggjør slik løsning. I tillegg er hydrogendrift dyrere (ref. energieffektivitet), krever per tid at en etablerer egen hydrogenproduksjon for den aktuelle rute og medfører en mer omfattende sikkerhetsverifikasjon da teknologi er relativt umoden i maritim sammenheng. Alternativet biogass begrenser seg først og fremst pga. manglende tilgjengelighet og at det strengt tatt ikke kan regnes som en nullutslippsløsning.

For dagens rute til Langevågen viser det seg mindre utfordrende å introdusere elektrifisering. Men for dagens Hareid-rute kreves en hydrogenløsning om eksisterende rutetabell skal videreføres, fortrinnsvis komprimert hydrogen basert på lokal småskala produksjon eller forutsetning om tilgjengelighet på flytende hydrogen fra et eksternt storskalaanlegg. Aktuell lokasjon for småskalaproduksjon av komprimert hydrogen er Hareid området.

For å sikre helelektrifisering av begge rutene, et ønske som ble uttrykt av oppdragsgiver, ble det for Fase 3 besluttet å legge til grunn en løsning hvor Hareid ruten er delt i to, hhv. Hareid-Ålesund og Valderøy-Ålesund. Med et slikt tiltak er terskelen absolutt lavere for å finne en gjennomførbar helelektrisk løsning, men fortsatt krevende for Hareid-Ålesund.

I Fase 3 er det detaljutredet løsning for følgende ruter:

- Hareid-Ålesund med timesfrekvens
- Valderøy-Ålesund med halvtimesfrekvens
- Langevåg-Ålesund med halvtimesfrekvens

Alle skisser som presentert er basert på batterikatamarankonsept. Gjennomførbarhet synes realistisk, men Hareid ruta benytter teknologien helt ut og er derav i grenseland for gjennomførbarhet.

Spesiell skrogteknologi som hydrofoil ble vurdert i Fase 2, men vi finner den ikke avgjørende å anvende for realisering av nullutslippsløsning på de aktuelle samband. Mest aktuelt for en hydrofoilløsning ville være elektrisk versjon på Hareid-Ålesund ruta. Hydrofoilløsningen kunne potensielt stilt lavere krav til batteriteknologi men det måtte spesifikt verifiseres om hydrofoilkonseptet ville ha tilstrekkelig bæreevne for teknologien (ikke utredet i detalj).

0.1 KOSTNADESTIMATER FOR NULLUTSLIPPSLØSNING

For å sammenligne forventede kostnader for skissert løsning opp imot en konvensjonell løsning (marin diesel) har vi anslått hva investeringskostnader vil være og driftskostnader vil bli per år for de ulike alternativene. Investeringskostnadene er gjort om til årlige kostnader slik at total årlig kostnad inkluderer årlig allokert kostnad for investering og årlig driftskostnad. Alle kostnader som presentert er eksklusiv MVA.

Investeringskostnader som er medtatt er:

Kostnadselement	Beskrivelse	Investering bæres av (avhengig av valgt anbudstype)
Fartøy	Skrog, fremdriftssystem, ladeplugg på fartøy	Operatør
Ladeløsning på kai	Laderobot/ladetårn, omformer og bygg for omformer på kai	Operatør / Fylkeskommunen / ladeoperatør
Tilknytning til strømmettet	Anleggsbidrag	Operatør / Fylkeskommunen / ladeoperatør

Investeringskostnader som ikke er medtatt da de krever egne større utredninger er:

- Nødvendig ombygninger på kaiene for å få frem strømforsyning

- Nødvendig ombygging på kaiene for å utvide/tilpasse selve kaiene (Fundament til ladetårn, tilpasning av flytebrygge i Ålesund med mer)

Nødvendige tilpasninger av kaier er den største usikkerheten i anslagene. Anleggsbidrag for tilknytning til strømmettet er vurdert til å ha noe usikkerhet. Anslagene som vi har mottatt er laget av Mørenett, men det er kun ikke bindene anslag.

For å få et mer detaljert og sikkert anslag for anleggsbidrag anbefaler vi at Fylkeskommunen raskt går i videre dialog med Mørenett for å formelt sette i gang en tilknytningsprosess. Når det gjelder om bygging av kaier må det gjennomføres en prosjekterings og en kostnadsfastsettelse gjennom et eget arbeid hos et selskap som har kompetanse på slike utredninger.

Driftskostnader som er medtatt er:

Kostnadselement	Beskrivelse	Investering bæres av (avhengig av valgt anbudstype)
Drivstoffkostnader	Kostnad for drivstoff (marine diesel olje og strømkostnad)	Operatør
Vedlikeholdskostnader ut over konvensjonell driftsløsning	Laderobot/ladetårn, omformer og bygning for omformer	Operatør
Nettleie	Kostnad for bruk av strømmettet for fremføring av elektrisitet	Operatør / Fylkeskommunen / ladeoperatør

Driftskostnader som ikke er medtatt er:

- Økte mannskapskostnader som en følge av 3 hurtigbåter i anbefalt løsning. I dag brukes 2 hurtigbåter for samme produksjon

For den valgte løsningen med batterielektrisk drift vil den årlige totale kostnaden være på 27,6 MNOK. Dette inkluderer årlige driftskostnader og investeringskostnader omregnet til en årlig kostnad basert på forventet levetid på anlegget/fartøyet. I oppsettet under forutsetter vi at det lades på begge sider på ruten Hareid-Ålesund og Langevågen-Ålesund, mens ny rute Valderøya-Ålesund kun har lading i Ålesund. For alle rutene vil en katamaranløsning være det foretrukne alternativet ved batterielektrisk drift.

Rute	Ladere	Drifts-kostnader	Investerings-kostnader	Totale kostnader
Langevågen-Ålesund	2	1,2	4,4	5,6
Hareid – Ålesund	2	6,3	11,0	17,2
Valderøya – Ålesund	1	0,7	4,1	4,8
Total årlig kostnad				27,6

En konvensjonell løsning med dieseldrift vil være billigere enn en batterielektrisk løsning. For samme ruteoperasjon vil det kun behøves 2 båter i operasjon, mens for batterielektrisk drift kreves en oppsplitting av Hareid-Valderøya-Ålesund ruten og dermed et ekstra fartøy.



Marine diesel	Fartøytype	Drifts-kostnader	Investerings-kostnader	Totale kostnader
Langevåg-Ålesund	Katamaran	1,9	2,8	4,7
	Hydrofoil	1,5	4,8	6,2
	Foil assist	1,5	2,8	4,3
Hareid-Valderøya-Ålesund	Katamaran	9,4	4,3	13,7
	Hydrofoil	6,5	6,1	12,6
	Foil assist	9,2	4,4	13,6
Total årlig kostnad				16,9 - 19,9

En sammenligning mellom batterielektrisk fremdrift (nullutslipp) med konvensjonell løsning med marine diesel ser man at en omlegging til nullutslippsløsning vil bli noe dyrere. Økt årlig kostnad forventes å være 7,7 - 10,7 MNOK ved overgang til nullutslippsløsning. For en anbudsperiode på 10 år vil den økte kostnaden være 77 - 107 MNOK.

1. INNLEDNING

Det ble i april 2020 dannet en samarbeidsgruppering av selskapene LMG Marin (LMG), SINTEF Ocean og THEMA Consulting Group for å tilby på Fram/MRF utlysning med saksnummer 2019/10812 som spesifisert i «Kjøp av Konsulentttjenester – Klimasats – Forprosjekt: Utslippsfritt hurtigbåtanbud» av 06.04.20, og denne grupperingen ble også valgt til å utføre oppdraget.

Det forespurte arbeid omhandler anvendelse av ny teknologi og vi er overbevist om at oppdragets teknologifokus er en forutsetning for at Fram/MRF skal få en realistisk oversikt over mulige oppnåelige ytelser og tilhørende kostnader for overgang til nullutslipps hurtigbåter i Møre og Romsdal. LMG utfører oppdraget i samarbeid med Norges sterkeste teknologimiljø på området, SINTEF Ocean samt spisskompetanse på energi infrastruktur gjennom konsultentselskapet THEMA Consulting Group.

LMG er et bergensk skipsdesign- og maritimt konsultentselskap med 78 års erfaring knyttet til norske passasjerfartøy, inkludert design, konsultering og utredning av passasjerbåter, ferger og hurtigbåter. Med dette har LMG opparbeidet erfaring med ulike skrogteknologi, maskineriteknologi og operasjonsmønstre for relevante båttypene. LMG har maritim grønn teknologi som hoved satsingsområder og benytter betydelig interne ressurser til utvikling for implementering av slike løsninger, som danner basis for utførelse av dette oppdraget.

I forbindelse med det grønne skiftet markedsfører industrien en rekke ulike tekniske løsninger hvor «satt på spissen» de fleste argumenterer sin løsning for å være den eneste riktige. Det er også knyttet betydelig usikkerhet til kostnader på energi infrastruktur og tilgjengelighet for de ulike energibærere. I utførelse av oppdraget rettes derfor fokus på følgende:

- A) Kompetanseheving: Gi oppdragsgiver og dens ansatte en kompetanseheving som relevant for fremtidig innføring av nullutslipps hurtigbåt anskaffelse og -drift. Gjelder overordnet for nullutslippsteknologi, tilhørende logistikk og metodikk generelt, og mer detaljert for løsninger og tema som viser seg spesielt relevant.
- B) Nullutslippsløsning: Utrede aktuelle alternativer og basert på det presentere realistiske og sikre hurtigbåt nullutslippsløsninger med grensesnitt og ytelse for aktuelle ruter og innenfor tilgjengelig tidsløp for neste anbudsperiode. Eventuelt, anbefale ulike anbudsstrategier avhengig av teknisk utviklingshøyde eller annen usikkerhet for aktuell løsning.
- C) Totalkostnader: Presentere realistisk totalkostnadsnivå for nullutslippsløsning inkludert nye fartøyer, kai tilpassinger med bunkringsløsninger, infrastruktur, energi- og andre driftskostnader over anbudsperioden.

Hva gjelder alternativ teknologi og -energibærere skal en etter vår oppfatning ha respekt for at kommersielt driftende nullutslipps hurtigbåt enda ikke er realisert. Men med realistisk forventning til tid og kostnader finner en løsninger. Batteriteknologi er gjerne kommet lengst, men kravene som stilles for en hurtigbåt er mer utfordrende med hensyn på vekt og volum, energimengde og -overføring enn tilfellet er for batteriferger. Hydrogen er et alternativ, men her må man i tillegg til sikker fartøysløsning også se at en har grønn hydrogen tilgjengelig. Skal en vurdere ammoniakk så er den grønne veien typisk som videreføring av elektrolyseprodusert hydrogen. Og skal en anvende biogass så må en også her forsikre seg om at løsningen er grønn og at tilstrekkelige volum er tilgjengelig. Disse forhold omhandles som del av oppdraget.

Dette dokumentet er en oppsummeringsrapport for prosjektet og oppsummerer arbeidet som er utført gjennom 3 faser i perioden august 2020 til mars 2021 og tidligere presentert i en workshop for hver avsluttet prosjektfase.

2. ARBEIDSOMFANG, GJENNOMFØRING OG MÅLSETNING

Prosjektet var inndelt i følgende faser:

1. Nullutslipp hurtigbåt – grunnleggende innføring
2. Mulighetsstudie – nullutslipp for hurtigbåtsambandene i M&R
3. Nullutslipp løsningsforslag for neste anbudsperiode

Utredningsarbeidet og tilhørende workshops ble utført i sekvens, hvor det ble arrangert en workshop etter hver endt utredningsfase. Hver workshop ble arrangert med innledende presentasjon av det utførte utredningsarbeidet og påfulgt av en mer interaktiv sesjon hvor deltagere gav innspill og var med på å forme utredningsarbeidet for påfølgende fase.

Målsetningen med arbeidet er først å introdusere Møre og Romsdal Fylkeskommune for tilgjengelig nullutslippsteknologi som kan være anvendbar for fremtidige hurtigbåtanbud. Deretter er målsetningen å belyse hvordan utvalgte nullutslippsteknologier kan passe inn i de relevante hurtigbåtsambandene som er avtalt utredet. Til slutt er oppgaven å presentere det mest interessante alternativet for hver rute mer i detalj og gi anbefalinger om hvordan dette effektivt kan etterspørres i et fremtidig anbud.

3. NULLUTSLIPPS HURTIGBÅT – GRUNNLEGGENDE INNØRING

Det presenteres i dette kapittelet informasjon ment for grunnleggende innføring i teknologi, økonomi, anskaffelse og drift knyttet til nullutslipps hurtigbåtdrift. Innføringen dekker etter vår oppfatning temaet på en helhetlig måte, men er av generell og overordnet art, og på dette stadiet ikke spesifikt tilpasset kundens planlagte anvendelser. Innføringen er ikke ment å nødvendigvis være altfavnende hva gjelder problemstillingen, men omhandler spesifikke tema som oppdragsgiver har spesifisert gjennom oppdragsbeskrivelsen.

3.1 HURTIGBÅT FARTØYSKONSEPT

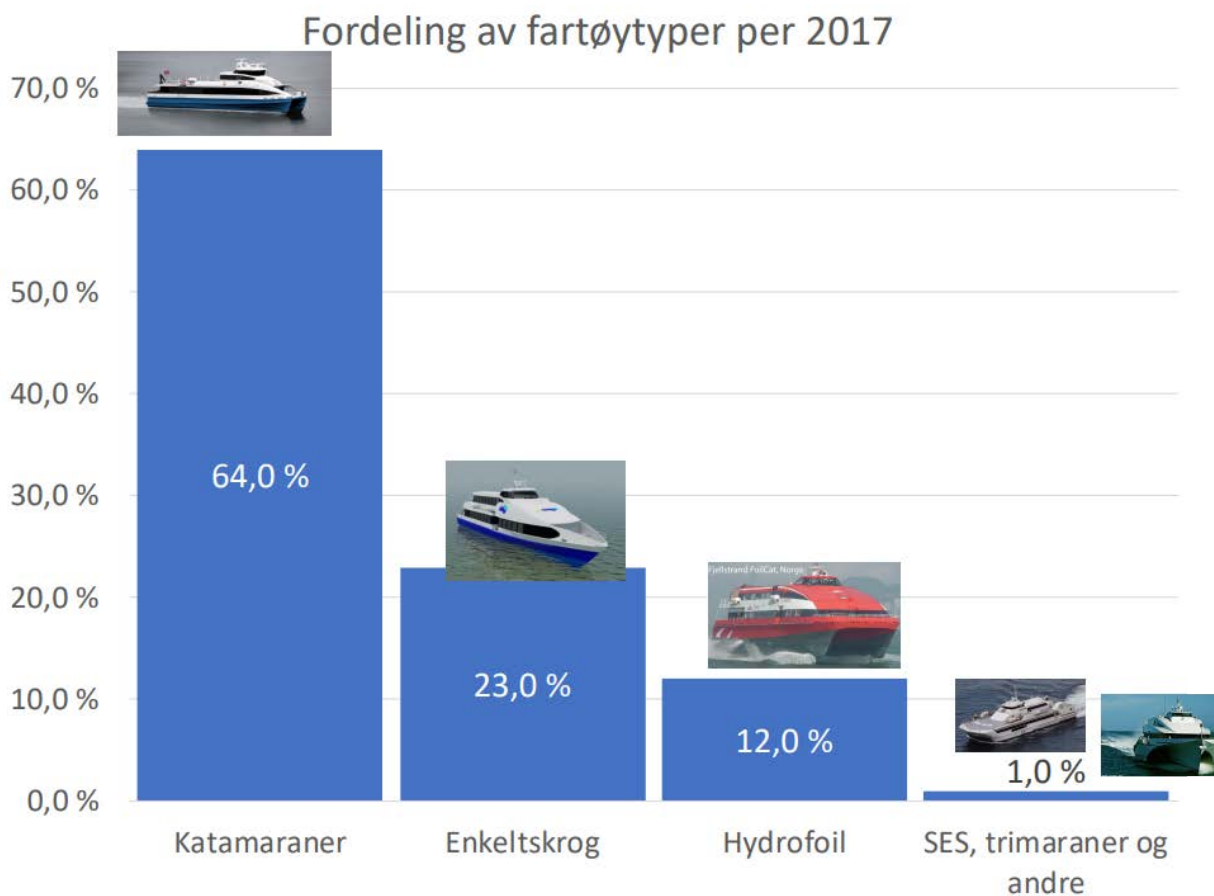


Figur 3.1 Hurtigbåt fartøyskonsepter – En fartøystype med stor variasjon

I motsetning til andre fartøyskategorier, eksempelvis supplyskip, bulk/tank osv., hvor stort sett alle skip i hver kategori er relativt like, fins det et stort utvalg konsepter for hurtiggående fartøy hver med sine særegenheter, styrker og svakheter. Bakgrunnen for dette er hovedsakelig at man har ulike tilnærminger for å holde effektbehovet nede ved et høyt fartspotensiale. De ulike konseptene utnytter også ulike metoder for å redusere skrogmotstanden. For konvensjonelle deplasementsfartøy kan man grovt forenklet si at effektbehov for fremdrift øker med hastighet i tredje potens. For å minimere effektbehovet, og til dels bryte denne tredjegradsrelasjonen, kan man bruke forskjellige strategier. I prinsippet handler det om to strategier:

- Ha en skrogform som lar fartøyet fortrenge vannet på en skånsom måte (lange slanke trimaraner, containerskip, store hurtiggående militærfartøy). Strategien krever at man har frihet til å designe et svært langt og slankt skip i forhold til totalvekten av fartøyet.
- Løfte hele eller deler av skroget ut av vannet, eksempelvis ved foilfartøy, luftpute fartøy eller planende fartøy.

Hvilket konsept som egner seg best for en spesifikk rute avhenger av en rekke parametre, som operasjonshastighet, vektbehov, komfortkrav, begrensninger på hoveddimensjoner, operasjonsområde osv.

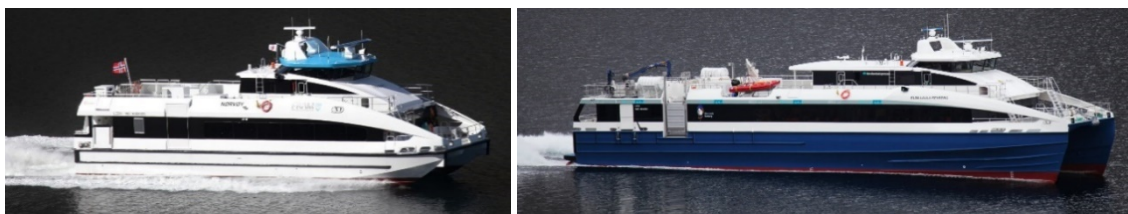


Figur 3.2 Fordeling av fartøytyper i global hurtigbåttrafikk per 2017, 1750 fartøy, ref. *Shippax Market 18* (/1/ i 2017 ble det totalt bygd 71 hurtigbåter i verden, hvorav alle utenom én var enten katamaraner eller enkeltskrogsbåter.

I dette forprosjektet har man i utgangspunktet vurdert to fartøytyper; katamaran og hydrofoil.

Katamaran

Dagens passasjerkatamaraner i norske hurtigbåtsamband benytter seg av en kombinasjon av de effektminimerende strategiene beskrevet over. De mindre fartøyene har typisk til dels planende skrog med knekkspant, mens de større fartøyene har lange og forholdsvis slanke skrog med runde spant, som vist i figuren under.



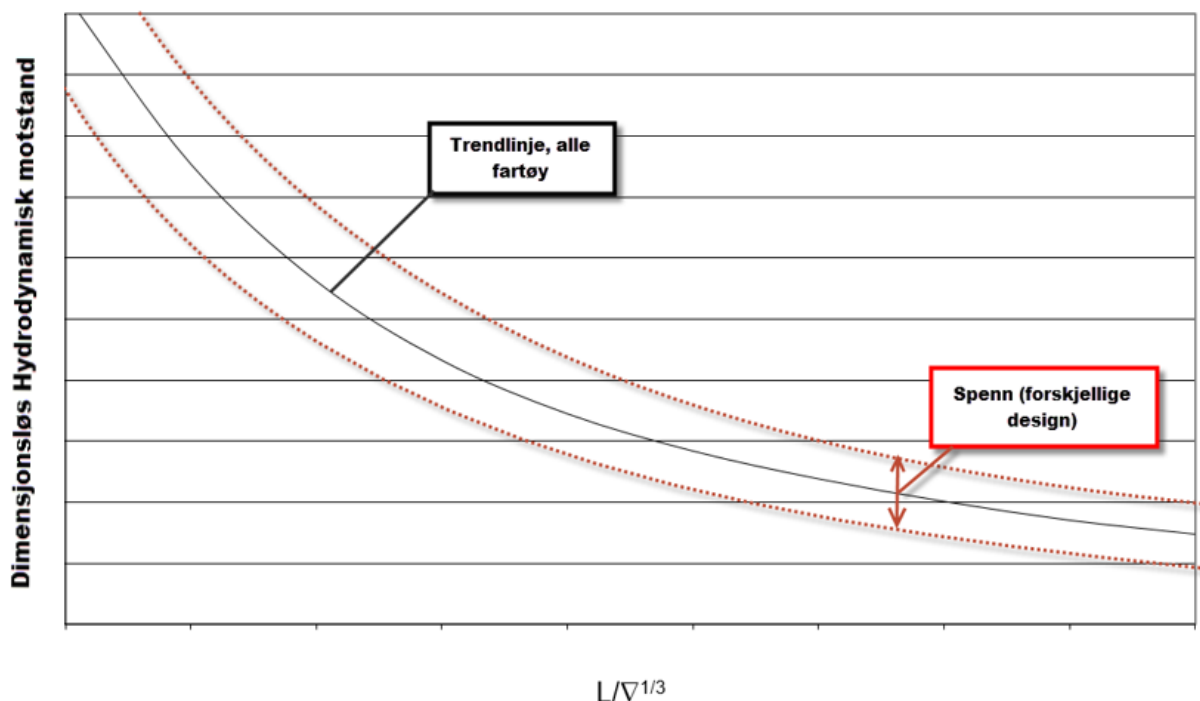
Figur 3.3 t.v.; MS Nørvøy – typisk planende katamaran på ca. 24 m. t.h.; MS Elsa Laula Renberg; 42 m katamaran med slankere deplasements-skrog

Passasjerkatamaranene bygges i både aluminium og karbonfiber. Konseptet er svært skalerbart, og fartøy i størrelser alt fra 15-125 m med opptil 1200 passasjerer opererer i passasjertrafikk. Marsjfart er typisk 25-40 knop.

Alle hurtigbåtkonsepter er vektfølsomme hva gjelder forholdet mellom fart og effektforbruk. For konvensjonelle katamaraner er motstand som funksjon av vekt relativt forutsigbar. Figuren under illustrerer trendlinje for hydrodynamisk motstand som funksjon av det dimensjonsløse forholdstallet

$$\frac{Lengde}{Deplasement^{1/3}}$$

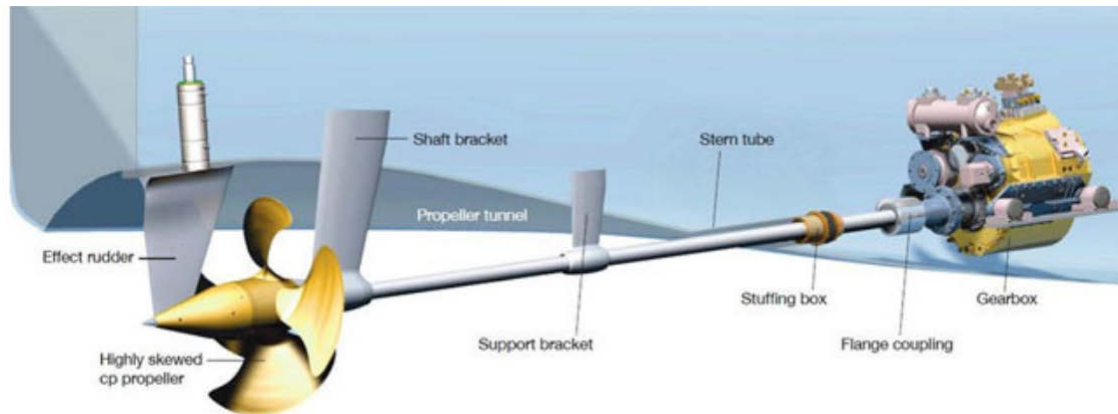
Illustrasjonen er basert på SINTEF Ocean's modelltest-database for hurtiggående katamaraner, med et eksempelfartøy på 40 m ved hastighet 30 knop. Tyngre fartøy havner til venstre i figuren, lettere fartøy til høyre.



Figur 3.4 Illustrasjon av forhold mellom dimensjonsløs hydrodynamisk motstand og fartøysvekt uttrykt ved $\frac{Lengde}{Deplasement^{1/3}}$, for et 40m fartøy ved 30 knop. Deplasement er uttrykt ved symbol ∇ i aksetittel. Forholdet er relativt forutsigbart, men legg likevel merke til spennet, som viser viktigheten av et optimalisert skrogdesign

Propulsjonsløsninger for katamaran

I dag er propeller arrangert i propelltunnel og vannjet de dominerende løsninger for passasjerhurtigbåter.



Figur 3.5 Øverst: Eksempel på vribar propell arrangert i halvtunnel (Servogear), Nederst: Vannjet med styredyse og reverseringsdyse (t.v.: MJP, t.h.: Wärtsilä)

Propelløsningene kan ha vribare eller faste propellblader. Den vribare løsningen gir økt fleksibilitet, gode virkningsgrader over et større belastningsområde, og mulighet for raskere akselerasjon. Faste blader gir en enklere og rimeligere løsning, og potensielt også bedre maksimal virkningsgrad da propellnavet kan holdes slankere. For å minimere hydrodynamisk motstand har propelløsningene typisk svært slanke braketter og relativt lite ror-areal. Tilpasset design av både tunnelen, propell og braketter/ror er viktig for å forhindre støy, kavitasjon og erosjon.

Vannjetene gir generelt gode manøvreringsegenskaper i lav fart, rask respons og lite støy. På den annen side har vannjeten mindre akselerasjonspotensiale enn vribare propellere og relativt lave virkningsgrader ved hastigheter lavere enn 25-30 knop. For hastigheter over 35-40 knop begynner det å bli svært utfordrende å unngå kavitasjon på propellere, og vannjet får et større fortrinn.

For mindre hurtigbåter benyttes av og til trekkende propell som betyr at propellen peker i skipets fartsretning, f.eks. Volvo Penta IPS (se **Error! Reference source not found.**).



Figur 3.6 Trekkende thruster, eksemplifisert ved Volvo Penta IPS-system

Katamaran, fordeler og ulemper:

Oppsummert kan man si at en katamaranløsning har følgende fordeler og ulemper, i sammenheng med utvikling av nye utslippsfrie konsepter:

Fordeler:

- Etablert teknologi => forutsigbar designprosess og relativt lave utviklingskostnader
- Stabil plattform
- Skalerbare design
- Kompatibilitet med kailøsninger
- Selv ved "uvanlige" hoveddimensjoner er designprosessen relativt forutsigbar i den forstand at man har god oversikt over innflytelse på effektforbruk, bevegelseskarakteristikk osv.

Ulemper:

- For en gitt kapasitet og størrelse, er det begrenset hvilke tiltak man kan gjøre for å redusere effektbehov
- Andre konsepter har bedre passasjerkomfort og potensiale for operabilitet i bølger, spesielt i forbindelse med akselerasjoner om bord

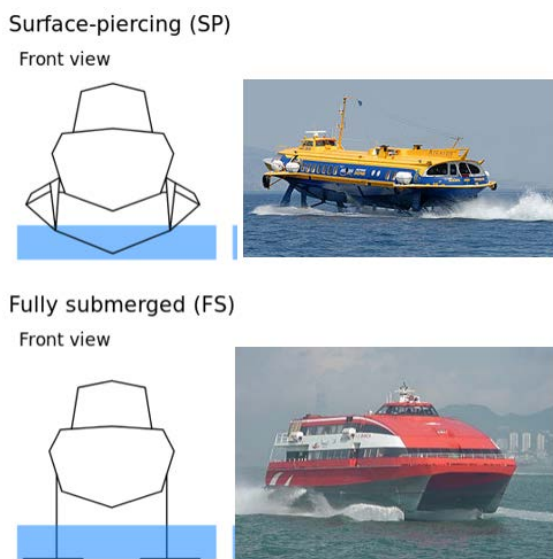
Hydrofoil

Fullt foilbårne hydrofoiler løfter skroget ut av vannet ved hjelp av vinger, med den følge at både friksjonsmotstand og bølgegenereringsmotstanden på selve skroget reduseres. Inn kommer noen nye motstandskomponenter; motstand på selve vingene/foilene, struts¹ og andre komponenter relatert til fremdriftssystem og kjøling, samt spraymotstand fra struts, og økt luftmotstand.

Hydrofoilfartøy kan deles i to hovedkategorier:

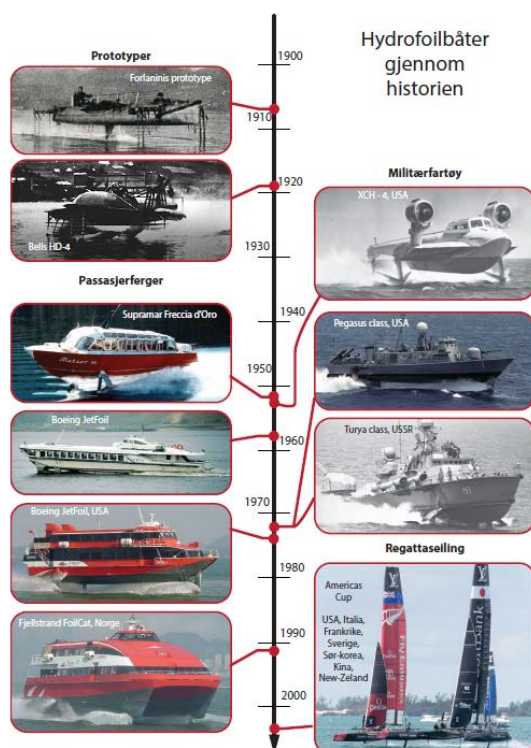
- Overflateskjærende
 - Foilet skjærer vannflaten
 - Gir et selvstabiliserende system
- Fullt neddykkede
 - Mindre motstand enn overflateskjærende
 - Krever regulering av foilvinkler eller flaps for å motvirke ustabilitet.
 - Reguleringen brukes også for å dempe bevegelser og akselerasjoner i sjøgang

¹ "Struts" er støttene/konstruksjonen mellom skrog og foilsystem



Figur 3.7 Øverst; Overflateskjærende hydrofoil (illustrert ved sovjetiske Voskhod Kometa). Nederst: Fullt neddykkede foiler (illustrert ved Kværner Fjellstrands Foilcat). Figurer fra <https://thereaderwiki.com/en/Hydrofoils>

Hydrofoilfartøyer har lange tradisjoner og hadde sin forrige storhetstid på 60-tallet. Boeings Jetfoil og Kværner Fjellstrands FoilCat ble utviklet henholdsvis på 70-tallet og 80-/tidlig 90-tallet. Disse konseptene var primært designet for å kunne nå svært høye hastigheter (opp mot 50 knop), men er relativt kostbare å bygge og drive. Konseptene ble dermed i mange tilfeller lite konkurransedyktige idet markedet bevegde seg mer mot lavere hastigheter grunnet høyere drivstoffpriser.

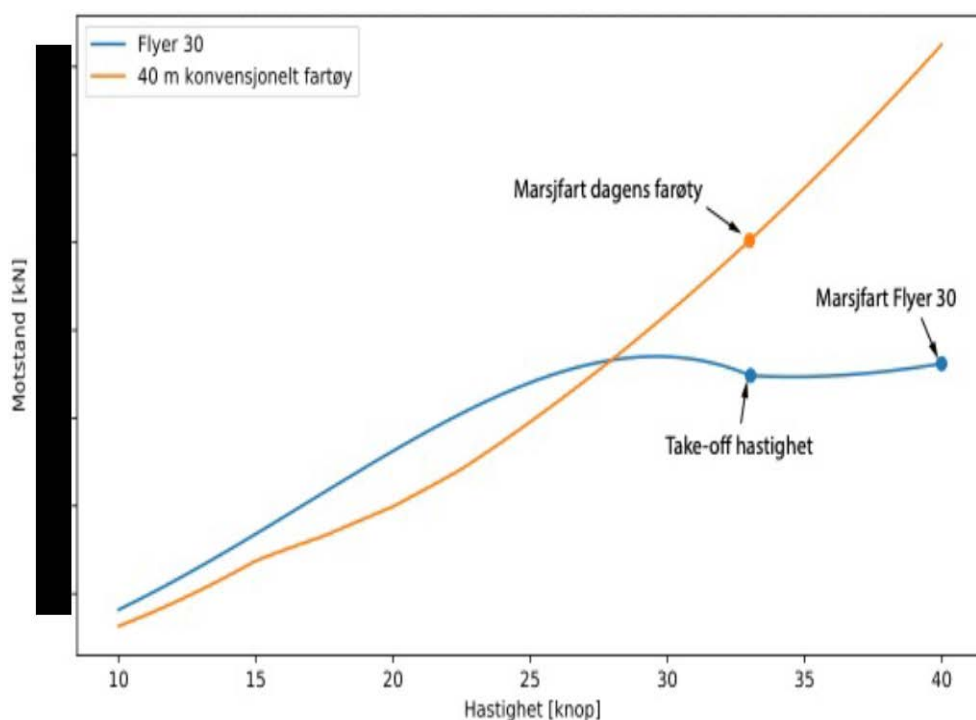


Figur 3.8 Den første hydrofoilbåten fløy allerede i 1906 – 3 år etter det første motoriserte flyet. Den første passasjerbåten med hydrofoiler – Supramar PT10 Freccia d'Oro - ble bygget i 1952. Kilde Flying foil,

<https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/flying-foil-sluttrapport-offentlig.pdf>

I senere tid har nye hydrofoilkonsepter blitt pekt på som en muliggjørende teknologi for nullutslippshurtigbåter. Hydrofoiler blir i hovedsak brukt til å minimere energiforbruket i samme hastighetsområde som benyttes på samband i dag. Teknologit utvikling innen både materialteknologi, propulsjonssystemer og kontrollsystemer antas å kunne muliggjøre nye design av svært energieffektive hydrofoilfartøy.

Et eksempel på sammenligning av motstandskurver for en hydrofoil vs. en konvensjonell katamaran er gjengitt i figuren under.

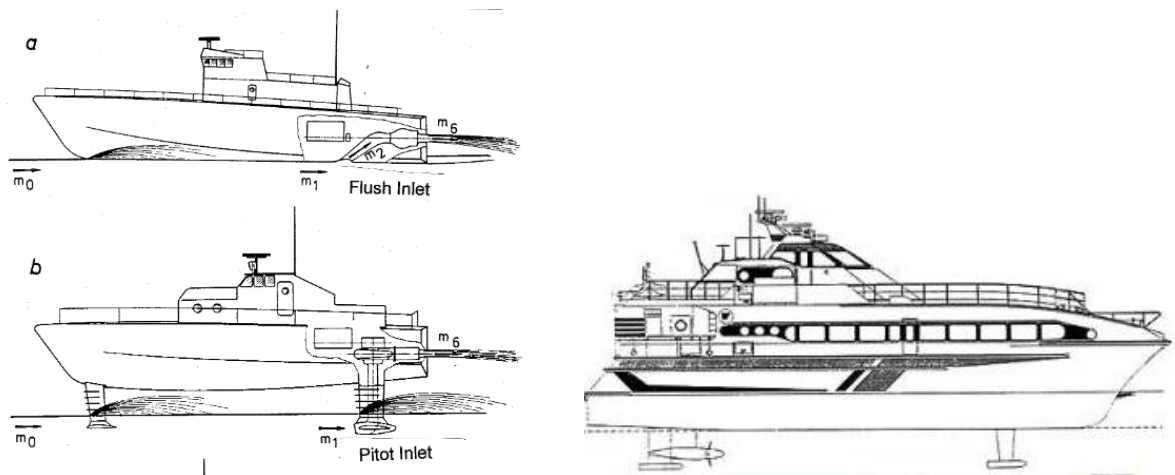


Figur 21: CFD analyse av Flyer 30 og konvensjonelt 40 m langt skrog

Figur 3.9 Sammenlignet med konvensjonelle katamaraner, vil motstanden for et hydrofoilfartøy være høyere i hastigheter lavere enn take-off-hastighet. Etter take-off er motstanden betydelig lavere, og generelt kan man si at fortrinnet til hydrofoilfartøyet øker ved økende hastighet. Illustrert ved Figur fra /3/

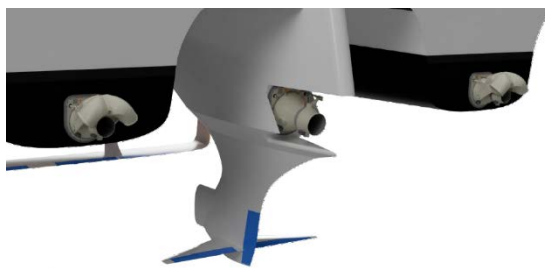
Propulsjonsløsninger for hydrofoilfartøy

Propulsjon av hydrofoilfartøy er en teknisk utfordring. 80-/90-tallets norskutviklede hydrofoiler hadde enten vannjet med "pitot-inntak" i foil eller Z-drev med propell. Design av vannjet-inntakene er et kritisk punkt for å unngå kavitasjon i tunnelens fremside.

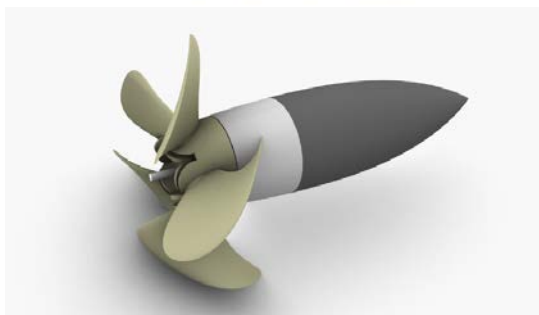
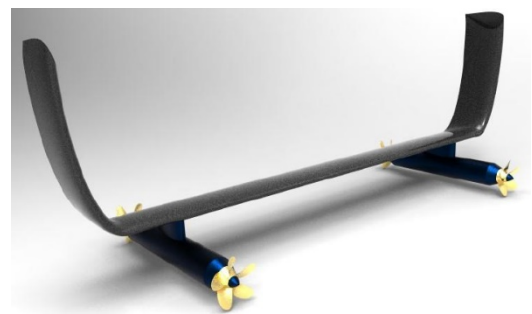


Figur 3.10 Eksempler på tidligere anvendte propulsjonsløsninger for hydrofoilfartøy /4/

Med utviklingen mot elektromotorer kan man kanskje se for seg kompakte motorer i foil, som foreslått i noen av konseptene for Trøndelag fylkeskommunes mulighetsstudie.



Figur 56: Flyer Thrust Unit, sett skrått bakfra.



Figur 3.11 3.12 Eksempler på nye propulsjonsløsninger for hydrofoil-konsepser som fore slått av Flying Foil (t.v.), Echandia Marine(t.h.), Servogear (under)

Uansett om man velger vannjet- eller propelløsning er utvikling, design og engineering av propulsjons-systemet mer utfordrende for et foilfartøy enn for konvensjonelle katamaraner.

Hydrofoil, fordeler og ulemper:

Oppsummert kan man si at en hydrofoil-løsning har følgende fordeler og ulemper, i sammenheng med utvikling av nye utslippsfrie konsepser:

Fordeler:

- Potensielt betydelig redusert motstand og dermed energiforbruk, spesielt for høye hastigheter

- Potensielt svært god komfort med tanke på respons i bølger
- Økt potensiale for rutehastighet og regularitet
- Aktiv regulering kan brukes til å krenge innover i sving ((analogt til krengetog på land))

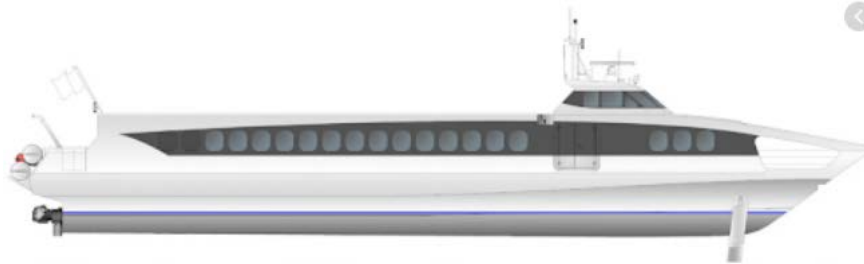
Ulemper:

- Vektfølsom, også når det gjelder plassering
- Mer krevende design- og utviklingsprosess av foiler og propulsjons-system.
- Mer kompetansekrevende både når det gjelder drift og vedlikehold
- Det kan være utfordring med dybdebegrensninger i enkelte havner

Foil-assistert katamaran

Disse konseptene er i utgangspunktet mer eller mindre basert på konvensjonelle katamaraner, men med en eller flere foiler som delvis løfter skroget i transitt. Fordeler med et slikt konsept er at fartøyene er mindre komplekse enn hydrofoilfartøy, samtidig som man kan oppnå en delvis reduksjon i skrogmotstanden sammenlignet med konvensjonelle katamaraner. Foilsystemet vil også kunne dempe fartøysbevegelser.

Foilene kan være faste og uten kontrollsystem, noe som forenkler både design, produksjon og drift av fartøyet– men som til gjengjeld gir et mindre potensiale spesielt når det gjelder bevegelsesdemping.



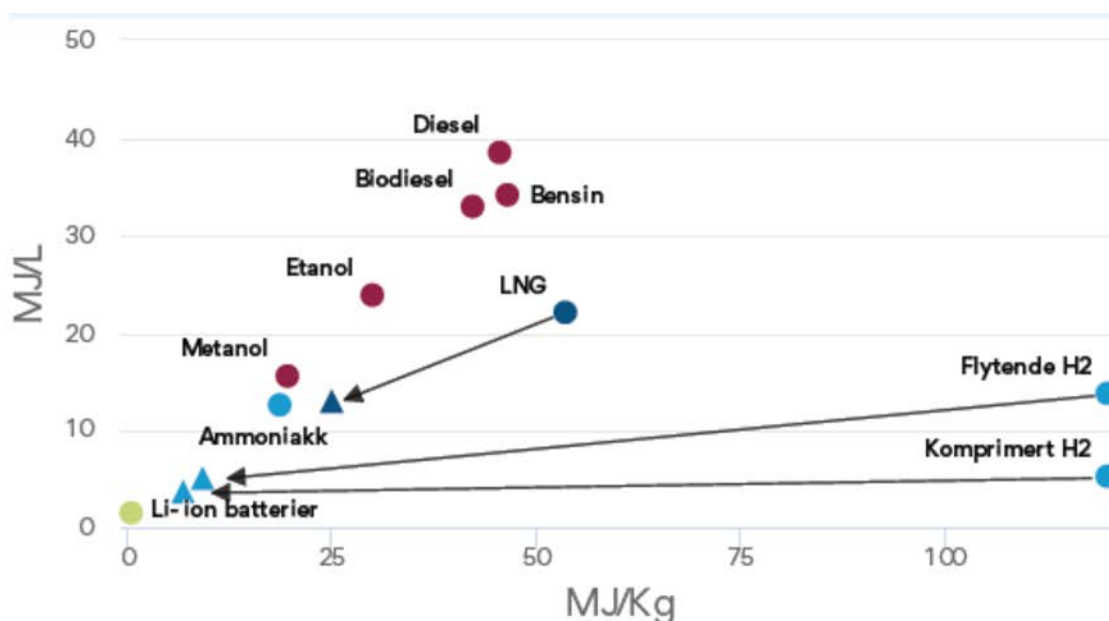
Figur 3.13 Foilassistert katamaran, illustrert ved konseptet *Studio Arnaboldi MF35 (/5/)*

3.2 ALTERNATIVE ENERGIBÆRERE

For drift av nullutslipps hurtigbåt er følgende energibærere vurdert:

- Elektrisitet
- Hydrogen
- Ammoniakk
- Biometan (= rensset biogass)

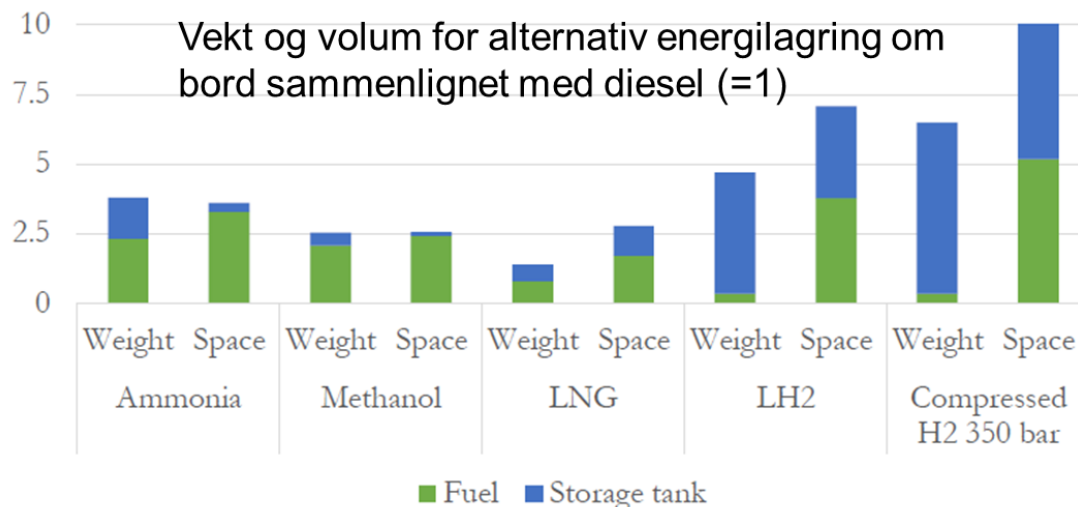
Et viktig premiss for all sjøfart er å ha tilstrekkelig energimengde om bord for å betjene de rutene som er planlagt. Bunkringskapasiteten på skipene må derfor tilpasses planlagt rutemønster. Bunkringskapasitet kan oppgis i volum (m^3 , liter) eller vekt (kg). Energiinnholdet til et drivstoff oppgis i MJ eller kWh. For sammenligning av alternative drivstoff benyttes gjerne energitetthet som sier noe om hvor mye energi det aktuelle drivstoffet inneholder per masseenhet eller volumenhet. Energitettheten for drivstoffene i denne studien er presentert i Figur 3.14. Noen referansedrivstoff er også inkludert.



Figur 3.14 Alternative energibærere - Energitetthet Kilde: Shell/MariGreen, Norsk Klimastiftelse, notat nr. 03/27. Runde symboler angir energitetthet for drivstoffet som betraktes. Trekantsymboler viser energitetthet når lagringssystem er inkludert

Det er viktig å merke seg at volumetrisk og gravimetrisk energitetthet for ulike drivstoff og energibærere baseres på spesifikt energiinnhold og tetthet for det aktuelle drivstoffet.

Gassformige drivstoff må lagres i enten komprimert eller flytende form. Pilene i Figur 3.14 illustrerer endringene i energitetthet når lagringssystem/tank inkluderes for gassformige drivstoff. Komprimert lagring krever trykktanker som er relativt tunge og har betydelig større ytre volum enn en typisk referansetank for MGO som kan tilpasses skrog og opereres ved atmosfærisk trykk. Flytende kryogene gasser (LNG, LH₂) må lagres i vakuumisolerte dobbelttanker som også øker vekten på drivstoffsystemet betydelig i forhold til ordinære dieseltanker. Effekten av lagerløsning på volum-/vektforhold for aktuelle drivstoff er vist i Figur 3.15.



Figur 3.15 Vekt- og volumandel for drivstoff og lagertank for alternative drivstoff relativt til diesel. Kilde Lighthouse reports, /8/. (Flytende biometan (LBG) har samme egenskaper som LNG)

Fysisk/kjemiske egenskaper for alternative drivstoff er vist i figur 3.16.

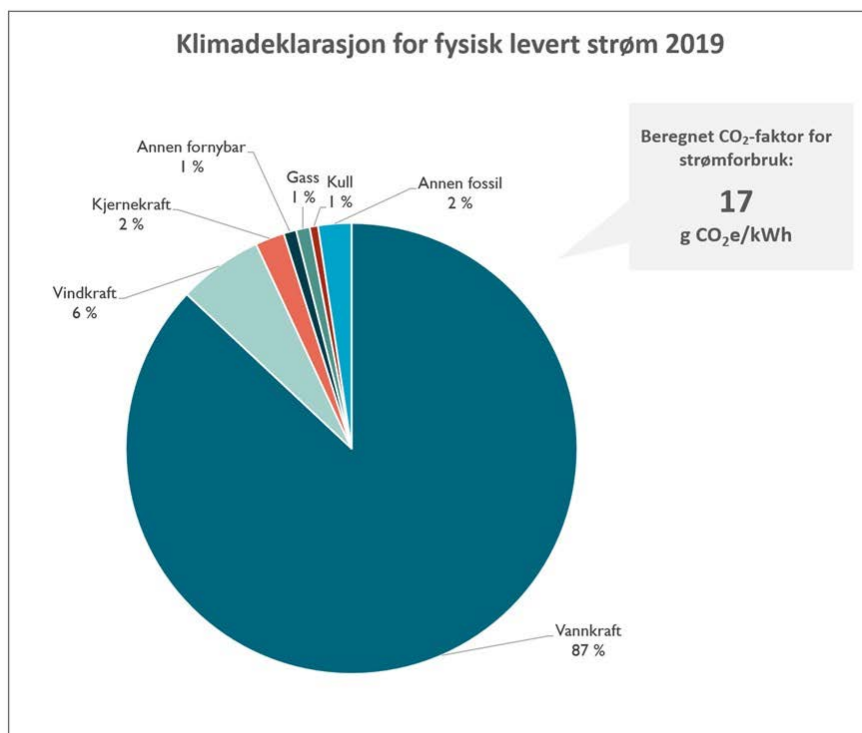
Fuel	Ammonia	Hydrogen-L	Hydrogen-G	LNG	MGO/diesel oil	Petrol	Methanol
Storage phase	L	L	G	L	L	L	L
Storage Temperature (C)	25	-253	25	-162	25	25	25
Storage Pressure (kPa)	1000-1700	101-3600	25000	101-125	101	101	101
Density (kgm ⁻³)	603*	71	17.5	430-470	840	698	786
LHV (MJ/kg)	18.6-18.8	120	120	49	43	42.5	19.7
Octane	>130	>130	>130	120		92-95	109
Flame velocity (m/s)	0.015	3.5	3.5	0.34		0.28	0.43

*Liquid ammonia at 25°C

Figur 3.16 Egenskaper for ammoniakk, hydrogen og LNG sammenlignet med noen andre drivstoff, /8/. Flytende biogass (LBG) vil ha samme tilnærmet samme egenskaper som LNG vist i tabellen ovenfor

3.2.1 ELEKTRISITET MED BATTERIDRIFT

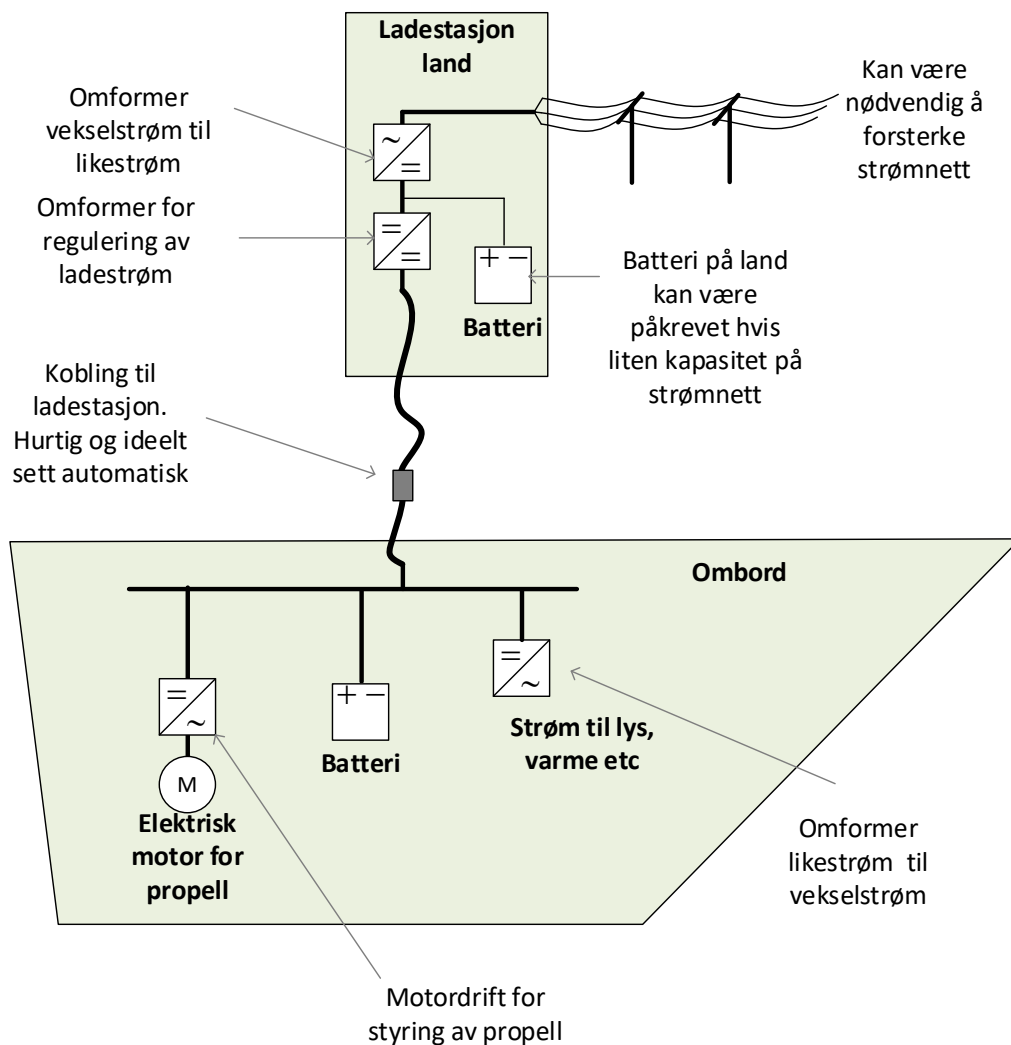
Elektrisitet som energibærer er kjent og tilgjengelig over hele landet. I Norge produseres elektrisitet i hovedsak fra vannkraft. Klimautslipp fra norsk elektrisitet er lav, og ifølge NVE har norsk strøm levert i 2019 en beregnet CO₂-faktor på 17 g CO₂e/kWh.



Figur 3.17 Klimadeklarasjon for fysisk levert strøm i Norge i 2019, Kilde NVE, <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/energibruk/hvor-kommer-strommen-fra/>

Selv om strøm er tilgjengelig over hele landet er det visse utfordringer knyttet til nye forbrukere av store energimengder på steder som ikke har tilstrekkelig infrastruktur med hensyn til nettkapasitet og fysisk nærhet til høyspentnettet. Slike problemstillinger er særdeles relevant for ferge og hurtigbåt drift som ofte betjener steder med dårlig tilgjengelighet av elektrisk strøm.

En prinsipiell, forenklet illustrasjon av hovedkomponenter i et batteridrevet system på skip er vist i Figur 3.18.



Figur 3.18 Prinsippkisse for ladning av skip, system på land og om bord i båt. Kilde: Sintef Energi

Utfordring knyttet til nye store elektrisitetsforbrukere i maritim sektor er dermed:

- Kapasitet i strømnettet
- Framføring av elektrisitet til kai
- Infrastruktur for ladning på kaianlegg
- Kostnader

Ved lav kapasitet i strømnettet slik at det ikke er mulig å lade opp batterier tilstrekkelig raskt kan det være behov for å inkludere batterier i ladestasjonen på land som et kompensierende tiltak. Dette er en løsning som er benyttet ved mange fergekaier og bidrar til å gi tilstrekkelig ladekapasitet. Ulempen er økt kompleksitet og kostnader.

Nettselskapene har tilknytningsplikt, som betyr at man alltid kan få nett dit man ønsker. Dersom det ikke finnes tilstrekkelig med kapasitet i nærliggende kraftnett, kan det utløse store investeringsbehov. Kostnader for fremføring av nett til kai vil påløpe som anleggsbidrag til nettselskapet. Tilgjengeligheten til kapasitet i nettet for de aktuelle hurtigbåtsambandene i denne rapporten er kartlagt i samarbeid med Mørenett, som er ansvarlig nettselskap.

Infrastruktur for ladning på kaianlegg kan være relativt store anlegg og dermed plasskrevende. I tillegg må det legges strøm frem til anlegget. Plasshensyn og visuelt uttrykk er faktorer som må tas i betraktning for slike anlegg. Eventuelle støy fra tekniske installasjoner må ivaretas og dempes. Videre må det legges strømkabel frem til ladestasjonene, og dette kan være krevende i tettbebygde strøk, men lettere i områder med mindre bebyggelse.

Kostnader for etablering av ladestasjon kan ha store variasjoner og må fremskaffes for hvert enkelt tilfelle.

3.2.2 HYDROGEN

3.2.2.1 TILGJENGELIGHET OG PRODUKSJON

I 2019 var global årsproduksjon av hydrogen ca. 70 millioner tonn /7/ og i Norge ca. 225.000 tonn, /1/. Hydrogen benyttes primært i kjemisk industri, som innsatsfaktor til kunstgjødsel og metanolproduksjon og i raffineringsindustrien i forbindelse med avsvovling av drivstoff og katalytisk cracking. I Norge er det først og fremst Yara og Equinor som er store produsenter av hydrogen, som de benytter i egen produksjon av ammoniakk og metanol. Størstedelen av hydrogenproduksjonen i verden baserer seg på naturgassreforming og av den årlige produksjonen er ca. 5 prosent produsert ved elektrolyse (grønn H₂).

Hydrogen kan lagres og transporteres nedkjølt i flytende form i spesialtanker for kryogene væsker (LH₂) eller komprimert form (CH₂) ved atmosfærisk temperatur.

Det er i dag ingen prosessanlegg i Norge som lager flytende hydrogen. Kapasiteten i Europa er på ca. 20 tonn/dag og på verdensbasis ca. 350 tonn/dag.

Hydrogen er en energibærer som kan produseres fra ulike kilder. For å oppnå ønsket klimagevinst må hydrogen som benyttes produseres fra klimanøytrale energikilder eller produksjonsprosessen må inkludere rensing av CO₂. Hydrogen fra ulike prosesser betegnes gjerne som følger:

- Grått hydrogen
- Blått Hydrogen
- Grønn hydrogen

Grått hydrogen:

Grått hydrogen produseres med basis i kull, olje eller naturgass og produksjonsprosessen gir store utslipp av CO₂. Over 60 prosent av alt hydrogen som produseres kommer fra naturgassreforming

Blått hydrogen:

Blått hydrogen tar utgangspunkt i grå hydrogen fra bruk av kull, olje eller naturgass, men CO₂ som slippes ut under produksjonen blir fanget og lagret på en måte som i prinsippet ikke fører til utslipp.

Grønn hydrogen:

Grønn hydrogen er hydrogen som blir produsert via elektrolyse ved bruk av kraft fra fornybare energikilder, som for eksempel havvindparker eller solkraftanlegg.

I tillegg til de tre nevnte kategoriseringer av hydrogen er det også benyttet en fjerde betegnelse - Turkis hydrogen. Her er det introdusert andre prosesser for å skille ut CO₂ og produsere fast stoff av karbonet, såkalt "Carbon Black". Dette er en energikrevende prosess, men er lansert som alternativ til CO₂-fangst og lagring. En femte variant som er lansert er rød hydrogen der innsatsfaktoren vil være biogass.

Hydrogen i Møre og Romsdal

Det er flere hydrogeninitiativ i fylket, men alle er foreløpig på idé- eller forprosjektstadiet. Det lages en businesscase for hydrogenproduksjon på Smøla i forbindelse med et interregprosjekt som heter G-PaTRA, Veidekke har fått fylkeskommunale midler til å undersøke muligheten for å bruke hydrogen i asfaltproduksjon, Hellesylt hydrogenhub har fått statlige midler til å komme i gang med hydrogenproduksjon. I Rauma, på Aukra og i området rundt Storfjorden snakkes det om muligheter for produksjon og bruk av hydrogen med biprodukt. Fylkeskommunen har søkt Miljødirektoratet om klimasatsmidler til å lage en strategi for fyll- og ladeinfrastruktur (biogass, el og hydrogen) samt en søknad om bunkring av hydrogen langs kysten. Fylkeskommunen har i tillegg fått laget flere forskjellige utredninger og en spørreundersøkelse om hydrogen i fylket- alle tilgjengelige rapporter ligger på hjemmesiden: <https://mrfylke.no/naering-og-samfunn/energi>.

Til tross for mange konkrete planer for hydrogenproduksjon er grønn hydrogen per i dag ingen handelsvare og hele omfanget inkludert produksjon og logistikk må derfor planlegges dersom man vurderer å anvende hydrogen som energibærer for et hurtigbåtprosjekt.

3.2.2.2 EGENSKAPER TIL HYDROGEN

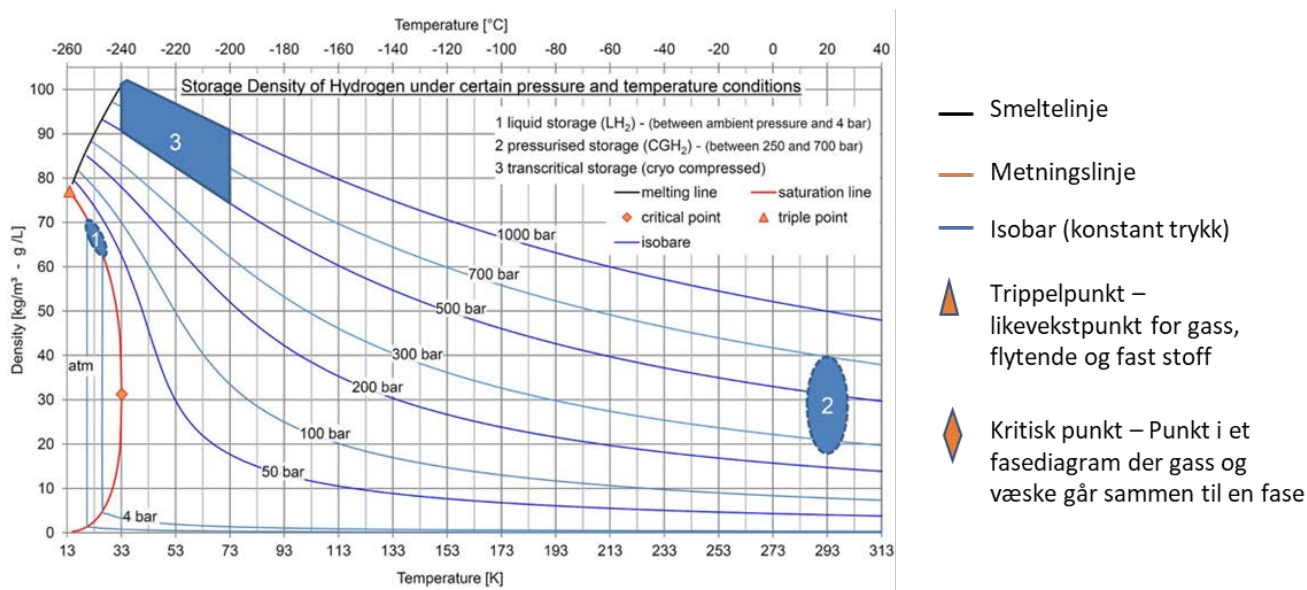
Hydrogen er det enkleste grunnstoffet som finnes og kan lagres i gassform under trykk (typisk 250 bar) i trykkflasker eller nedkjølt flytende ved -253°C i spesielt godt isolerte kryogentanker. Alternative og per nå mindre aktuelle lagringsformer er binding til metallhydrid eller til en organisk væske (LOHC). Hydrogen er også «råstoff» for videreforedling til andre grønne energibærere som ammoniakk, metanol og syntetiske drivstoff.

Hydrogen har høy spesifikk energi per vektenhet, men har lav energitetthet på volumbasis sammenlignet med andre drivstoff for maritim transport. Nedre brennverdi for hydrogen er 120 MJ/kg eller 33,3 kWh/kg. Hydrogen har en tetthet på $0,089 \text{ kg/Nm}^3$ (²) i gassform ved 1 bar og $70,8 \text{ kg/m}^3$ i flytende form ved 1 bar.

Flytende hydrogen (LH_2) er nedkjølt til -253°C ved 1 bar. Flytendegjøring av hydrogen er en energikrevende prosess, og anslagsvis 30 prosent av energiinnholdet kreves til flytendegjøring. LH_2 må oppbevares og transporteres i vakuumisolerte trykketanker.

Komprimert hydrogen oppbevares i høytrykksbeholder med lagringstrykk fra 200-700 bar. Typisk lagringstrykk som er foreslått for maritim bruk er 250-350 bar, men det finnes lagringstanker på markedet for kjøretøy på 700 bar.

²1 Nm³ – Normalkubikkmeter = (volum av 1 m³ gass ved 1 bar og 0°C)



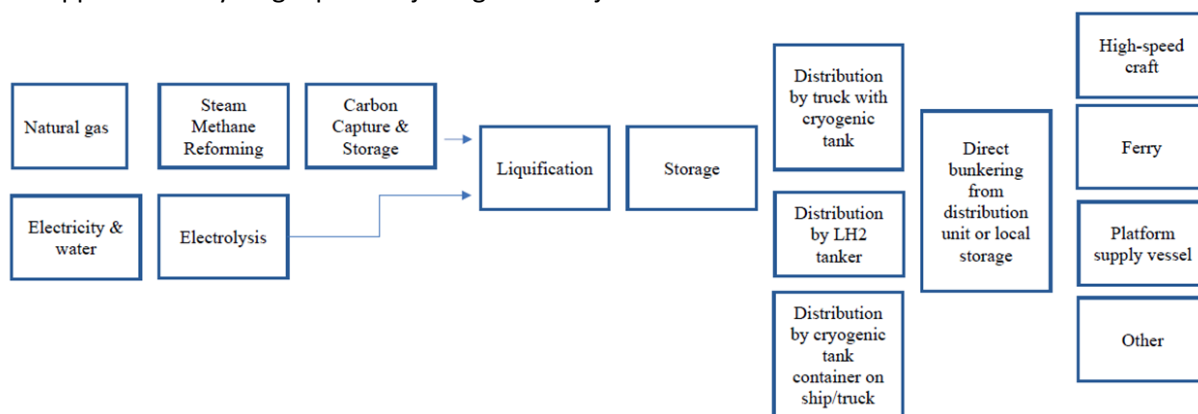
Figur 3.19 Hydrogentetthet som funksjon av lagringstemperatur og trykk. Sone 1: LH₂, (1-4 bar), sone 2: Komprimert lagring 200-700 bar. Sone 3: Overkritisk lagring (trykksatt nedkjølt) Ref.: <https://www.ilkdresden.de/en/service/research-and-development/project/hydrogen-test-area-at-ilk-dresden/>

3.2.2.3 HYDROGENPRODUKSJON OG -DISTRIBUSJON

Hydrogen kan produseres i større anlegg og kjøles ned til flytende form eller produseres lokalt i mindre anlegg og lagres og distribueres i komprimert form.

H₂ produksjon – flytende hydrogen, LH₂

Prinsippskisse av hydrogenproduksjon og distribusjon som LH₂ er vist nedenfor.



Figur 3.20 Prinsippskisse av hydrogenproduksjon ved reformering av naturgass og elektrolyse

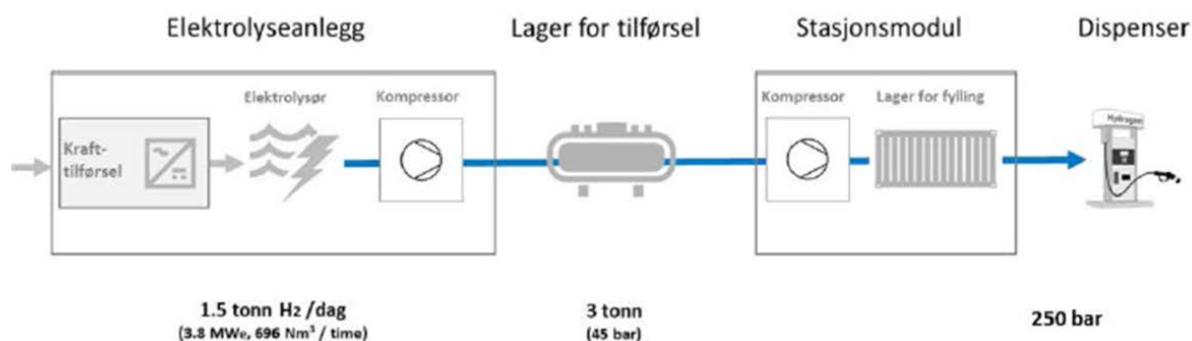
Hydrogen kan produseres ved naturgassreformering og karbonfangst eller ved elektrolyse, kjøles ned til flytende form, mellomlagres og distribueres til sluttbruker.

- Gasstilstand, ved lagring: LH₂, kryogen væske -253°C ved 1 atm

Hydrogen som drivstoff – komprimert

Hydrogen kan produseres lokalt via elektrolyse, komprimeres til ønsket trykk og lagres lokalt. Fylling til sluttbruker skjer via fyllestasjon. En slik løsning forutsetter komprimert lagring om bord hos sluttbruker.

- Gasstilstand ved lagring: Komprimert H₂, 250-350 bar



Figur 3.21 Prinsipp for fylling av komprimert hydrogen med lokal produksjon via elektrolyse

Produksjon av grønn H₂ med elektrolyse ansees som moden teknologi, men fortsatt er det ingen dedikerte anlegg i drift for bunkring av skip. I prinsippet kan anlegg for kjøretøy benyttes, men de må dimensjoneres for tilstrekkelig fyllekapasitet for å møte krav til bunkringstid og regularitet.

Lagring og bruk om bord

Kryogen lagring om bord krever vakuumisolerte tanker, noe som er analogt med hva som kreves ved LNG-drift eller LBG-drift. Dette er relativt store og tunge installasjoner som vil være utfordrende for en hurtigbåt pga. vekt og volum på lagringsløsninger og lav energitetthet på drivstoff.



Figur 3.22 Eksempel på lagringstank for flytende hydrogen, ref. MAN Energy systems

Lagringsalternativer for hydrogen er som følger:

- Komprimert gass GCH₂ - kommersiell produksjon
- Nedkjølt flytende LH₂ - skreddersydde løsninger

Hydrogen kan benyttes i PEMFC brenselceller. Dette er utprøvd teknologi for kjøretøysektoren, og de første maritime prosjektene med brenselcelle er i gang. Hydrogen er også benyttet i forbrenningsmotorer for biler og busser. En produsent har lansert en dual fuel medium speed hydrogen motor for maritim bruk. Hydrogen forbrenningsmotorer for hurtigbåt er ikke tilgjengelig i dag.

Energieffektiviteten i hydrogenkjede i et vugge-til-grav perspektiv ("wake-to wheel") viser betydelige tap i produksjonsledd, lagring, distribusjon og bruk. Et hydrogensystem vil ha 50 til 70 prosent tap i sin energikjede.

Hydrogen som drivstoff på skip krever fortsatt betydelig utvikling, både innenfor tekniske systemer, sikkerhet og regelverk.

3.2.3 AMMONIAKK

Ammoniakk som energibærer for hydrogen er lansert som et karbonnøytralt drivstoff og kan potensielt benyttes både som drivstoff til forbrenningsmotorer og i) høytemperatur brenselcelle (Solid Oxide fuel cell - SOFC). Det er i dag ikke kommersiell teknologi til å benytte ammoniakk som drivstoff, men flere forsknings- og utviklingsprosjekter er lansert.

Tilgjengelighet

Total årsproduksjon av ammoniakk i verden er ca. 180 millioner tonn og verdens handelsmarked er ca. 20 millioner tonn (Yara, 2019). Yara har 25 prosent markedsandel av denne handelen som distribueres til industribrukere i Europa med skip, tog og tankbil.

Teknologi og kompetanse for ammoniakk transport og lagring er godt utviklet for industrielle anvendelser (gjødsel, landbruk, kjemisk industri, kjøleindustri).

Egenskaper:

Ammoniakk er en fargeløs giftig gass med en intens, stikkende lukt som merkes allerede ved svært lave konsentrasjoner. Ammoniakk kan ha negative innvirkning på helse og miljø slik som:

- Angriper øyne og luftveier, forårsaker hoste og rennende øyne.
- Ammoniakk i høye konsentrasjoner er giftig og er livsfarlig ved innånding.
- Ammoniakk kan gi alvorlige etseskader på hud og øyne
- Ammoniakk er farlig for miljøet og giftig for liv i vann

Brudd i tanker eller rørledninger kan gi gassky med farlig konsentrasjon i en avstand på flere kilometer og kan medføre en storulykke.

3/8/ Ammoniakk som drivstoff kan typisk lagres i flytende form i trykktank med lavere trykk enn 25 bar. Ammoniakk har tilnærmet samme egenskaper som LPG når det gjelder tetthet, kokepunkt og oktantall, og kan i prinsippet benytte samme type lagringssystem som for propan, men spesielle materialkvaliteter til tank, rør og pakninger er påkrevd. Krav til materialkvalitet for ammoniakksystemer er godt kjent i industrien, /9/ .

I dag er viktigste innsatsfaktor for produksjon av ammoniakk naturgass og har et høyt CO₂-avtrykk. For at ammoniakk skal betraktes klimanøytralt må det etableres et produksjonssystem som benytter fornybar energi. Teknologi for dette er kjent, men kommersielle forhold må på plass for at dette skal ta av i stor skala.

3.2.4 BIOMETAN

Biogass er et upresist uttrykk som egentlig beskriver en rågass som produseres i et dedikert produksjonsanlegg basert på ulike biologisk råstoff. Før biogass kan benyttes til drivstoff må denne renses for CO₂ og andre forurensinger slik at gassen inneholder over 97 prosent metan. En mer korrekt betegnelse for gassen vil være biometan.

Definisjon:

Biogass – Brennbar gass med ca. 60 prosent CH₄, ca. 40 prosent CO₂
Noe andre forurensninger, som vann, H₂S, og VOC

Biometan: Renset biogass til standard som kan benyttes i f.eks. i forbrenningsmotorer, over 97 prosent metanandel.

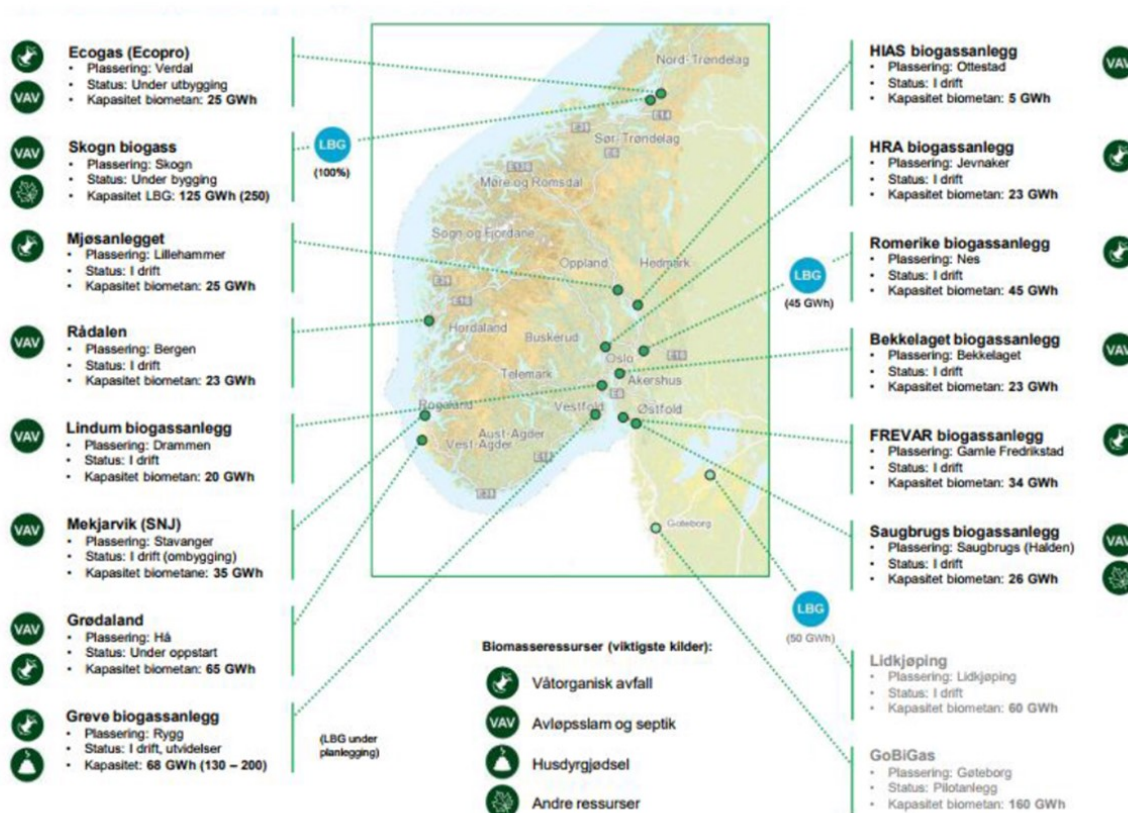
Det er utarbeidet ISO-standarder for biometan (EN 16723):

- EN 16723-1:2016 for the injection of biomethane in the natural gas grid
- EN 16723-2:2017 on natural gas and biomethane for use in transport.

Biometan vil ha samme egenskaper som naturgass, er godt egnet som motordrivstoff og kan blandes med naturgass. Naturgassmotorer kan benytte 100% biometan uten at det er behov for tekniske endringer. Det kan være mindre avvik i nedre brennverdi for biometan kontra LNG, men dette vil ikke skape driftsproblemer for motorene som benytter slik gass.

Tilgjengelighet

Biometan kan distribueres i komprimert (CBG) eller flytende (LBG) form. I dag er det begrenset tilgjengelighet på biometan i Norge, men markedet er i vekst, spesielt innen kjøretøysektoren. Figur 3.23 viser en oversikt over produksjonsanlegg med kapasitet til å levere biogass med drivstoffkvalitet (2018).



Figur 3.23 Oversikt, biogassanlegg som kan levere biometan med drivstoffkvalitet. Planer om utvidelse i parentes. Ref.: Status BIOLOGISK BEHANDLING 2018, Bioseminaret i Levanger 27. - 28. sept. 2018, Jens Måge, fagrådgiver Avfall Norge

Klimaavtrykk for biometan er avhengig av flere faktorer og vil variere fra et anlegg til et annet ut fra produksjonsmetode, råstoff og energitilgang. Produktforskriften gir metodikk for hvordan dette skal beregnes. Enkelte prosessanlegg vil gi over 90 prosent CO₂-reduksjon sammenlignet med fossilt drivstoff med basis i beregninger etter denne metodikken.

Kort oppsummer gjelder følgende for biometan:

- Biometan (=renset biogass) kan benyttes til drivstoff i forbrenningsmotorer
- Distribueres i komprimert eller flytende form
- Infrastruktur som for naturgass
- Kan leveres i Norge i dag
- Betydelig høyere pris enn for naturgass

Biogass initiativ i Møre og Romsdal, (ref. Møre og Romsdal Fylkeskommune)

Det er flere biogassinitiativ i fylket, noen mindre anlegg tilknyttet landbruket, noen tilknyttet oppdrettsanlegg og noen større som er under planlegging for å ta hånd om større avfallsmengder. Fire store biogassanlegg er under planlegging i landbruket i Møre og Romsdal (nov. 2020), to anlegg er i drift.

Biogass Møre AS er et etablert selskap som har tatt initiativet til kommersiell biogassproduksjon i Møre og Romsdal. Målet er å etablere ett eller flere biogassanlegg som tar hånd om avfall fra ulike kilder, i hovedsak marin og landbrukssektoren, og produsere biogass.

Hustadvika Biokraft AS planlegger produksjon av 3.900.000 m³ per år biogass (biometan), basert på husdyrgjødsel og fiskeslam. Biorest etter produksjon av biogass, skal brukes i landbruket.

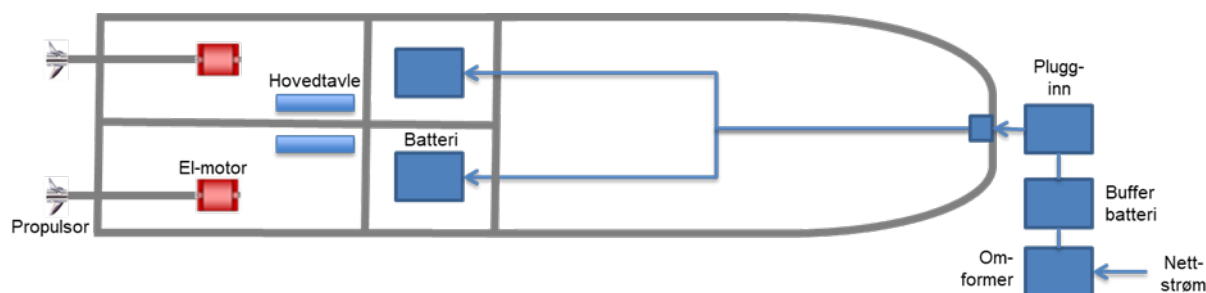
Norsk senter for økologisk landbruk (NORSØK) skal i samarbeid med Norsk landbruksrådgivning, Landbruk Nordvest og Norges Vel etablere et nasjonalt kompetansenav for biogass. Her skal en samle og organisere eksisterende kunnskap og praktiske erfaringer som finnes i Norge i forbindelse med etablering av biogass- og fornybarproduksjon i tilknytning til landbruket.

Prosjektet «Rågass på flak» skal se på potensialet for å gjøre verdikjeden for biogass i landbruket mer lønnsom ved å produsere rågass lokalt og transportere denne i stedet for gjødsel. Ålesund kommune, Ålesund havnevesen, Biogass Møre og NTNU har fått støtte til i markedsundersøkelse om behovet for å etablere en lokal, sjøbasert fyllestasjon i Ålesund. Volda og Ørsta renovasjonsselskap arbeider med etablering av et større biogassanlegg på Melsgjerdet i Ørsta kommune.

Smøla Klekkeri og Settefiskanlegg produserer biogass fra fiskeslam og forsyner eget anlegg med energi. Ductor Sunndal AS planlegger å etablere et biogassanlegg med mottak av fiskeensilasje, slam fra fiskeoppdrett, hønsegjødsel og slakteriavfall. Det planlegges for en kapasitet på mottak av inntil 75.000 tonn substrat i året. Som sluttprodukt vil bedriften produsere biogass, biogjødsel tørket til pellets og 20 prosent ammonium.

3.3 BATTERIDRIFT

Batteridrift er de siste årene blitt relativt utbredt for skip, først i hybride kombinasjoner med dieselmotorer og siden ren batterielektrisk drift med lading fra land. Sistnevnte er spesielt aktuelt for pendelferger her i Norge. Batterier lagrer og leverer likestrøm (DC) som gjør at også likestrømsanlegg (DC-grid løsninger) har fått økt anvendelse i skip sammenlignet med den tradisjonelle vekselstrømsløsningen (AC). Uavhengig av strømtype benyttes lavspenningsanlegg (dvs. inntil 1000 Volt) om bord. Typisk vil en 1000V DC-løsning erstatte den tradisjonelle 690V AC-løsningen. Batteridrift er en energieffektiv løsning hvor en kan forvente at opp mot 80 prosent av energien som tas fra nettet er tilgjengelig for å drive fartøyet (resten er varmetap). Ren batteridrift er en nullutslippsløsning forutsatt at energien fra strømmettet er ren energi.



Figur 3.24 Prinsippkisse for plugg-inn batteridrift av skip

En relevant batterielektrisk løsning i en hurtigbåt baseres gjerne på ovenfor nevnte DC-grid løsning med redundant oppbygning med batteripakker og fremdriftsmotorer i hvert skrog. Motoren er typisk en høyturtalls elektromotor som monteres på et reduksjonsgir mot propell og frekvensstyres for å kunne variere pådrag (turtall). Batteripakker plasseres typisk under dekk nær fartøyets tyngdepunkt i brannsikre rom med temperaturkontroll. Lading av batterier gjøres fortrinnsvis med likestrøm.

Batterier tilgjengelig for maritim bruk er først og fremst av Li-Ion type NMC teknologi, men andre alternativer er også tilgjengelig. For fremtiden peker mange på at såkalte faststoffbatterier med forbedrede egenskaper vil overta, men tiden vil vise om dette slår til. Maritime batterier er bygget opp av industrielt produserte celler som settes sammen til maritime moduler, som igjen bygges opp i «racks» til hele batteripakker. Typiske leverandører av battericeller er LG Chem og Panasonic. Typiske leverandører av maritime batterimoduler er Corvus, Siemens, Saft og Spears med førstnevnte som dominerende i markedet. Batterimoduler tilpasses til ulikt bruk og en opererer gjerne med hovedkategoriene «energy» og «power», hvor førstnevnte fokuserer på mest mulig lagret energi innenfor gitt vekt og volum, mens sistnevnte fokuserer på størst mulig ladeeffekt/forbrukseffekt per batterikapitet (kWh).



Figur 3.25 Marine batterier, celler, moduler og racks

En batteriinstallasjon dimensjoneres gjerne for en levetid på 10 til 12 år hvor hoveddimensjoneringsfaktorer typisk er antall og dybde på utladning som batteriet utsettes for. Med utladning menes hvor stor andel av batteriets kapasitet som dreneres mellom hver lading. Generelt kreves lav utladning dersom det er et høyt antall sykler, eller med andre ord så må batteriinstallasjonen ha relativt høy kapasitet i forhold til normalt forbruk (typisk for pendelferge er en utnyttelse mellom hver lading på 30 til 40 prosent av kapasitet). Videre må det påregnes en viss degradering av batteriet gjennom dets levetid og typisk må en forvente størrelsesorden 20 prosent lavere kapasitet etter 10 til 12 års drift, og i dimensjoneringsammenheng må en sikre seg at batteriets kapasitet er tilstrekkelig for tiltenkt operasjon også det siste driftsåret. Et annet viktig designkriterium er batteriets C-rate, som definerer hvor store effekter en kan lade batteriet med og hvor store effekter som kan trekkes fra batteriet under bruk. Har batteriet en C-rate på 1,0 så kan det lades fra 0 til 100 prosent kapasitet på en time, og for C-rate på 2,0 er mulig ladetid en halv time (tilsvarende for drenering). Et batteri er designet med kjølekapasitet (luft- eller vannbasert) som opprettholder akseptabelt temperaturnivå forutsatt at en holder seg innenfor dets spesifiserte C-rate. Batterier vil kunne ha restkapasitet til andre anvendelser etter endt levetid i et fartøy, eksempelvis nettstabilisering, men vil uansett ha en kjemisk levetid hvor det må gå til destruksjon og helst gjenvinning.

Sikkerhetsrisiko med batterier, og da spesielt Li-Ion type batterier er såkalt «thermal runaway» hvor en battericelle blir overopphetet, genererer avgasser, tar fyr og eventuelt sekundært forårsaker eksplosjon som følge av overbelastning, ekstern påvirkning eller skade. Utfordringer her er at en slik brann ikke lar seg slukke med tradisjonelle kvelningsbaserte slukkemidler da prosessen i seg selv produserer oksygen. Sjøvann kan heller ikke benyttes som slukkemiddel da dette sjøvann er elektrolytt som kortslutter celler og forverrer situasjonen. Generert avgass fra prosessen inkluderer hydrogen som er svært lettantennelig og eksplosiv om den ikke umiddelbart blir evakuert fra batterirommet. Det er etablert et maritimt regelverk for å ivareta sikkerhet ved batteriinstallasjoner. Et viktig prinsipp som her legges til grunn er å søke løsninger hvor en «thermal runaway» i en celle ikke skal propagere til flere. Dette er et godt

prinsipp for å hindre eskalering ved overbelastning, men senere tilfeller viser at det ikke beskytter mot ytre påvirkning som f.eks. sjøvann, og en forventer derfor en videre utvikling av dette regelverket.

Fordeler og ulemper med batteridrift er som følger:

- Rimelig energi (i hvert fall i Norge) (fordel)
- Høy virkningsgrad (fordel)
- Momentant tilgjengelig kraft (fordel)
- Støysvak løsning (fordel)
- Lav energitetthet/høy vekt (rundt 1% av tradisjonell diesel) (ulempe)
- Hyppig/tidkrevende bunkring (fylling) (ulempe)
- Høy anskaffelsespris (batterier + elektrisk kraftanlegg + infrastruktur) (ulempe)
- Begrenset levetid (ulempe)



Elektrifisering MS Fjordøy – Røværssambandet



Rygerelektra – Sightseeing fartøy



Legacy/Future of the Fjords – Sightseeing fartøy



TrAM – Stavanger - Hommersåk

Figur 3.26 Eksempler, planlagte og bygde plugg-inn batterifartøy

For hurtigbåter i konvensjonell drift er det per nå få anvendelser med ren batteridrift å vise til. Det finnes noen sightseeing fartøy med moderat fartspotensial (rundt 20 knop) inkludert «Legacy of the Fjords», «Future of the Fjords» og «Rygerelektra». Videre er passasjerkatamaranen Tram under bygging og fartøyene Fjordøy og Fjordled besluttet ombygget til ren batteridrift.

Ren batteridrift på energikrevende hurtigbåtsamband er utfordrende å realisere, i hovedsak på grunn av de store ladestrømmene og mye energilagring om bord som må til. For ett av de mest utfordrende hurtigbåtsambandene i Norge har vi vurdert at dagens 100 tonn tunge dieselkatamaran må erstattes med en 350 tonn tung batterikatamaran for å gjøre den samme jobben. Et slikt konsept er ikke hensiktsmessig pga. både pris og energieffektivitet, og for å oppnå gode nullutslipps hurtigbåtsløsninger for slike samband må andre alternativer vurderes.

3.4 HYDROGENDRIFT

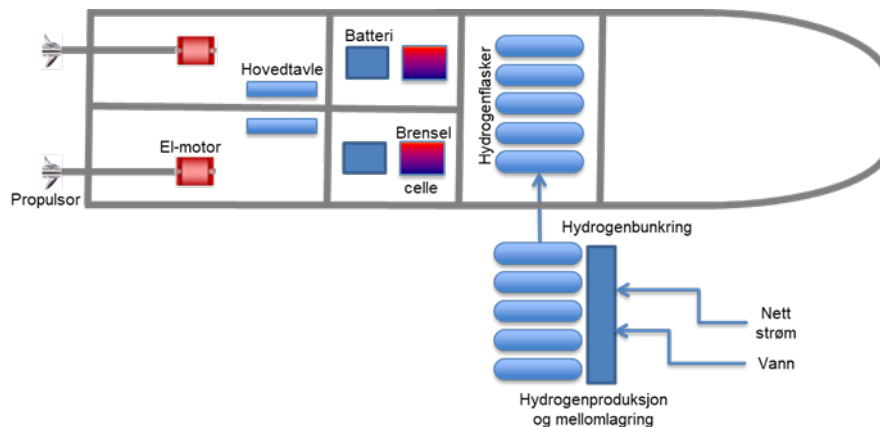
Hydrogen vurderes gjerne som den mest aktuelle nullutslippsløsningen for hurtigbåter dersom en ikke klarer å oppnå en hensiktsmessig løsning med batteridrift. Hydrogen er en energibærer og ikke et drivstoff slik som diesel, da hydrogen i praksis er en bærer av energi produsert fra elektrisitet og deretter omdannet tilbake igjen til elektrisitet for drift av fartøyet. Hydrogen som alternativ til batteridrift gir betydelig lavere energieffektivitet, men hydrogen har høyere energitetthet på både vekt og volumbasis enn batterier og gir dermed mulighet til å lagre mer energi om bord for å operere i et gitt driftsopplegg med høyt energiforbruk. Hydrogen omtales gjerne som en rekkeviddeforlenger da en hydrogenløsning kan gi økt rekkevidde for en skipsløsning sammenlignet med en batteriløsning.

Selv om hydrogen har et svært høyt spesifikt energiinnhold (118 MJ/kg mot 42 MJ/kg for diesel) er den både plass- og vektrevende å lagre ombord i et fartøy. Volumkrevende da komprimert hydrogen gir 25 kg/m³ og flytende gir 70 kg/m³, og vektrevende pga. tunge lagerbeholdere (tanker/flasker).

Hydrogen kan benyttes som drivstoff i en forbrenningsmotor for produksjon av mekanisk energi eller som drivstoff i en brenselcelle for direkte produksjon av elektrisk likestrøm via en elektrokjemisk prosess. Sistnevnte ansees mest aktuelt for hurtigbåtanvendelse på grunn av teknisk tilgjengelighet, vekt/volum og energieffektivitet (oss bekjent er det kun såkalte medium speed motorer som er under utvikling for hydrogendrift – og de er ikke egent for hurtigbåt drift). Mest aktuell brenselcelleteknologi er såkalte lavtemperatur PEM-type som opererer ved 60 til 70°C. Dette produktet finnes tilgjengelig til industrielle formål og flere initiativer er pågående for marin tilpasning. Aktuelle leverandører er eksempelvis Ballard, PowerCell, Toyota og Hydrogenics og de leveres typisk i moduler opp til 200 kW størrelse. Denne type brenselcelle har en termisk virkningsgrad på typisk 50 – 55 prosent, men leverer også lett tilgjengelig restvarme i kjølevannet som eventuelt kan utnyttes. En brenselcelle vil typisk kreve skifte av membraner/«stacks» innen 30.000 driftstimer som for vårt tilfelle medfører 1-2 overhalinger innenfor en anbudsperiode.

Hydrogen må tilføres brenselceller ved relativt lavt trykk og romtemperatur. For komprimert løsning må en derfor ha en trykkreduksjon mellom lager og brenselcelle. For flytende løsning må hydrogenet fordampes før det introduseres til brenselcelle. For lagring av hydrogen om bord i fartøy tilbyr selskaper som Hexagon og Umoe Composites trykkflasker i kompositter til komprimert hydrogen, og eksempelvis Linde og ManCryo lagringstanker for flytende hydrogen. Komprimert hydrogen bunkres om bord i fartøy gjennom fyllestusser med hurtigkobling og et bufferlager på land for såkalt kaskadefylling, og en slik løsning gir typisk fyllekapasitet på 6 kg/min (flere koblinger i parallell kan gi høyere kapasitet). Bunkring av flytende hydrogen gjøres typisk med trykkoppbygging som drivkraft. For flytende hydrogen er selve bunkringen hurtigere enn for komprimert hydrogen, men det kreves omfattende prosedyrer for forberedelse og nedstengning av bunkringsprosessen i for- og etterkant.

Grovt regnet gir 1 kg hydrogen rundt 17 kWh med strøm om man regner konvertering gjennom brenselcelle. Normalt vil løsningen være brenselceller som leverer likestrøm til en likestrøms hovedtavle (DC-grid) gjennom DC/DC konvertere. Kraften blir videre distribuert til hotell og propulsjon via en mindre batteriinstallasjon som fungerer som buffer og lastutjevner for å sikre mest mulig konstante driftsforhold for brenselcellene. Det vil være betydelige tap i en hydrogenkjede og med basis i lokal elektrolyse av vann for produksjon av hydrogen vil 70-80 prosent av tilført energi i form av strøm gå tapt som varmeavgivelse i ulike prosessstrinn på veien. En kan typisk regne at 1 kWh strøm fra nettet gir 0,32 kWh energi levert på en propell for komprimert hydrogen og 0,21 kWh energi levert til propell hvis det er flytende lagring av hydrogen.



Figur 3.27 Prinsipielt konsept for hydrogenrevet fartøy basert på lokalt elektrolysefremstilt komprimert hydrogen

Ivaretagelse av sikkerhet må ha høyt fokus når det gjelder anvendelse av hydrogen. Hydrogen kan med sine små molekyler lekke gjennom metall, er ekstremt lettantennelig, brenner med usynlig flamme, og er svært eksplosiv over et stort spenn av konsentrasjoner (4–75vol%). Men med riktig fokus kan det likevel oppnås forsvarlige løsninger som bilindustrien med sine hydrogenbiler allerede har vist. For maritime anvendelser finnes det derimot lite erfaring og det finnes heller ikke et spesifikt regelverk å forholde seg til. Skal en bygge en hydrogenrevet båt, må den komme som et resultat av en alternativ designprosess som IMO beskriver og hvor risikoanalyser er sentrale i utviklingen av konseptet og dets driftsmønster. Både classeselskap og Sjøfartsdirektoratet må involveres i en slik prosess.

Fordeler og ulemper med hydrogenrift er som følger:

- Dyr energi (ulempe)
- Lav virkningsgrad (ulempe)
- Støysvak løsning (fordel)
- Moderat energitetthet (rekkeviddeforlenger) (fordel i denne sammenheng)
- Moderat bunkringstid (fordel i denne sammenheng)
- Høy anskaffelsespris (ulempe)
- Begrenset levetid/hyppig overhaling (ulempe)
- Sikkerhetstiltak (ulempe)



HySTRA – LH₂ tankbåt



GGZEM – CH₂ passasjerkatamaran



Hydra – LH₂ passasjer & bilferge

Figur 3.28 Planlagte og bygde hydrogen-skipsprosjekter

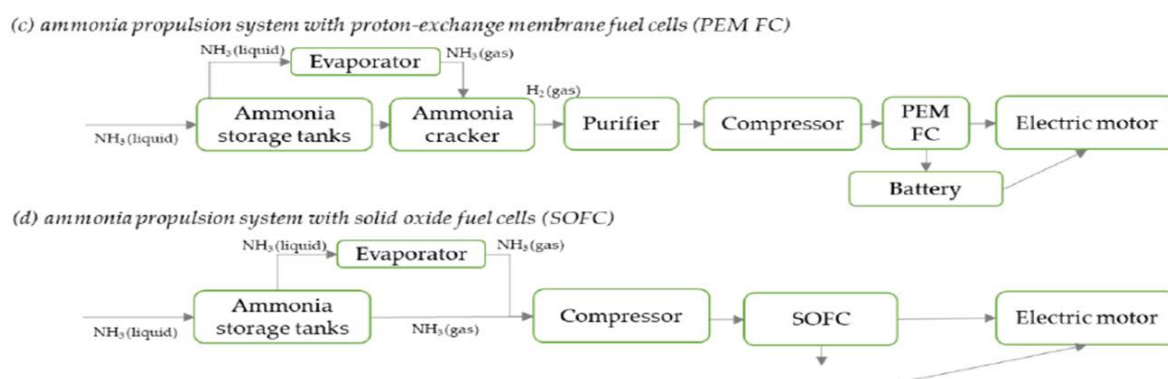
Det finnes en del eksperimentelle prosjekter for hydrogendrift i båt, men disse har begrenset verdi all den tid de ikke er gjennomført etter de sikkerhetskrav og -prosesser som normalt er knytt til kommersielle prosjekter gjennom flaggstat og klassifiseringsselskaper. Av kommersielle prosjekter finnes det en japansk tankbåt for frakt av flytende hydrogen (men med dieseldrift). I Norge har vi bilfergen «Hydra» som er under bygging og skal driftes 50 prosent på flytende hydrogen og brenselceller. Det mest relevante prosjektet med hensyn på fartøystype er en katamaran designet for fart rundt 20 knop under bygging i USA (San Fransisco) med komprimert hydrogen og brenselceller. Det er et mylder med ulike hydrogenprosjekt som annonseres i media for tiden og en regner med at flere av disse etter hvert vil realiseres.

3.5 AMMONIAKKDRIFT

Ammoniakk kan benyttes som drivstoff i forbrenningsmotorer og brenselceller, men det er ingen kommersielle produkter på markedet i dag og det er ingen skip som benytter ammoniakk som drivstoff. Imidlertid foregår det forskning og utviklingsaktiviteter hvor målsetningen er å benytte ammoniakk som drivstoff i skip. Aktuelle prosjekter her er SHIPFC hvor målsetningen er å installere brenselceller (SOFC) for ammoniakkdrift i supply-skipet Viking Energy innen 2024, og en pilotstudie hvor det undersøkes om Oslo-Kiel fergen kan legges over til ammoniakkdrift. Videre er det lansert et prosjekt med ammoniakkdrevet tankskip med forbrenningsmotor med internasjonale aktører fra MISC, Samsung Heavy Industries, Lloyds's register og MAN Energy Solutions.

3.5.1 BRENSELCELLE MED AMMONIAKKDRIFT

Ammoniakk som drivstoff kan benyttes i brenselceller. Utgangspunktet vil være flytende lagring i trykktank < 20 bar. Gassen må fordampes og eventuelt renses og komprimeres før den tilføres brenselcellen. Det kreves spesielle materialkvaliteter til tank, rør og pakninger. Ammoniakk kan benyttes både i PEMFC og SOFC. Valg av brenselcelletype vil ha innvirkning på systemkrav og kompleksitet.

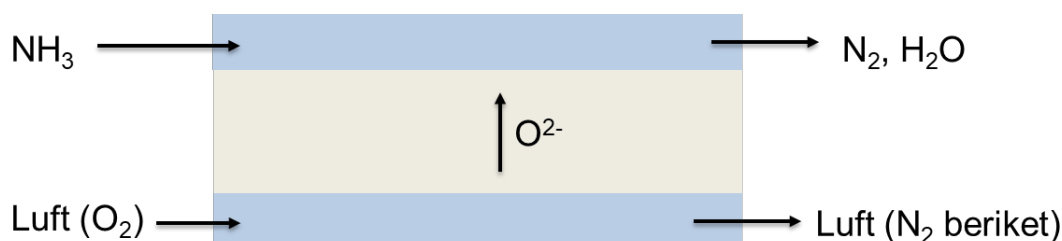


Figur 3.29 Prinsippkisse av brenselceller med ammoniakk som drivstoff. Ref./8/

For ammoniakkdrift med brenselceller er det to mulige løsninger:

1. Direkte konvertering i en høytemperaturbrenselcelle (SOFC = solid oxide fuel cell)
2. Indirekte konvertering i en lavtemperaturbrenselcelle (PEM FC = proton exchange membrane fuel cell)

1. Direkte konvertering i en høytemperaturbrenselcelle (SOFC = solid oxide fuel cell)



Figur 3.30 – Prinsippkisse av SOFC brenselcelle med ammoniakk, Ref. Sintef Industri

Fordeler for et SOFC system:

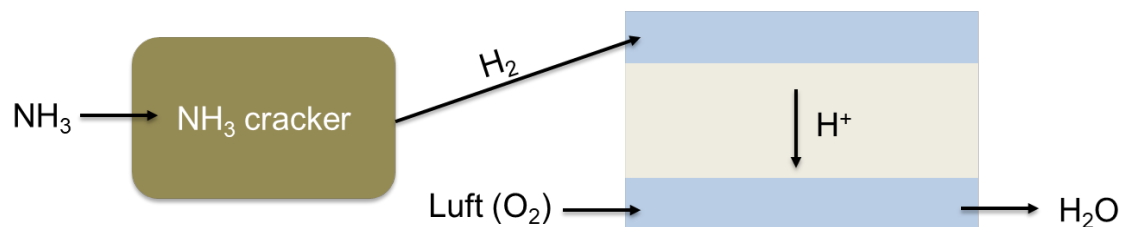
- Direkte konvertering gir enklere system og høyere virkningsgrad

Ulemper:

- Mindre moden teknologi, for tiden på forskningsstadiet med ambisjoner om demonstrasjon i skip
- Lang oppstartstid = dårlig egnet for dynamisk drift

Spesielt det siste punktet er en utfordring for propulsjonsanlegg på hurtigbåter som har raske transientendringer og stor variasjon i last under normal drift.

2. Indirekte konvertering i en lavtemperaturbrenselcelle (PEM FC = proton exchange membrane fuel cell)



Figur 3.31 – Prinsippkisse av ammoniakk cracking til hydrogen

I «crackeren» spaltes NH₃ til H₂ og N₂ katalytisk. Dette krever høy temperatur (400-500°C), som bidrar til å redusere virkningsgraden til PEM systemet.

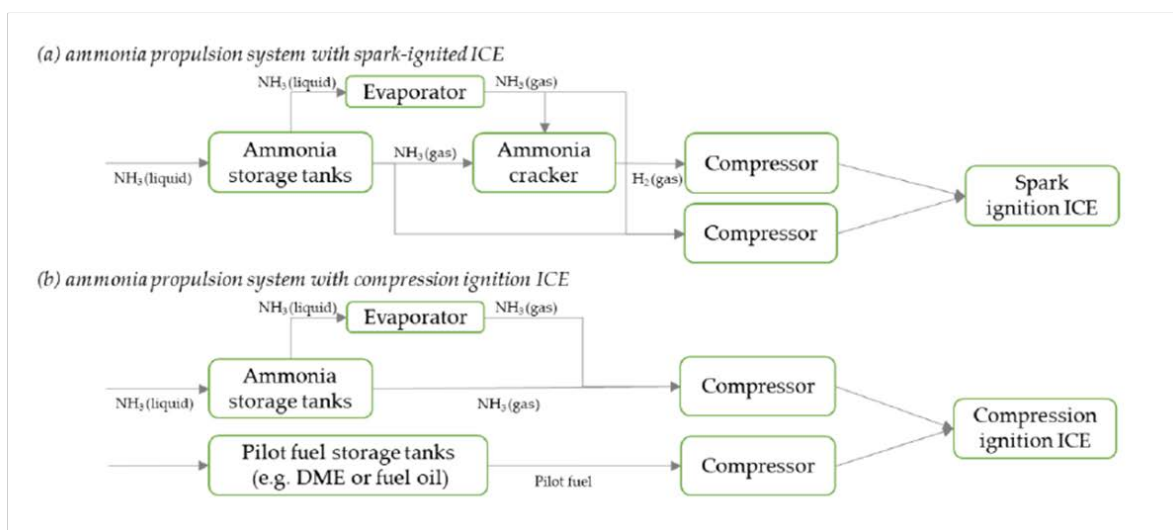
Fordeler:

- Mer moden teknologi, PEM brenselceller er lansert for maritim bruk
- Bedre egnet til dynamisk drift

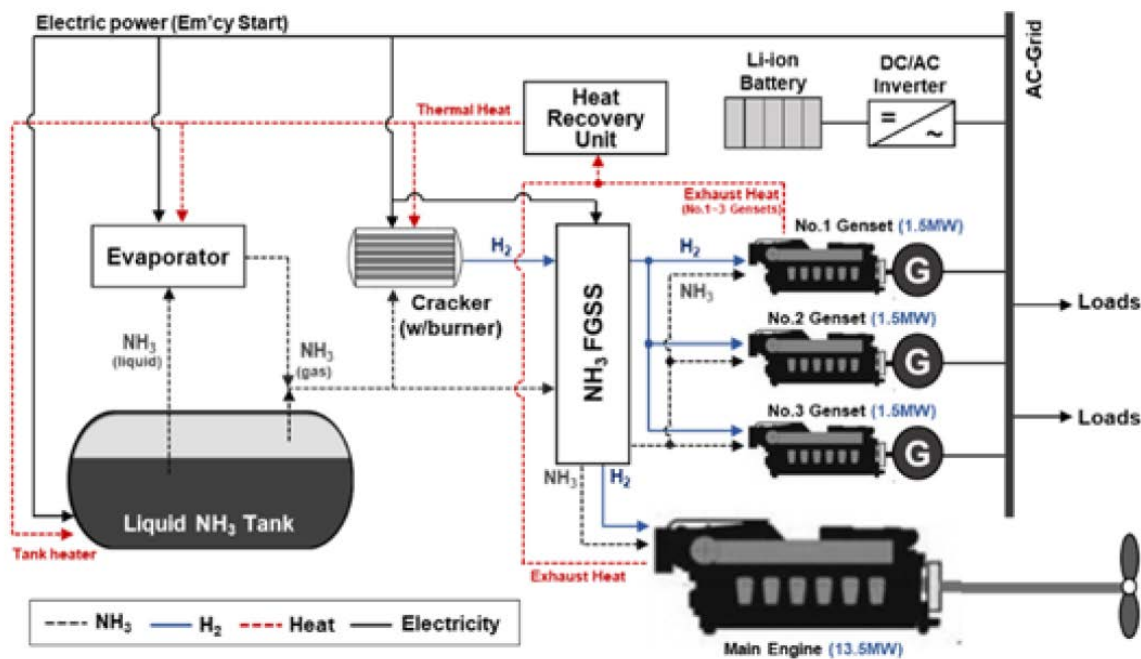
Ulemper:

- Lavere virkningsgrad
- Lav toleranse for selv små mengder ammoniakk

Prinsippkisse av et SOFC propulsjonssystem med ammoniakk som drivstoff er vist nedenfor.



Figur 3.33 Prinsippkisse av ammoniakk drivstoffsystem for forbrenningsmotorer, /8/



Figur 3.34 Prinsippkisse av propulsjonssystem med forbrenningsmotorer med ammoniakk som drivstoff, /11/

Ammoniakk som drivstoff i hurtigbåter vil kreve et betydelig utviklingsløp for alle systemer knytte til ammoniakk lagring, prosessering og bruk enten i forbrenningsmotor eller brenselcelle. Ammoniakk vil ikke være tilgjengelig som drivstoff på kort sikt.

3.5.3 BIOMETANDRIFT

Biometandrift er direkte sammenlignbar med naturgassdrift og dette er en kommersiell teknologi for mange skipstyper i dag. For hurtigbåter er imidlertid ikke naturgass tatt i bruk, med ett unntak fra Sør-Amerika hvor en større hurtigbåt med gassturbiner opererer med naturgass som drivstoff. I prinsippet kan naturgass benyttes i hurtigbåter, men vil møte utfordringer knyttet til vekt og volum slik som andre alternative lav-karbon energibærere.

Bunkring

Bunkring av flytende biometan (LBG) kan skje som for LNG i dag enten direkte fra tankbil eller med dedikert bunkringsanlegg (som for LNG). Hvis det velges komprimert lagring om bord kan biometan benytte samme type infrastruktur som for naturgass fyllestasjoner for busser og biler. Komprimert biometan kan leveres i flaskebatteri direkte fra produksjonsanlegg

Biometan til transport – Bunkringsanlegg i Norge

Flytende biometan (LBG) har samme egenskaper som LNG og kan benytte LNG-anlegg langs kysten. Nødvendig infrastruktur ved kai vil være lagertank, pumpe, rørarrangement og bunkringssystem. Eksempel på LNG bunkring er vist nedenfor.



Figur 3.35 Eksempel på LNG bunkringssystemer, fast bunkringssystem for skip og bunkring fra tankbil

Som eksempel på tilgjengelighet har Gasum et LNG-anlegg på Blingsa i Ålesund. Gasum kan levere LBG til sine kunder hvis dette ønskes. Sannsynlig distribusjon er da med tankbil direkte fra produsent.

Biometan - energieffektivitet og utslipp

Biometan har samme energieffektivitet som LNG. Drift av forbrenningsmotorer på biometan vil ha tilnærmet samme utslipp som for naturgassdrift hva gjelder NO_x, metan, CO og partikler. Utslipp av CO₂ vil derimot betraktes som betydelig lavere enn for naturgass. CO₂-utslipp ved bruk av biogass er definert til null, men for å få frem reelle CO₂-utslipp må en kjenne produksjonskjeden for den biometan som brukes. Faktiske GHG-utslipp er avhengig av produksjonsmetode.

En typisk motor i hurtigbåter er MTU 4000-serien og denne kan leveres som naturgassmotor og dermed også som biometan motor.

Det betyr at enkeltkomponenter og alle viktige systemer som skal til få å benytte biometan i hurtigbåter er tilgjengelige og kommersielle produkter. Like fullt er det betydelige utfordringer med design og utvikling av en hurtigbåt som kan benytte biometan som drivstoff og de største utfordringene er knyttet til vekt og volum av energisystemet.



Engine type		8V 4000 M55RN/M65-N*	16V 4000 M55RN/M65RN*/M65-N
Rated power ICFN	kW	746-1000	1492-2000
	(bhp)	1000-1341	2000-2682
Speed	rpm	1600-1800	1600-1800
Peak torque Nm		6161	12322
Dry weight kg (lbs)		5900 (13007)	9560 (21076)
No. of cylinders		8	16
Displacement	l (cu in)	38.2 (2331.1)	76.3 (4656.1)
Emission legislation*		IMO III / EPA 4* / EU Stage V*	IMO III / EPA 4* / EU Stage V*

* IMO - International Maritime Organisation (MARPOL); EPA - US Marine Regulation 40 CFR 1042 ** IMO III with SCR

Figur 3.36 Naturgassmotor fra MTU, Ref. MTU

3.6 SÆREGENHETER FOR ULIKE SAMBAND

Ulike behov krever ulike løsninger og i hurtigbåtsammenheng er det naturlig å dele samband inn i følgende tre ulike kategorier:

1. Lokalruter
2. Pendlerruter
3. Ekspressbåter

Her kan det nok være overlapp disse imellom, men uansett stilles det ulike krav til en tenkt nullutslippsløsning og disse vil vi beskrive i dette kapittelet.

En lokalrute er typisk en rute med komplisert rutetabell, mange stopp (hvorav stor andel ringestopp) og lavt gjennomsnittlig belegg. Ruten har gjerne som hovedoppgave å være eneste kollektivtransportløsningen for et øysamfunn inn mot et kommunesenter og betjenes gjerne av relativt små kombinasjonsfartøy som kan ta passasjerer, kjøretøy og annen last. I slike områder er det gjerne også begrenset kraftinfrastruktur andre steder enn nevnte kommunesenter.



Figur 3.37 Typisk lokalrute

Slike lokalruter har gjerne relativt lavt energiforbruk i sin gjennomsnittlige drift med relativt lavt belegg, lite tyngre last og relativt få ringestopp i bruk. Men ruten har typisk kortvarige perioder hvor det er høy intensitet med fulle fartøy og bruk av mange ringestopp (typisk langhelger og inngang til ferieperioder) med dertil langt høyere energiforbruk. For tradisjonell dieseldrift har slike ruter blitt løst med fartøy som er «overdimensjonert» med kraftreserver, men dette er mer utfordrende å få til for nullutslippsløsninger da disse krever langt større vekt og volum på en relativt liten plattform. Med andre ord må en vurdere en større båt for samme formål og kommer dermed inn i en ugunstig designspirale (større båt krever enda mer energi). I praksis betyr dette en relativt høy inngangspris for nullutslipp på slike samband, spesielt om en ser det opp mot volum ruteproduksjon.

Et hensiktsmessig alternativ for slike lokalruter kan være en hybrid løsning, f.eks. kombinasjonen plugg-inn batteridrift og dieseldrift hvor en søker å maksimere hybridgrad (andel energi fra batteridrift) for gjennomsnittskondisjonen og hvor dieselanlegg besørger kapasitet for de mest utfordrende situasjoner (gjerne også i kombinasjon med noe redusert fart). Typisk vil det være betydelig liggetid i et kommunesenter hvor en da kan anvende tiden til å lade batterier tilsvarende en betydelig andel av energibehovet for neste rundtur. Men en viktig forutsetning vil være at høy hybridgrad kan oppnås med

moderat økning av fartøyets vekt (ikke altfor store batterier) slik at ikke gevinst av ren energi spises opp av økning i energibehov for å drifte ruten. En interessant løsning for slike samband er å benytte en helelektrisk løsning med batterier som driver elektrisk fremdrift, hvor lading gjøres med enklere manuelle plugger og hvor dieselkraft besørjes av kompakte «rekkeviddeforlenger»-generatorsett. Slike løsninger er tilgjengelig oppad begrenset i effektstørrelse, men innenfor typisk fartøystørrelse for denne type samband.

Pendlerruter er typisk ruter inn mot kystbyene våre som særpreges av et morgenrush inn mot byen og et ettermiddagsrush tilbake igjen. Her er det hektiske perioder om morgen og ettermiddag hvor det er viktig å få transportert en stor mengde passasjerer i løpet av en relativt kort periode. Fartøyene vil være rene passasjerfartøy og gå med fullt belegg en retning, tilnærmet tom tilbake. Terminaltiden må i den hektiske perioden være så lav som absolutt mulig for å rekke flest mulig rundturer. Eksempler på slike ruter finnes eksempelvis i Trondheim, Ålesund, Bergen og Oslo, innfattet de rutene vi skal se nærmere på i dette prosjektet. Slike pendlerruter går normalt over moderate avstander og lagring av energi ombord i fartøyet er dermed ikke en stor utfordring, heller ikke for nullutslippsalternativet. Men terminaltid i rushperioden er kort, og dette kan by på utfordringer.



Figur 3.38 Typisk pendlerrute

For et batterialternativ står en ovenfor en problemstilling om å enten lagre nok energi ombord til hele rushperioden eller operere med svært høye ladeeffekter for tilstrekkelig energibunking innen en kort tidsperiode. Dette betyr at en gjerne ender opp med såkalte «power» type batterier som tåler høy ladeeffekt og dimensjoneres for denne kondisjonen og ikke det normale som er energimengde om bord.. Alternativet til batteriløsning er gjerne hydrogen som kan bli en dyrere løsning, men som vil kunne operere etter samme rutetabell som dieselsversjonen uten å måtte inngå kompromiss. Som regel er det innlagte pauser midt på dagen som også muliggjør hydrogenbunking 1 til 2 ganger i døgnet.

Ekspressbåten er den tredje avarten som særpreges av lange ruter mellom tettsteder og byer for transport av passasjerer og hvor høy hastighet er av betydning. Typiske eksempler på slike ruter er Tromsø-Harstad, Kristiansund-Trondheim og Sogndal-Bergen. Kombinasjonen høy hastighet og lange avstander stiller krav til store energimengder, såpass store at det blir en betydelig utfordring for nullutslippsalternativene. Eksempelvis som nevnt tidligere i rapporten medfører en helelektrisk batterikatamaran på strekningen Sogndal-Bergen en vektøkning fra 100 til 350 tonn, og hvor de ekstra 250 tonnene åpenbart påvirker energibehovet dramatisk i negativ retning. Hydrogenalternativet vil vise samme trend, men i mye mindre skala. For begge alternativene, både batterier og hydrogen vil en i

tillegg erfare utfordringer med både kapasitet og tid til bunkring med tilgjengelig terminaltid før retur. Grunnet disse utfordringer har fylkeskommuner langs kysten oppfordret industrien til å utvikle mer energieffektive løsninger for morgendagens nullutslipps hurtigbåter. Slike alternativer er foreslått av flere grupperinger, men krever omfattende utvikling og gjerne prototypetesting før den kan introduseres i rute. Men potensialet i eksempelvis en nullutslipps hydrofoilløsning er stort for ekspressruter, hvor en i tillegg til nullutslipp kan oppnå en støysvak løsning med god komfort også i sjøgang.



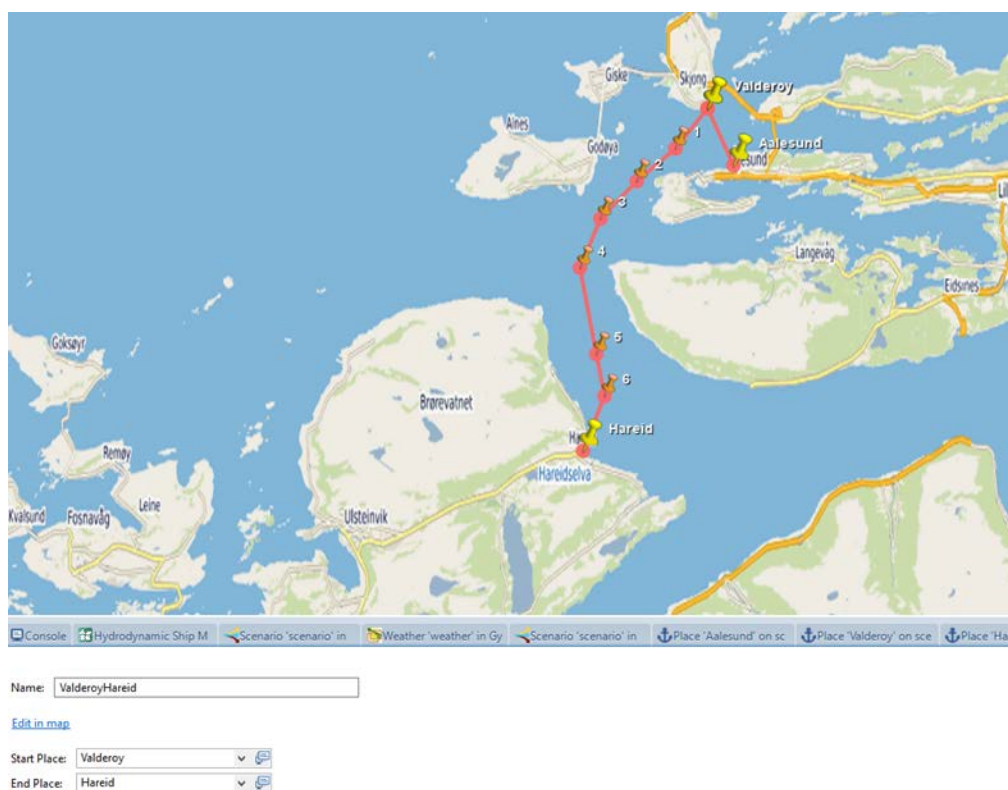
Figur 3.39 Typisk ekspressrute

3.7 SÆREGENHETER I ULIKE FARLEDER

Spesielle forhold langs kysten relatert til topografi, trange eller vide farleder, nærhet til øyer, holmer og skjær, dybde m.m. vil være individuelle for ulike farleder. Hver rute vil ha særegne profiler når det gjelder:

- Belegg (variasjon i vekt om bord)
- Hastigheter
- Eksposering for bølger, strøm og vind

Disse særegenhetene kan vippe balansen for et fartøyskonsept kontra et annet.



Figur 3.40 Eksempel på farled, Ålesund-Valderøy-Hareid

Det kan være vanskelig å sammenligne to vidt forskjellige konsepter på en rettferdig måte og analysere effekt av operative parametere som hvor lang akselerasjonsfase er kontra transitt, hastighetsbegrensninger langs ruta eller hvor ofte er det behov for å ta igjen tapt tid. Det er også viktig å evaluere hvordan eksponering for bølger strøm og vind både i transitt og havnemanøvrering påvirker alternative design.

Tradisjonelt har optimalisering av skipsdesign dreid seg hovedsakelig rundt fart/forbruk under ideelle forhold. I tillegg er det viktig å hensynta andre designparametere som:

- "Sjømargin" (en fast prosentverdi, gjerne 15 prosent) for å hensynta økt effektbehov pga. blant annet bølger, vind og strøm og tilleggsmotstand pga. begroing
- Komfort og sikkerhet vs. fartøystørrelse

I dag ser vi at nye og bedre verktøy for å studere totalbildet gjør det enklere å sammenligne ulike konsepter for den aktuelle ruten. Sjømargin har blitt lagt til forventet beregnings- eller modellforsøksresultater. Videre ser en at sjømarginen blir gjerne prosentvis større for nye, lettere båter som er bedre optimalisert i stille vann.

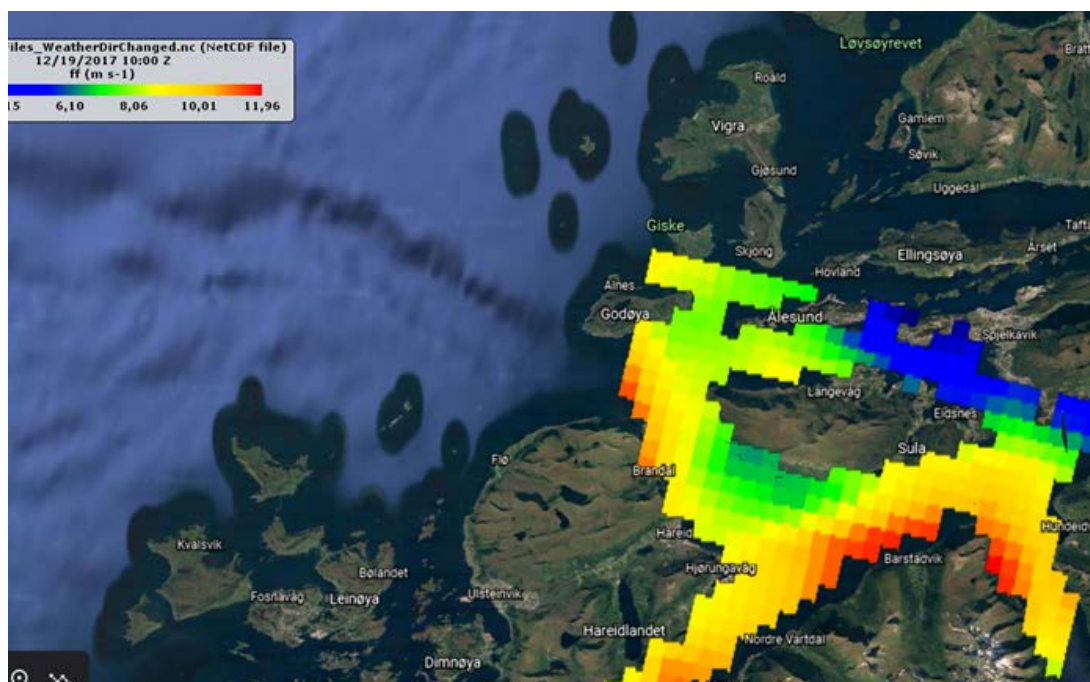
Designprosessene for nye skip er i endring. Tidligere var fokus gjerne rettet mot en bestemt kondisjon som man optimaliserer for. Designere, verft og operatører har alltid hatt en holistisk tilnærming for designet i ryggmarginen, og har god oversikt over hva som fungerer over hele operasjons-spekteret for slike fartøy – men nye og bedre verktøy for å studere totalbildet gjør det enklere å sammenligne ulike konsepter i et sammensatt perspektiv.

Dette blir enda viktigere nå som:

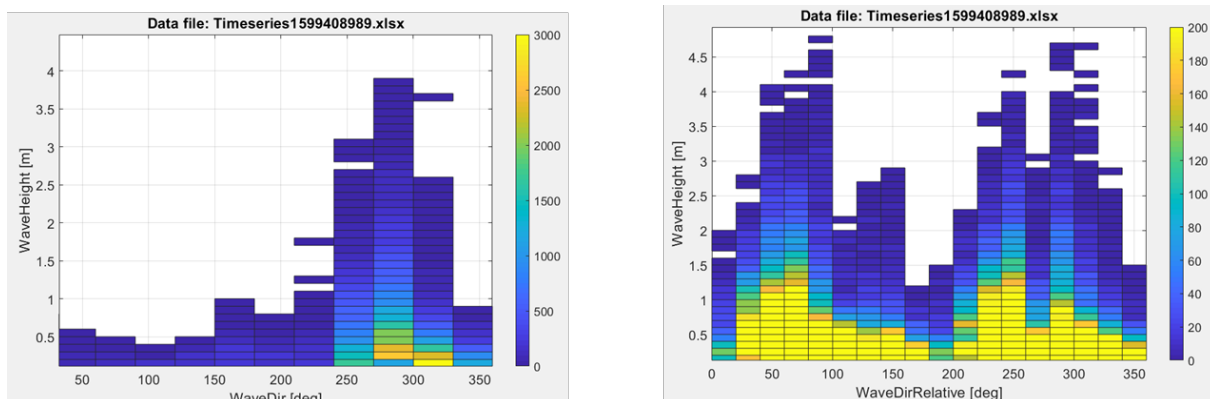
- "Nye" konsepter skal evalueres
- "Gamle" konsepter med uvanlige designparametre og hoveddimensjoner skal vurderes
- Det blir behov for å vurdere flere scenarier opp mot hverandre (ift. fremtidige priser på drivstoff osv.)
- Man får behov for å minimere marginer på medbrakt energimengde

Værdata

Det finnes etter hvert gode databaser for historiske værdata og dette er et viktig design kriterie og er spesifikke for aktuelle farleder. Eksempel på dataplot er vist nedenfor.



Figur 3.41 Eksempel på vinddata i farvann rundt Ålesund-Hareid, juni 2017 – juni 2018



Figur 3.42 Eksempel på vindprofil i farleden mellom Ålesund og Hareid, juni 2017-juni 2018

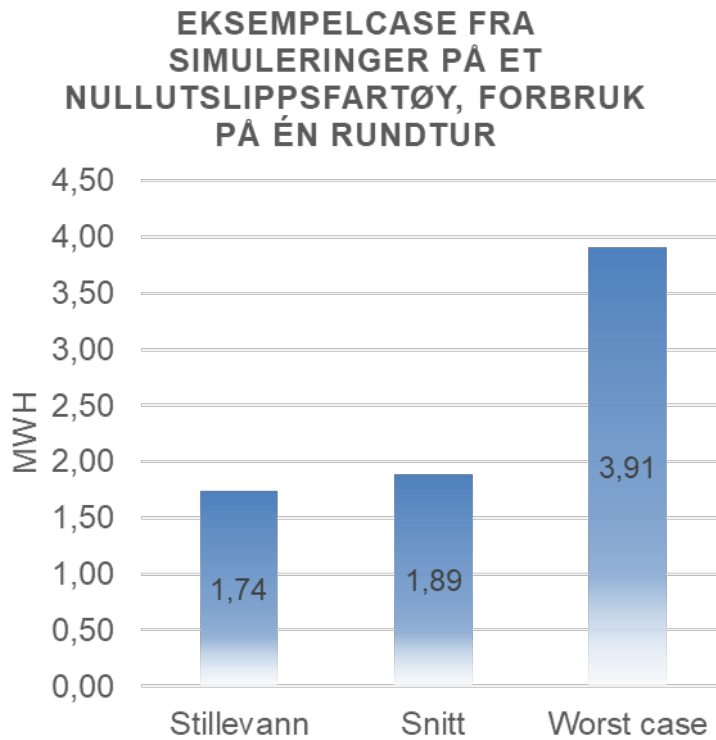
Aktuelle værdata gir en god oversikt over hva hurtigbåtene må kunne forventes å tåle av vær og bør benyttes for å beregne reelt forbruk for nye konsepter, samt forventet regularitet og komfortnivå om bord.

Ved evaluering av nye konsepter vil det være viktig å sammenligne med en referanse, for eksempel fra eksisterende fartøy som opererer i aktuelle ruter i dag. I forkant av nye tilbud er det derfor viktig at Fylkeskommunen skaffer seg referansedata på eksisterende fartøy og eventuelt etablerer en egen erfaringsdatabase hvis slike ikke finnes fra før.

For ruta Ålesund-Hareid er det tydelig hvilken bølgeretning som er dominerende, og hvilken retning de største bølgene har. Komfort og lav tilleggsmotstand i sidesjø er derfor viktige designkriterier.

Nullutslippsløsning - spesielle forhold

For nullutslippsfartøy har en mindre marginer, og energireserver om bord blir nødvendigvis mindre for en nullutslippsløsning. Merforbruk på overfarten på grunn av vind og bølger vil kunne forplante seg utover dagen. Hvis ruten er kort, eller man skal gjennom områder med hastighetsbegrensninger, vil forbruk ved lav fart, manøver og i akselerasjonsfase (ref. foilfartøy take-off) bli viktig. Videre vil nye konsepter kunne ha andre begrensninger ift. værvindu enn man er vant til og tidsbruk for å legge til kai kan bli en viktig del av regnestykket. Slike forhold må det tas hensyn til og for å illustrere problemstillingen er det gjort simuleringer for tre forskjellige situasjoner for en nullutslippsløsning. I eksemplet under ser en at det verste tilfellet har over dobbelt så høyt energiforbruk som gjennomsnittsforkonsumet i ruten, og hvis energilager om bord er marginalt med bunkring i hver havn kan dette bli kritisk for operabilitet.



Figur 3.43 Eksempel på energiforbruk (MWH) for en rundtur for tre situasjoner for et nullutslippsskip

3.8 KAIGRENSESNIITT

Kaigrensesniittet blir nødvendigvis mer komplekst for en nullutslippsløsning enn tilfellet er med dagens dieselløsning, først og fremst knyttet til bunkring av energi. Dagens dieselløsninger har ingen utfordringer med å foreta bunkring i ledige stunder innenfor dagens rutetabell, men både batteri- og hydrogenalternativer krever mer tid og infrastruktur for dette.

For en batteriløsning kreves ofte bunkring av energi i form av lading fra nett ved hvert stopp, eventuelt hver rundtur for korte A-til-B samband. Dette på grunn av at størrelse på batteripakke som lar seg integrere i en hurtigbåt begrenses av både vekt og volum, og en har dermed begrenset energilagringkapasitet ombord. Det finnes alternative ladeløsninger som har ulik kompleksitet, tidsforbruk og kapasitet. Om en kan klare seg med moderat kapasitet er løsninger som benyttes i bilindustrien interessante. Billaderteknologi kan lade opp til 2 x 350 kW kapasitet og gjøres ved manuell innplugging på samme måte som når en lader bilen. En slik løsning gir et enkelt og kompakt grensesnitt på båten, noe som er fordelaktig for mindre hurtigbåter. På landsiden krever en slik løsning som regel heller ikke nettoppgraderinger. Tid for manuell plugg-inn og plugg-ut må tilrettelegges for en slik løsning og en regner gjerne med 1 minutt i hver ende i tillegg til effektiv ladetid. Denne type løsning er besluttet anvendt for 2 mindre hurtigbåter (Fjordled og Fjordøy elektrifisert) som skal operere Røvær sambandet ut fra Haugesund samt Tram prosjektet til Kolumbus (se figur 4.27).

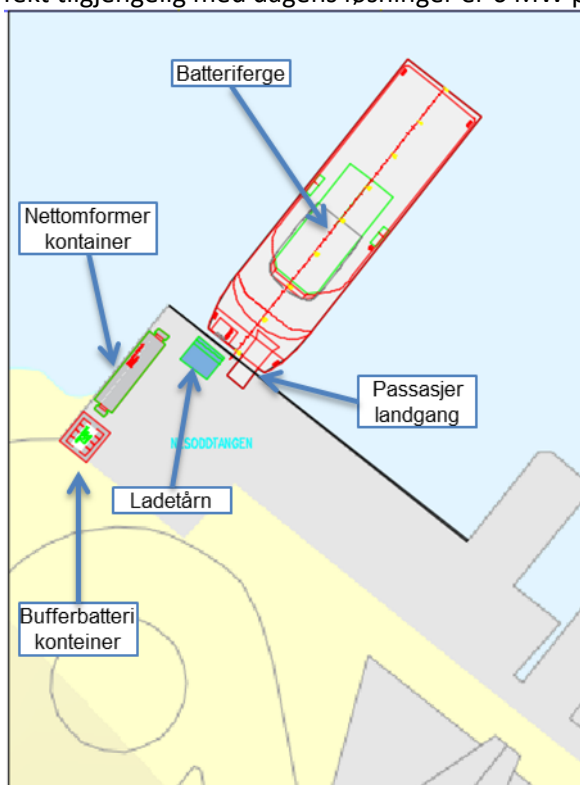


Figur 3.44 Eksempel billader med CCS type 2 plugg grensesnitt

Et neste steg dersom større ladekapasitet er nødvendig er semi-manuelle løsninger med tynge pluggen som benyttes i ny landstrømstandard, som henger i utkragerårn og hvor en kan senke/heve pluggen med fjernstyring. Slike løsninger kan gi opptil 2 x 1200 kW i en dobbelpluggløsning med likestrøm, og er blant annet anvendt på fergesambandet mellom Hjellevstad og Klokkevik utenfor Bergen (levert av Westcon Power & Automation).

Figur 3.45 Eksempel semi-manuell løsning med standard landstrøm plugg grensesnitt

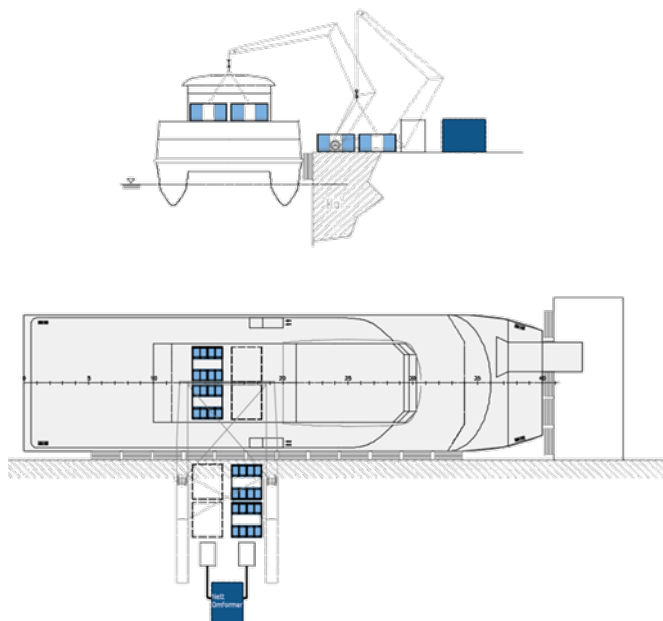
Skal en over til høyere kapasiteter enn dette og/eller har behov for kortere terminaltid enn manuelle løsninger kan tilby så er det automatiske hurtigladerløsninger som må til. Her finnes flere alternativer som benyttes for bilferger opp til 8 MW kapasitet (og opp til 30 MW planlegges). Alternative leverandører av slike løsninger er eksempelvis Cavotec, Stemmann og Zinus. Det finnes løsninger som er forberedt for lading over skipsside eller mot baug, og vi vurderer sistnevnte som mest aktuell for hurtigbåter. Da det er essensielt for hurtigbåter å holde lav vekt, anser vi det som fordelaktig å lade med likestrøm rett på batteriene og dermed unngå unødvendig konvertering ombord i fartøyet. Maksimal ladeeffekt tilgjengelig med dagens løsninger er 6 MW på et ladetårn med likestrømsløsning.



Figur 3.46 Typisk ladeinfrastruktur på kai for batteridrift

Ved store ladestrømmer kan det forventes betydelig arbeid for å kople seg opp mot nett, enten i form av nettoppgradering eller tilkopling til trafo med tilstrekkelig kapasitet. Dersom kapasitet ikke er tilgjengelig kan en vurdere bufferbatterier på kai. I tillegg til ladetårn vil det være nødvendig med egne bygg for nettilkopling og omformere på eller nær kai, noe som kan by på problemer spesielt i bykjerner.

Et alternativ som har vært lansert, men enda ikke realisert på båt, er batteribytteløsninger. Ideen her er å unngå problematikken med høykapasitetslading av batterier, men heller å bytte batterier som kan lades i ro og mak frem til neste bytte. En slik løsning ville kunne utnytte «energi»-type batterier, men vil måtte bevise bytteoperasjon som er sikkerhetsmessig forsvarlig og som kan gjøres innenfor tilgjengelig terminaltid.



Figur 3.47 Mulig batteribytteløsning for hurtigbåt

For hydrogenalternativet har man ikke nødvendigvis behov for bunkring etter hver tur og kan vurdere separat bunkringskai i nærheten av terminal hvis arealbehov på landsiden er utfordrende. I motsetning til lading av batterier ser vi det som uaktuelt å utføre bunkring av hydrogen samtidig som passasjerer er ombord i fartøy eller under på-/avstigning. Typisk vil det bli etablert sikkerhetssoner rundt en bunkringsoperasjon hvor EX-krav og spesielle bunkringsprosedyrer styrer operasjonen.

For bunkring av komprimert hydrogen kan en tenke seg samme type fyllestasjon som benyttes for hydrogenkjøretøy. En slik fyllestasjon har slange med hurtigkopleing og kan håndteres av mannskap. En slik tilkopleing har typisk kapasitet på 6 kg/minutt og flere i parallell kan benyttes om større kapasitet ønskes. Det er en forutsetning for slik bunkringstid at det ligger et tilstrekkelig bufferlager bak på landsiden for hele tiden å opprettholde en positiv trykkdifferanse mot lager på båt. Dette gjøres normalt med såkalt kaskadefylling hvor en starter med stort volum på lavt trykk og topper opp på slutten fra mindre volum på høyt trykk. Men prinsippet er at buffervolum på landsiden må være større enn lagringsvolum på båt for at dette skal fungere. Videre må høyeste trykk på land være høyere enn lagringstrykk på båt. Et alternativ til bufferlager for kaskadefylling er direkte komprimering fra lavtrykkstank på landsiden, men dette er en langt mer tidkrevende prosess. Normalt kan en tappe ned lager på båt til 20 bar før en regner det som tomt. Et lagringstrykk på 250 bar er i mange tilfeller hensiktsmessig, blant annet da dette tillater bunkring uten aktiv kjøling.



Figur 3.48 Typisk fyllestasjon for komprimert hydrogen

En kan tenke seg en fyllestasjon på landsiden som er mobil/portabel i form av konteinerisert løsning, men i de fleste tilfeller vurderes en fast installasjon med fyllestasjon og bufferlager på dedikert bunkringskai. Mulig leverandører av bunkringsanlegg for komprimert hydrogen er eksempelvis britiske Haskel.

For flytende hydrogen kan det oppnås betydelig høyere fyllerater enn tilfellet er for komprimert, men en nøkkel her er en løsning hvor tidkrevende forberedelser og nedstengninger før og etter bunkringen kan gjøres på landsiden uten at fartøyet er til stede. Dette innbefatter full nedkjøling av bunkringsrør som er nødvendig før hydrogen kan transporteres gjennom røret uten å fordampe. Dersom løsningen er slik at denne delen tilhører landsiden kan en forberede seg før fartøys ankomst og oppnå effektiv bunkring for fartøy innen tilgjengelig tidsrom før neste avgang. En annen viktig faktor er selve påkopplingsløsningen hvor det finnes såkalte «cold couplings» som krever et minimum av inerting (oksygenfjerning) og nedkjøling før bruk. Bunkring drives normalt av trykkdifferanse mellom landtank og fartøystank, drevet av fordampere. Tank på land kan være fastmontert på kai eller i form av tankbil med en kapasitet på rundt 50 m³.

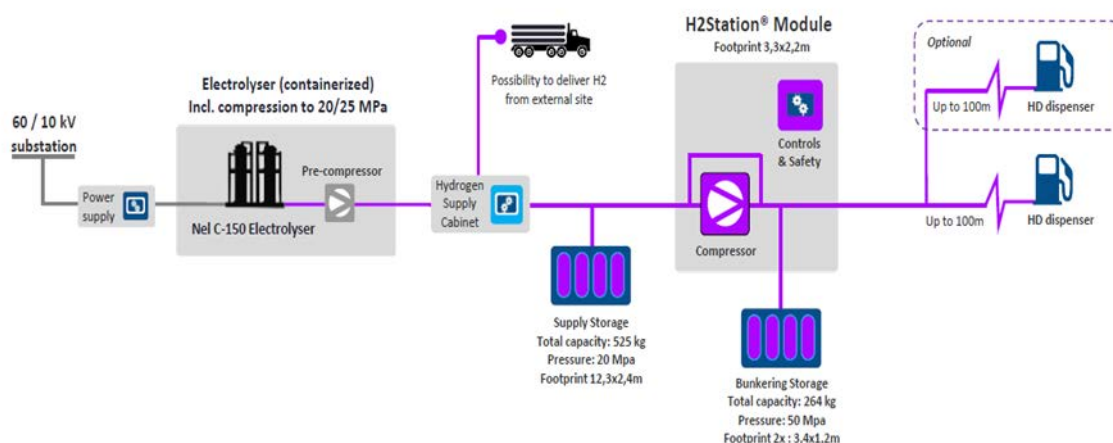


Figur 3.49 Fylling av flytende hydrogen på tankbil (Linde)

Som for batteriløsninger er det også foreslått swap-løsninger for hydrogen, enten i form av konteineriserte trykklager eller tanker med flytende hydrogen. Spesielt løsninger med swap av trykkontainere er lagt til grunn for flere utviklingsprosjekter som er pågående, men oss bekjent finnes det ingen løsning som er besluttet realisert. Fordelen med en swap-løsning er å unngå komplekse bunkringsoperasjoner, men prinsippet om bytte av energilager for båter er ikke reflektert i regelverk og krever i seg selv en godkjenningssprosess gjennom alternativ designmetode.

For flytende hydrogen er det lite aktuelt med lokalproduksjon i liten skala nær fartøyets operasjon. For dette tilfellet ser vi det som mest relevant at bunkring foregår via faste buffertanker på kai eller direkte

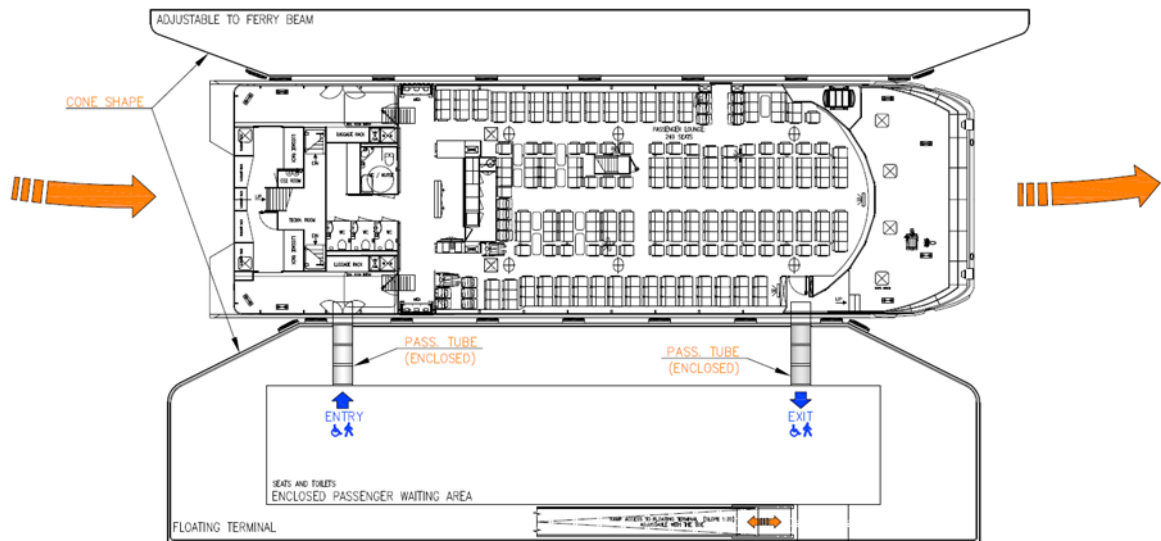
fra tankbil. For alternativet med komprimert hydrogen er det dog mer relevant med lokalproduksjon som er bygget opp med kapasitet direkte tilpasset ett prosjektet. Et slikt anlegg vil typisk være basert på elektrolyse av vann hvor hydrogen produseres fra vann basert på lokal kraft. Hydrogen vil i første omgang genereres ved relativt lavt trykk og må komprimeres opp i bufferlagre forberedt for bunkring av fartøyet. Et slikt anlegg med kapasitet 500 kg/døgn kan bygges innenfor et tomteareal på 300 m² (+ sikkerhetssoner) og kan ligge i umiddelbar nærhet til en bunkringskai (innenfor 100 meter). Et annet alternativ kan være å bygge et slikt anlegg på en lekter. Et slikt anlegg er designet for fjernovervåking og trenger ikke permanent bemanning. Typiske leverandører av hydrogen elektrolyseanlegg er NEL og Green Hydrogen Systems.



Figur 3.50 Prinsipp for lokalproduksjon og bunkring av komprimert hydrogen (NEL)

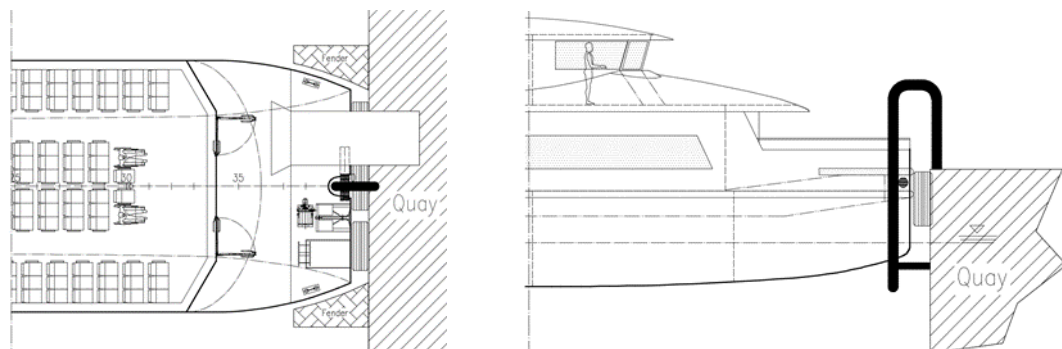
Generelt for hurtigbåter er det viktig med minimum terminaltid, og for nullutslippsløsninger blir slik tidsbruk og lavest mulig energiforbruk ved kai enda viktigere. Det som kan spares av tid ved kai gir lavere fart og dermed lavere energiforbruk per rundtur. Dersom en også utfører lading av batterier og trenger tid til dette er ikke terminaltid en variabel som kan optimaliseres, men for stopp uten lading og for hydrogenalternativer er dette særs relevant. En ideell hurtigbåtterminal kan gjerne beskrives som følger:

- Flytebrygge for å unngå tidevannsvariasjon
- Separat ombordstiging og avstigning, gjerne også med egen bagasjehåndtering.
- Lukket passasjergang til/fra fartøy
- «Kanal» med kileformet inngang hvor bredde er tilpasset slik at fartøy ligger låst, men hvor den også går inn én ende og ut den andre uten behov for bakking eller presisjonsmanøvrering.
- Nødvendig dybde for det aktuelle fartøyskonseptet, inkluderer eventuelle filsystemer.
- Eventuelt tilgjengelig areal for lading eller bunkring på motstående side av passasjertilkomst.



Figur 3.51 Den ideelle hurtigbåtterminalen

Dersom løsning med baugtillegg skal brukes kan det også her være mulig å unngå aktiv propulsjon mens en ligger til kai ved for eksempel å låse fartøyet til kai som vist nedenfor. Kollisjon med festeanordning kan unngås ved kileformet fending som vist.



Figur 3.52 Mulig auto-mooring prinsipp for hurtigbåt med baugtillegg

3.9 INFRASTRUKTUR OG ENERGILOGISTIKK

3.9.1 HYDROGEN

For hydrogen ser vi for oss to mulige distribusjonsløsninger: lokalproduksjon med elektrolysør på kai eller sentralisert produksjon der hydrogen fraktes med tankbil fra et eksternt anlegg til kai. Hydrogenet som brukes på hurtigbåtene kan enten være i flytende form (LH₂) eller komprimert gassform (GH₂).

Lokalproduksjon innebærer at hydrogen produseres ved hjelp av en eller flere elektrolysører som står på eller i nærheten av kaien. Ferdig hydrogen overføres til lagringstanker og videre fra tankanlegg til hurtigbåten. Når hydrogenet produseres lokalt, er det mest aktuelt å bruke komprimert hydrogen. Tankanlegget kan baseres på utstyr som allerede brukes ved eksisterende hydrogenstasjoner, men løsningen må modifiseres for å oppnå tilstrekkelig fyllhastighet. Videre vil lokalproduksjon legge beslag på større arealer på kai, og elektrolysører må ha tilgang på elektrisitet.

Ved sentralisert produksjon plasseres elektrolysør på egnet sted hvor det er god tilgang på energi. Anleggene vil ofte være større og med høy brukstid for å redusere produksjonskostnaden for hydrogen. Ferdig hydrogen fraktes så til det stedet hydrogenet konsumeres. Dette skjer med tanker på lastebil, båt og/eller med tog. I dette tilfellet med hurtigbåter er det naturlige å frakte det med tankbil til kai. På kai overføres hydrogenet fra tankbil til lagringstanker. Alternativt kan tankbilen selv brukes som bunkringsløsning, men dette vil kreve god koordinering med når tankbilen leverer hydrogen og fylling av hurtigbåten og er en mindre fleksibel løsning. Når hydrogen fraktes til kai, er det aktuelt å bruke både flytende og komprimert hydrogen. Flytende hydrogen kan være aktuelt ved transport over store avstander siden mengden hydrogen pr volum øker, og større hydrogenmengder kan fraktes i en tank. Dette reduserer fraktkostnaden i seg selv, men samtidig kreves dyrere investeringer for flytendegjøringsanlegg og for tanker. Teknologien for flytende hydrogen er mer umoden enn teknologien for komprimert hydrogen og vil kreve utforming av skreddersydde løsninger og komponenter.

Uavhengig av hvilken løsning som brukes vil det være andre utfordringer som må løses. For eksempel må sikkerheten ivaretas ved bytte av tanker og drift. Det må også utarbeides standarder og godkjenning for drift av denne typen infrastruktur.

3.9.2 BIOMETAN

For biometan er det mest aktuelt at gassen fraktes til kai med tankbil. I likhet med hydrogen kan biometan brukes både i flytende form (LBG) og komprimert form (CBG). Til drift av hurtigbåt er det mest aktuelt å anvende flytende biometan.

Biogass produseres primært av biologisk avfall fra husholdninger og næringsmiddelindustri. Biogass med drivstoffkvalitet kalles oppgradert biogass eller biometan, og har omtrent den samme kjemiske sammensetningen som naturgass. Dermed kan samme teknologi som brukes for naturgass også brukes for oppgradert biogass. Dette gjelder hele verdikjeden fra frakt, infrastruktur på kai til og med selve fartøyet.

3.9.3 ELEKTRISITET

For en elektrisk løsning må det føres strøm fram til kaien og bygges et ladeanlegg. Lading av sjøtransport krever høy ladeeffekt på kaien. Det kan ta tid å bygge nett, og det er derfor viktig å starte prosessen tidlig, slik man har gjort gjennom dette prosjektet. Særlig nett med høy spenning og høy

overføringsevne, tar lang tid, inntil 6-7 år. Store nettanlegg kan ikke besluttes av nettselskapet, men de må søke konsesjon hos NVE. Som en del av en slik konsesjonsprosess, skal det gjennomføres høringer og alle som blir berørt har mulighet til å klage på en konsesjon som er gitt. I tillegg er selve saksbehandlingstiden utenfor nettselskapets kontroll. Nettselskapet må også sørge for avtaler med alle grunneiere der en ny ledningstrase skal gå, og med mange avtaler kan enkelte grunneiere skape forsinkelser i prosessen. I situasjoner der det regionale distribusjonsnettet må oppgraderes er det spesielt viktig å starte dialogen med nettselskapet tidlig. På Hareid er dette tilfellet, men Mørenett har allerede startet planleggingen av forsterkninger som vil være på plass innen 2025.

På lave spenningsnivå i det lokale nettet, har nettselskapet områdekonsesjon. For slike nettanlegg, er det ikke behov for å søke om konsesjon og nett kan bygges på relativt kort tid, som hovedregel på under 6-12 mnd.

Det er viktig å huske på at nettanlegg skal plasseres på kaien. Det må derfor planlegges med areal til et bygg som huser transformator osv. i nærheten av ladeanlegget.

3.10 SIKKERHET OG REGELVERK

Ved introduksjon av ny teknologi er det spesielt viktig å ha fokus på sikkerhet. Det er viktig å erkjenne at en i slike situasjoner ikke har full oversikt, da viktig erfaring som en ellers måtte ha mangler. For ny teknologi vil en ikke ha et spesifikt regelverk fra Sjøfartsdirektoratet, classeselskaper eller andre myndigheter å forholde seg til, og en må dermed basere seg på generelle metoder for alternative design basert på risikoanalyser. Selv om en er kommet i en fase hvor regelverk er etablert, vil dette i sine første utgaver være basert på et fåtall prosjekter og normalt måtte gå gjennom flere oppdateringer før det kan anses som et godt grunnlag uten supplerende risikovurderinger.

For innenriks skipsfart er det Sjøfartsdirektoratet som er godkjennende myndighet, og for tilhørende landanlegg er det DSB (Direktoratet for Samfunnsikkerhet & Beredskap). Sjøfartsdirektoratet håndhever sitt eget regelverk for passasjerfartøy i tillegg til IMO-regelverk, som for hurtigbåter er HSC-2000-koden. Et norsk fartøy har ikke driftstillatelse før Sjøfartsdirektoratet har godkjent det. Andre regelverk er også relevante avhengig av type teknologi og fartøy, og der spesifikt regelverk mangler henviser Sjøfartsdirektoratet til IMO MSC.1 Circ.1455, som beskriver alternativ designverifikasjon etter risikoanalyseprinsipp.



Figur 3.53 Godkjennende instanser for hydrogenrevne skip

For godkjenning av fartøy er ofte et classeselskap også involvert. Dette er ikke direkte myndighetskrav, men oftest aktuelt da klasse tilbyr konkret tilpasset regelverk, sikrer tilstrekkelig godkjenningsskapasitet for alle disipliner etc. I Norge er det DNV som er det mest anvendte classeselskapet og de har spesifikke regelverk tilpasset hurtigbåter, batteriinstallasjoner og brenselcelleinstallasjoner. Men som for Sjøfartsdirektoratet støtter også klassen seg på alternativ designverifikasjon dersom spesifikt regelverk mangler. Klassen tilbyr normalt godkjenning av designdokumentasjon, bygging og testing i tillegg til sertifisering av kritiske komponenter og materialer som inngår i fartøyet. Det er også greit å merke seg at classeselskaper som DNV også har en egen «Advisory»-avdeling som ikke har noe med godkjenning å gjøre, men som kan eksempelvis tilby risikoanalyser for nevnte alternativ designverifikasjon.

For landanlegg i forbindelse med nullutslippssløsninger som eksempelvis lokalproduksjon og bunkring av hydrogen vil det være DSB som er godkjennende myndighet. Også her er risikoanalyse et viktig verktøy for å verifisere sikkerhetsnivå.

Risikoanalyse er relevant metode for verifikasjon av batteriinstallasjoner, og for hydrogeninstallasjoner. For batterier og hydrogenbrenselceller kommer dette som supplement til eksisterende regelverk på området, men for andre deler av hydrogensystem vil en mer utelukkende basere seg på risikoanalyse alene. En risikoanalyse består gjerne av en kvantitativ og en kvalitativ del. Den kvalitative delen er gjerne et sett med såkalte HAZID/HAZOP-møter hvor prosjektdeltagere og inviterte eksperter på ulike fagområder møtes for systematisk å diskutere risiko. Resultatet dokumenteres gjerne i et risikoregister hvor en gir score til hvert enkelt identifiserte risiko og behandler (innfører tiltak) for samtlige med for

høy verdi inntil akseptabelt nivå oppnås. Den kvantitative delen av en risikoanalyse er typisk gasslekkasje- og gasseksplonjonssimuleringer med tilhørende responsanalyser av belastet struktur.



Figur 3.54 Risikoanalyseprinsipp

For batteriinstallasjoner er det mest kjente risikoscenariot såkalt «thermal runaway». Dette er en form for hurtig og ukontrollert energiuttømming av en battericelle som er forårsaket av overbelastning, kortslutning eller fysisk skade. Sjøfartsdirektoratet har adressert problemstillingen og etablert et testregime hvor en ved høyeste sikkerhetsnivå krever at «thermal runaway» som inntreffer på en celle ikke skal spre seg til flere. Dette er en god beskyttelse mot fare ved overbelastning, og de fleste leverandører tilbyr marine batterier som tilfredsstillende dette. Batterier må også beskyttes mot ekstern skade eller påvirkning. Eksempelvis virker sjøvann som en elektrolytt og kan kortslutte hele batteripakker samtidig dersom inntrengning i et batterirom inntreffer. I et slikt scenario vil en kunne forvente massiv «thermal runaway», noe som kan ha vært medvirkende årsaksforhold i flere senere maritime batterihendelser.

En spesiell problemstilling med «thermal runaway» er utfordringen med å stanse prosessen. For et Li-ion batteri vil en slik ukontrollert utladning kunne produsere sitt eget oksygen og derav ikke la seg slukke enkelt med kvelning. Videre kan det utvikles hydrogengass som vi vet er svært eksplosiv. Tradisjonell brannslukning er ikke en effektiv metode og slukking med sjøvann må for all del unngås. Det en gjerne ender opp med som tiltak er kombinert nedkjøling og evakuering av avgasser inntil prosessen brenner ut av seg selv.



Figur 3.55 Eksempler «thermal runaway» av batterier, celle og installasjon

Viktig passiv beskyttelse er brannisolasjon som er spesielt viktig for hurtigbåter som er bygget i aluminium eller kompositter. Aktuelle aktive midler er gassdeteksjon, brannslukking, nedkjøling og ventilasjon. Etter seneste hendelser med sjøvannseksposering forventer vi også strengere krav til slik beskyttelse i form av vanntetthet, terskelhøyder, separering og/eller innkapsling.

For hydrogen står en ovenfor en svært eksplosiv gass hvor det også er spesielt utfordrende å unngå lekkasjer. Hydrogen er de minste molekylene som finnes. De kan lekke gjennom metaller, og det må forventes lekkasjer av mindre kvanta også under normal drift. Hydrogen er lett, stiger hurtig til vær (dersom ikke nedkjølt) og utvanner seg selv effektivt om det ikke møter på hindringer. Dersom det oppstår konsentrerte mengder av hydrogen i kombinasjon med luft må en også regne det som sannsynlig at denne antennes, da statisk elektrisitet er alt som skal til. Hydrogen kan eksplodere i åpen

atmosfære og detonerer såpass hurtig at den kan gå i vilkårlig retning uten å «føle» seg frem til «minste motstands vei».

Et mulig tiltak for å unngå store mengder av eksplosiv atmosfære er å plassere hydrogenutstyr på åpent dekk. Ikke alt utstyr er beregnet for dette, som for eksempel brenselceller som helst krever beskyttet atmosfære. I et lukket rom er aktuelle tiltak EX-sikkert utstyr, gassdeteksjon, kontinuerlig ventilasjon, eksplosjonsavlastning etc. Utfordringer med å oppnå EX-sikkert utstyr og effektive detektorer for hydrogen eksisterer.



Figur 3.56 Eksempler hydrogeneksplosjoner, luftskipet Hindenberg og GexCon testsenter

Ved bruk av hydrogen er det ytterst viktig at alle parter viser varsomhet. Vi vet fra hendelser som luftskipet Hindenberg og fyllestasjonen i Sandvika at det kun skal ett uheldig tilfelle til for å stoppe hydrogenalternativet. Vi observerer stor kreativitet i industrien hva gjelder mulige hydrogenløsninger, men man skal være oppmerksom på at ikke alle disse er like grundig utredet med hensyn på sikkerhet. I mangel av erfaring er heller ikke classeselskaper i stand til å konkludere tilfredsstillende om sikkerhet basert på overordnede vurderinger (typisk AiP – Approval in Principle status). En skal derfor håndtere alle slike forslag med varsomhet og sikre seg at enhver anvendelse gjøres med basis i en grundig design-, bygge- og driftsprosess hvor sikkerhet alltid er i førersetet.

Også for landanlegg og grensesnitt mellom land og sjø må sikkerhet være i fokus. For hurtigbåtsamband opererer en gjerne i urbane strøk og med håndtering av store ladestrømmer eller bunkring av store gassmengder.

For batteriløsninger kan en tenke seg lysbuer dersom fartøy drifter av ved lading med store likestrømmengder, eller hendelser med bufferbatterier på land som mulige problemstillinger. For dette alternativet ser vi det som svært relevant at operasjonen utføres i nærvær av passasjerer. For hydrogenproduksjon og -bunkring vil en derimot se det som mer naturlig at dette utføres ved egen kai og uten nærvær av passasjerer.



Figur 3.57 Eksempler elektrisk lysbue, eksplosjon Sandvika hydrogenfyllestasjon

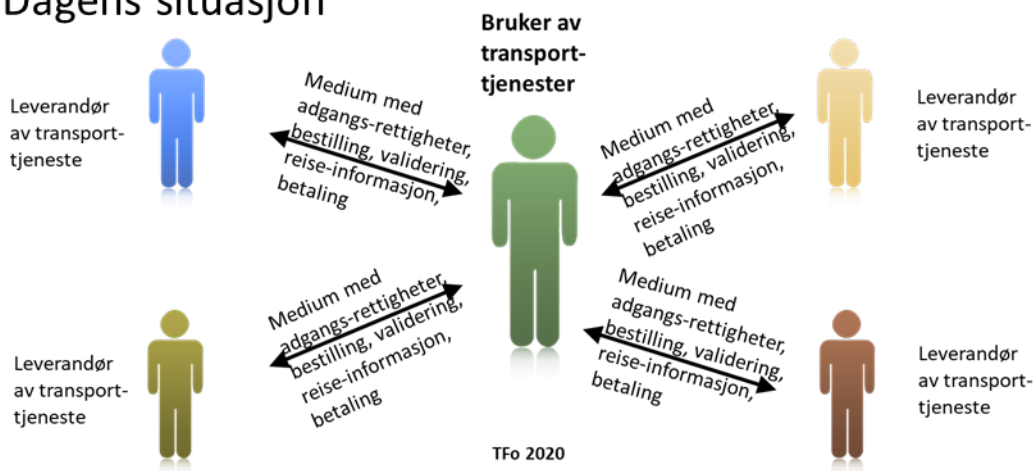
3.10.1 MAAS

Integrerte og multimodale mobilitetstjenester i tilknytning til nye hurtigbåtanbud kan det være interessant å etablere nye og fremtidsrettede løsninger for mer effektive mobilitetstjenester, der MRFK som sambandseier vurderer bedre samvirke mellom hurtigbåttilbudet i fylket sammen med øvrige kollektivtrafikk og samordnet billettering. Slike løsninger går under begrepet: Integrerte og multimodale mobilitetstjenester betegnes også MaaS (Engelsk: "Mobility as a Service - MaaS").

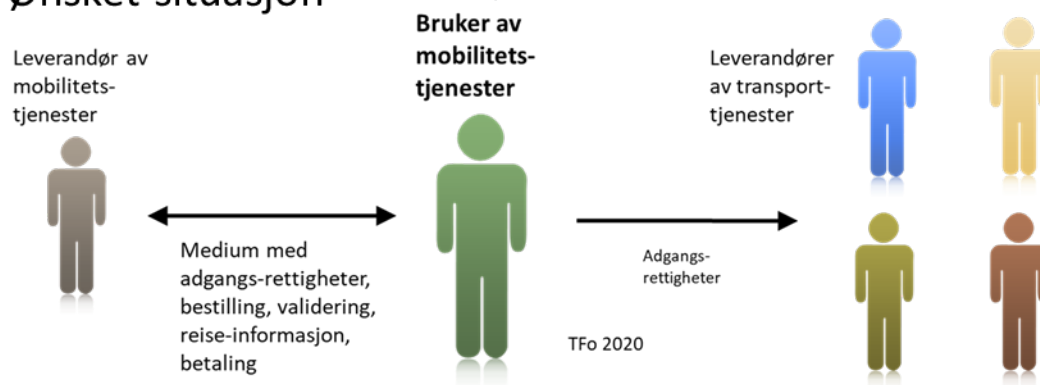
Konseptet "Mobility as a Service (MaaS)" går ut på at man kan kjøpe mobilitetstjenester fra en MaaS-leverandør, med én betaling, og man får hjelp til å forflytte seg fra dør til dør ved at egnede transporttjenester fra ulike leverandører kombineres på en best mulig måte.

MaaS-leverandøren har avtaler med alle leverandørene av transporttjenester, mens brukeren kun forholder seg til MaaS-leverandøren ved hjelp av brukertilpassede applikasjoner som støtter gjennomføringen av reisen på en sømløs måte, som illustrert nedenfor (Kilde: SINTEF, Teknologitrender som påvirker transportsektoren, 2017, /12/).

Dagens situasjon



Ønsket situasjon



Figur 3.58 Dagens og fremtidens mobilitetsløsning, Kilde: Sintef Industri

MaaS inneholder to viktige begreper:

- Transporttjeneste

- Mobilitetstjeneste

Transporttjeneste er en tjeneste som leverer elementer fra en lokasjon til en annen lokasjon på vegne av en transportbruker for å tilfredsstillere brukernes behov. Elementet som leveres kan være personer eller varer/gods. Ref.: ISO/TS 14812 Intelligent transport systems – Vocabulary.

En Mobilitetstjeneste er en integrering av, og tilgang til, ulike transporttjenester (f.eks. kollektivtransport, samkjøring, bildeling, 'bysykler', el-sparkesykler, taxi og leiebil) i ett enkelt digitalt tilbud med aktiv mobilitet og et effektivt kollektivtrafikksystem som fundament, ref. UITP: Mobility as a Service, april 2019.

Det er i dag to hovedstrømmer mht. konsepter:

- Mobility-as-a-Service (MaaS) er den europeiske hovedstrømmen administrert av ERTICO – ITS Europe, ref. <https://maas-alliance.eu/>
- Mobility on Demand (MOD) er den amerikanske hovedstrømmen administrert av US Department of Transport, ref. https://www.its.dot.gov/research_archives/mod/mod_resources.htm

Realisering av MaaS kan gjennomføres på mange nivåer – fra ingen endring fra dagens løsning til en totalt integrert løsning i en overordnet mobilitetspolitikk, her skissert i fire nivåer:

- 0: Ingen integrering
- 1: Integrert informasjon
- 2: Integrert betaling
- 3: Integrert kundeforhold og kundeerfaring
- 4: Integrert lokal policy

0: Ingen integrering: enkeltstående tjenester, vanligvis kun for én transporttype

1. Integrert informasjon: Ofte sentralisert informasjon som bidrar i en multimodal reiseplanlegging (f.eks. ruteplaner fra flere operatører), og informasjon nødvendig som assistanse til en reise (f.eks. sanntidsdata fra flere operatører). Det er mange eksempler på slike tjenester, f. eks. Google Maps og offentlige ruteplanleggere.

2. Integrert betaling: Betaling for hele eller deler av en multimodal reise kan gjøres fra en MaaS-løsning (one stop shopping). Teknisk integrering av alle operatører er nødvendig for å gjennomføre slik betaling og utstedelse av tilgangsrettigheter, (f.eks. billetter). Flere MaaS-tilbydere har denne løsningen i dag, f.eks., Moovel.

3. Integrert kundeforhold og kundeerfaring: Tilby en tjeneste som er et realistisk alternativ til privatbil. MaaS-tjenestetilbydere har forretningsavtaler som tillater dem å kombinere og viderefremme tjenester fra andre tjenesteleverandører som en pakketjeneste. Abonnement til slike pakker bør dekke alle transportbehov for en familie. MaaS Global er en av veldig få leverandører på dette nivået.

4. Integrert lokal policy: Inkluderer myndighetenes samfunns- og miljøansvar, f.eks. ved at funksjonaliteten til tjenesten favoriserer "riktig" holdning til bruk av grønne transportmodi, sykling og



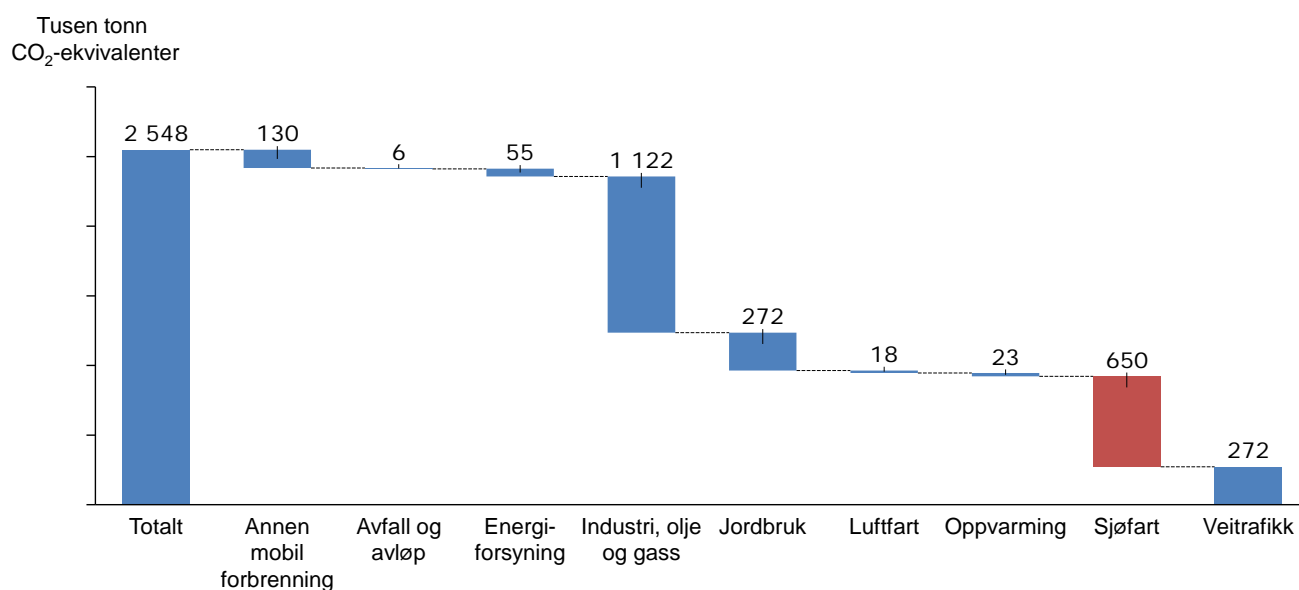
gange i tillegg til tildeling av bonuspoeng som kan bli brukt til å kjøpe transporttjenester. Ingen MaaS-tjenesteleverandør tilbyr på dette nivået i dag, men det kan forventes rundt i fremtidige løsninger.

Elementer i MaaS benyttes allerede i transporttjenestene i Norge og krever offentlig og privat samarbeid. Om det er mulig og hensiktsmessig å etterspørre et MaaS-konsept i et anbud vil i stor grad være avhengig av Fylkeskommunens ambisjoner og vilje til å ta ansvar og kostnader for at slike løsninger skal kunne gjennomføres.

3.11 METODER FOR KLIMAREGNSKAP

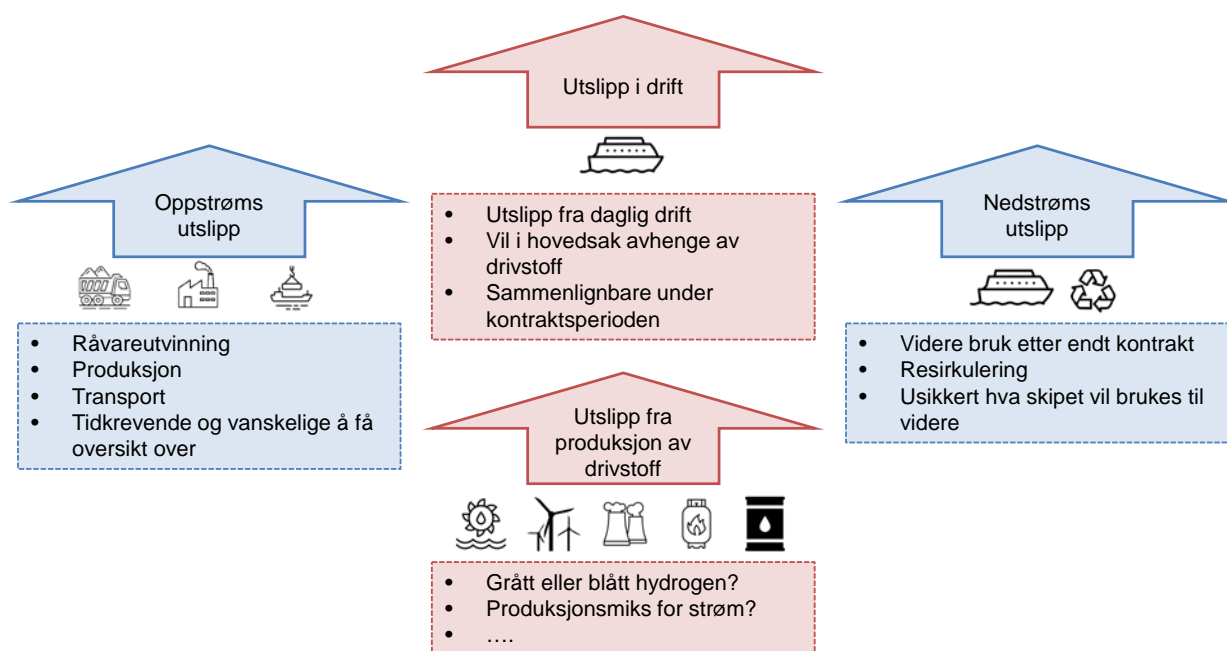
I nasjonale utslippsstatistikker er utslippene fra sjøfart beregnet direkte basert på drivstofforbruk under observert hastighet/motorbelastning. Klimagassregnskapet for kommuner inkluderer utslippene fra all sjøfart i kommunen, det vil si at utslipp fra både innenriks-, utenriks- og gjennomfartstrafikk inkluderes. De nasjonale statistikkene inkluderer kun utslipp fra innenriks sjøfart, definert som trafikk mellom to norske havner. Summen av utslipp fra sjøfart i alle kommunene vil derfor være høyere enn beregnet utslipp fra sjøfart i det nasjonale utslippsregnskapet.

Utslipp i Møre og Romsdal fordeler seg som vist i figuren (Miljødirektoratet, 2020) under.



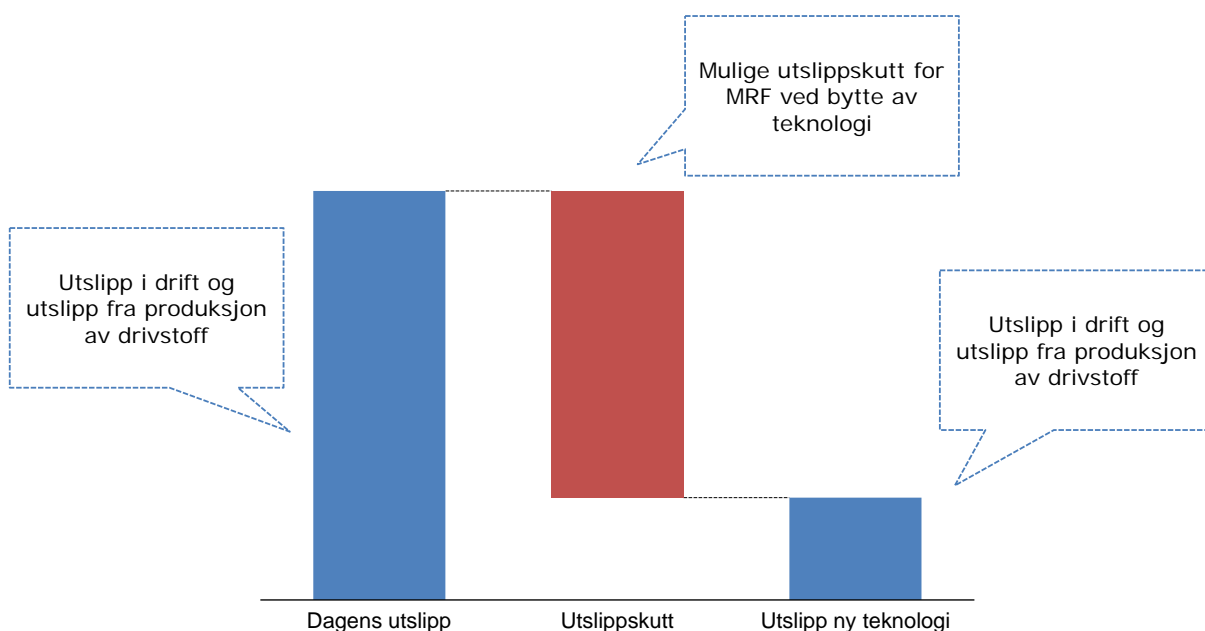
Figur 3.59 Utslipp registrert i Miljødirektoratets kommunestatistikk for 2018 fra alle kommunene i Møre og Romsdal (Miljødirektoratet, 2020)

For å analysere utslippene til en valgt teknologi kan man se på utslippene oppstrøms, nedstrøms, i drift og fra produksjonen av drivstoff, som illustrert i figuren under. Man har da inkludert hele livsløpet til skipet i en såkalt livssyklusanalyse (LCA). En LCA-analyse skal evaluere miljømessige konsekvenser knyttet til løsningen, identifisere og beskrive energi- og materialforbruket (kvantitativt og kvalitativt) samt avfall og forurensninger til miljøet, og analysere klimakonsekvensene av dette. I tillegg skal all transport inkluderes. En forutsetning for å beregne miljøavtrykket for en type produkt, er at miljøavtrykket for alle leverandørene kan dokumenteres og inkluderes i beregningene. Tilgang på forbedret (kvalitativt og kvantitativt) digitalisert informasjon fra hele verdikjeden er en forutsetning for å kunne dokumentere status og bruke miljøregnskapet som grunnlag for forbedringer og kommunikasjon.



Figur 3.60 Utslippene fra en løsning kommer fra mange kilder. Fylkeskommunen har selv kontroll over utslipp i drift og utslipp fra produksjon av drivstoff

En analyse av hele livsløpet til et skip er vanskelig, krevende og fordyrende i en anbudssituasjon. En sammenlikning av utslipp fra hele livsløpet til dagens løsning og en ny teknologi kan ende opp som misvisende grunnet ulik datakvalitet på utslipp fra ulike deler av verdikjeden. Det er også usikkerhet knyttet til skipenes videre liv etter endt kontrakt som inngår i utslippene nedstrøms. Det anbefales at Fylkeskommunen fokuserer på de utslippene de selv har kontroll over, nemlig utslipp i drift og fra produksjon av valgt drivstoff.



Figur 3.61 En sammenlikning av utslipp i drift og utslipp fra produksjon av drivstoff fra dagens løsning og fra en ny teknologi vil gi et bilde på de mulige utslippskuttene fylkeskommunen kan oppnå ved å bytte teknologi



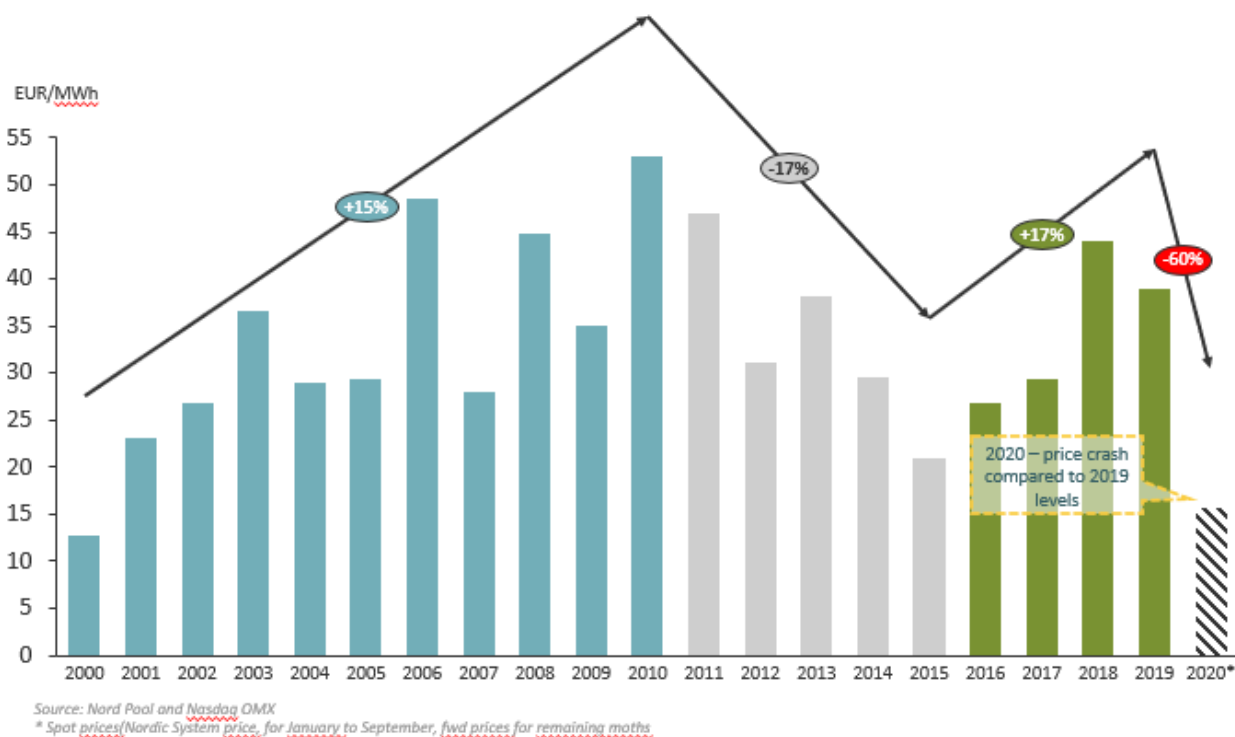
For elektrisitet må man vurdere hvilken energimiks man skal legge til grunn for strømforbruket. Norge er tilknyttet det nordiske og europeiske strømmettet gjennom utenlandsforbindelser. Fornybarandelen i det nordiske kraftsystemet er betydelig høyere enn det europeiske. Ifølge Det internasjonale energibyrået (IEA) er den norske strømproduksjonen 98 prosent fornybar, mens 95 prosent av totalproduksjonen er vannkraft. NVE oppgir i sin varedeklarasjon at norsk strøm er 96 prosent fornybar når man tar hensyn til kraftutveksling med utlandet. For å oppnå 100 prosent fornybar energi etter metoden til NVE, må man kjøpe opprinnelsesgarantier. Opprinnelsesgarantier er en garanti som sikrer at det produseres like mye fornybar energi som kjøperen av garantien forbruker. Normalt er det strømselskapene som kjøper opprinnelsesgarantier fra produsenter. I 2020 publiserte Miljødirektoratet en analyse av mulige tiltak Norge kan gjøre for å oppnå minst 50 prosent utslippskutt fra ikke-kvotepliktig sektor innen 2030. I analysen, som har fått navnet KLIMAKUR 2030, er et elektrifiserings-tiltak definert som et 100 prosent kutt i klimagassutslipp.

3.12 KOSTNADSNIVÅER

3.12.1 ELEKTRISITET

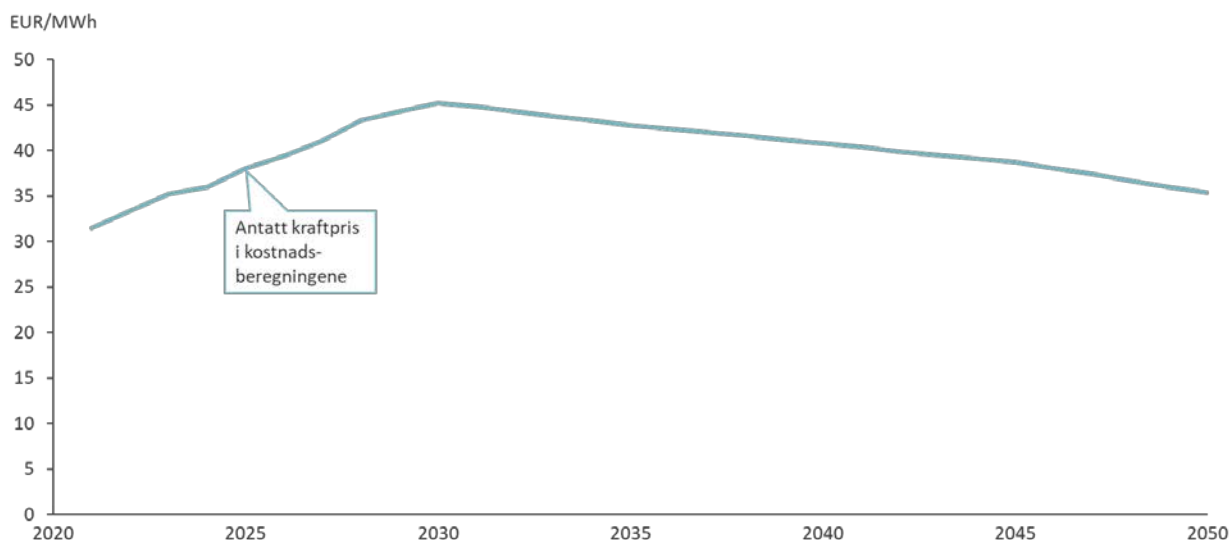
Kostnaden ved bruk av strøm består av tre elementer: strømpris, nettleie og avgifter.

Strømprisen settes i et marked, og avhenger av kraftbalanse, brensel- og CO₂-priser og import/eksport. I tillegg påvirkes den av geografisk plassering og sesongvariasjoner i forbruket. Første halvår 2020 var strømprisene i Norge svært lave som følge av store snømengder og vannmengder i reservoarene. Utviklingen i strømprisen til og med 2020 vises i figuren under.



Figur 3.62 Utviklingen i strømprisen til og med 2020. Kilde: Nord Pool og Nasdaq OMX

Fremover forventer vi at kraftprisen i NO3, som er kraftmarkedsregionen der Ålesund ligger, kommer til å følge en utvikling som vist i figuren under. På kort og mellomlang sikt forventer vi at kraftprisen øker fra dagens nivå til en topp på rundt 45 EUR/MWh rundt 2030. Prisøkningen skyldes at kraftteterspørselen øker raskere enn kraftproduksjonen, slik at norsk kraftoverskudd reduseres. Etter 2030 avtar etterspørselsveksten samtidig som utbyggingstakten for kraftproduksjon øker. Dermed vil kraftoverskuddet igjen øke, slik at kraftprisen følger en svakt minkende trend mot 2050. I kostnadsberegningene i denne rapporten legger vi til grunn en kraftpris lik 2025-nivået i prognosen.



Figur 3.63: *Best Guess*-scenario for fremtidig kraftprisutvikling i NO3. Kilde: THEMAs kraftprisprognose per september 2020

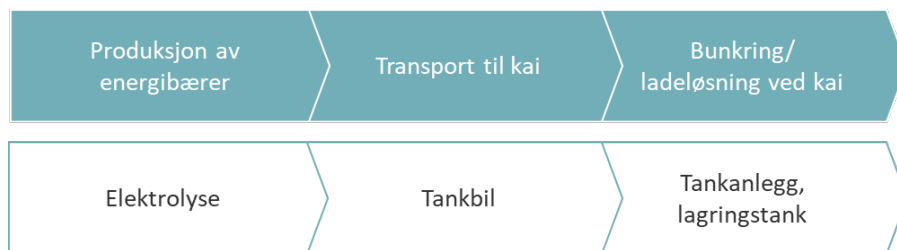
Nettkostnadene består av løpende nettleie og anleggsbidrag. Nettleien er ulik for ulike nettselskap, både i kostnadsnivå og utforming. For store kunder, som ladeanlegg til båter, er effekten (eller makslasten) man trekker fra nettet av større betydning en energiforbruket. Nettselskapene er regionale monopoler og inntekten deres er regulert av myndighetene. Eventuelle endringer i nettleien kan skyldes to forhold: endring i nettselskapets kostnader eller endring i utforming av nettleie (dvs. hvordan de samlede nettkostnadene fordeles på ulike nettkunder).

Ved tilknytning til nettet, må kunden også dekke investeringskostnaden som er nødvendig for at kunden kan koble seg til nettet gjennom et *anleggsbidrag*. Plasseringen av anlegget er avgjørende for investeringskostnad og anleggsbidrag. I noen områder er det god kapasitet i det eksisterende nettet og små kostnader for å knytte seg til, mens det i andre områder kan ha en høy kostnad. Nettselskapet er i dagens nettregulering pålagt å ta anleggsbidrag fra sine kunder etter gitte kriterier. Anleggsbidraget skal dekke de faktiske kostnadene, uten noe påslag til nettselskapet. Når man har inngått en avtale om anleggsbidrag, kan nettselskapet kreve inntil 15 prosent over det som er angitt som estimat, dersom de reelle kostnadene blir høyere enn antatt i forkant. Kostnadene til anleggsbidrag kan også endres dersom forutsetningene for estimatet er endret, dvs. om det skjer en endring i bestillingen fra kundens side. Et eksempel på en slik endring, kan være at grensesnittet på kaien mellom nettselskapet og ladeanlegget endres, eller det blir endret hvem som skal stå for bygget til nettanlegg på kai. Om behovet for kapasitet endres, vil det også endre anleggsbidraget til kunden.

I tillegg kommer *avgifter* som elavgiften, Enova-avgiften og elsertifikater. Elavgiften er en avgift på forbruk av elektrisk strøm og justeres årlig av Stortinget. I 2021 er elavgiften satt til 16,69 øre per kWh. For skip i næring er elavgiften betydelig redusert til 0,546 øre per kWh. Enova-avgiften er en årlig avgift på 800 NOK. Elsertifikatordningen er en støtteordning for fornybare energi som er finansiert over strømregningen. Elsertifikatkostnaden er som oftest bakt inn i strømprisen og ligger under 1 øre per kWh.

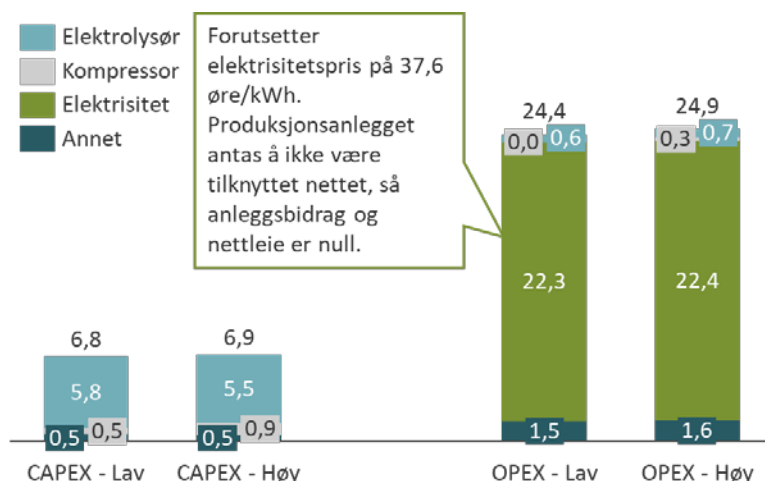
3.12.2 HYDROGEN

I estimatene for hydrogenkostnader har vi tatt utgangspunkt i lokalprodusert grønt hydrogen. Vi har vurdert kostnader for hele verdikjeden: produksjon, transport og utstyr på kai. Dette er illustrert i Figur 3.64. Kostnadsestimatene baseres i stor grad på kostnadsstudien Endrava (2019) for grønn hydrogenproduksjon tilknyttet Smøla vindpark.



Figur 3.64 Illustrasjon av verdikjeden for grønt hydrogen

Produksjonsleddet i verdikjeden inkluderer produksjon og komprimering av hydrogen ved bruk av henholdsvis elektrolyser og kompressor. Vi estimerer produksjonskostnadene for hydrogen til 29-32 NOK/kg H₂ (0,87-0,96 NOK/kWh H₂). Viktige kostnadsdrivere er kraftpris, elektrolyserens brukstid og investeringskostnader for elektrolyseren. Driftskostnader utgjør 24-25 NOK/kg H₂ (0,72-0,75 NOK/kWh H₂), der elektrisitetskostnader utgjør rundt 90 prosent. Hvis produksjonsanlegget er tilknyttet strømmettet vil man også måtte betale nettleie for levert elektrisitet, men vi har valgt å se bort fra slike kostnader i våre beregninger. Andre driftskostnader inkluderer drift og vedlikehold av elektrolyser og kompressor. I kostnadsstudien utgjør årlige investeringskostnader i underkant av 7 NOK/kg H₂ (0,21 NOK/kWh H₂). Her utgjør kostnader for elektrolyseren 80-85 prosent, kompressoren 7-13 prosent, mens resterende beløp er andre investeringskostnader. Figur 3.65 viser en nedbrytning av disse kostnadene.



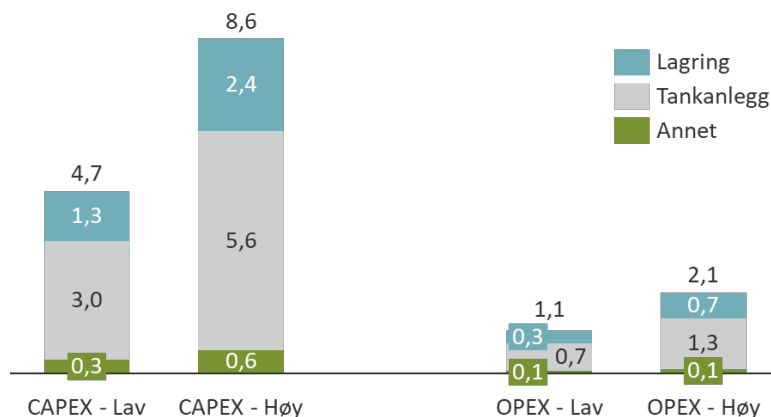
Figur 3.65 Produksjonskostnader for grønt hydrogen (NOK/kg H₂) brutt ned på ulike kategorier. Elektrisitetsprisen er i tråd med THEMAs fremtidige kraftprisforventninger. Kilde: Endrava (2019)

Hydrogen transporteres med spesialiserte tankbiler, noe som er kostbart over lengre avstander. En EU-rapport (EU, 2020) som dekker kostnader gjennom hele verdikjeden for hydrogenproduksjon sier at fraktkostnadene er 0,18 NOK/kg/km (0,005 NOK/kWh/km) for komprimert hydrogen og 0,82 NOK/kg/km (0,02 NOK/kWh/km) for flytende hydrogen.³ Ved transportdistanser over 150 km vil høye transportkostnader gjøre hydrogen lite konkurransedyktig sammenlignet med andre løsninger, selv ved transport av komprimert hydrogen. I våre beregninger legger vi til grunn at komprimert hydrogen fraktes over en distanse på 50 km. Dermed blir fraktkostnaden 8,9 NOK/kg H₂ (0,27 NOK/kWh H₂).

Kostnader på kai er i hovedsak tilknyttet lagringstanker og tankanlegg. Vi estimerer disse kostnadene til 5-11 NOK/kg H₂ (0,15-0,33 NOK/kWh H₂). Den store variasjonen i kostnader kan til dels forklares ved at tankbilene også kan fungere som både lagringstanker og tankanlegg, noe som reduserer behovet for

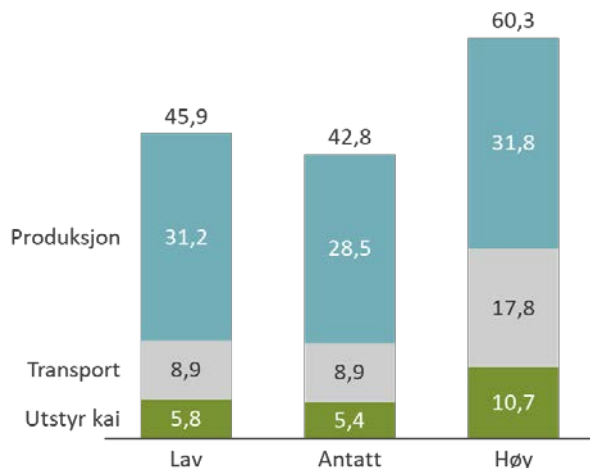
³ Forutsetter frakt over 50 km, valutakurs EURNOK på 9,9 og et energiinnhold i hydrogen på 33,3 kWh/kg.

investeringer i utstyr som står på kaien. Av totale kostnader er 5-9 NOK/kg H₂ (0,15-0,27 NOK/kWh H₂) investeringskostnader. Ca. 65 prosent av disse kostnadene er for tankanlegg, mens 25-30 prosent er for lagringstanker. Driftskostnader utgjør 1-2 NOK/kg H₂ (0,03-0,06 NOK/kWh H₂), med omtrent samme prosentvise fordeling på de ulike komponentene. Kostnadene for utstyr på kai er vist i Figur 3.66 nedenfor.



Figur 3.66 Kostnader for lagring og tankanlegg på kai (NOK/kg H₂). Kilde: Endrava (2019)

Samlet forventer vi at kostnaden for produksjon, frakt og nødvendig utstyr på kai vil ligge på 43-60 NOK/kg (1,3-1,8 NOK/kWh) for grønt hydrogen. Våre antagelser, sammen med estimatene fra Endrava (2019) og EU (2020), er vist i Figur 3.67. Vi har brukt gjennomsnittet av høye og lave kostnader for produksjon og utstyr på kai. For investeringene legger vi til grunn en lenger økonomisk levetid enn i Endrava (2019), slik at årlige investeringskostnader blir lave. Dette er årsaken til at vårt estimat blir lavere enn det lave estimatet, som gjengir tall fra Endrava (2019).

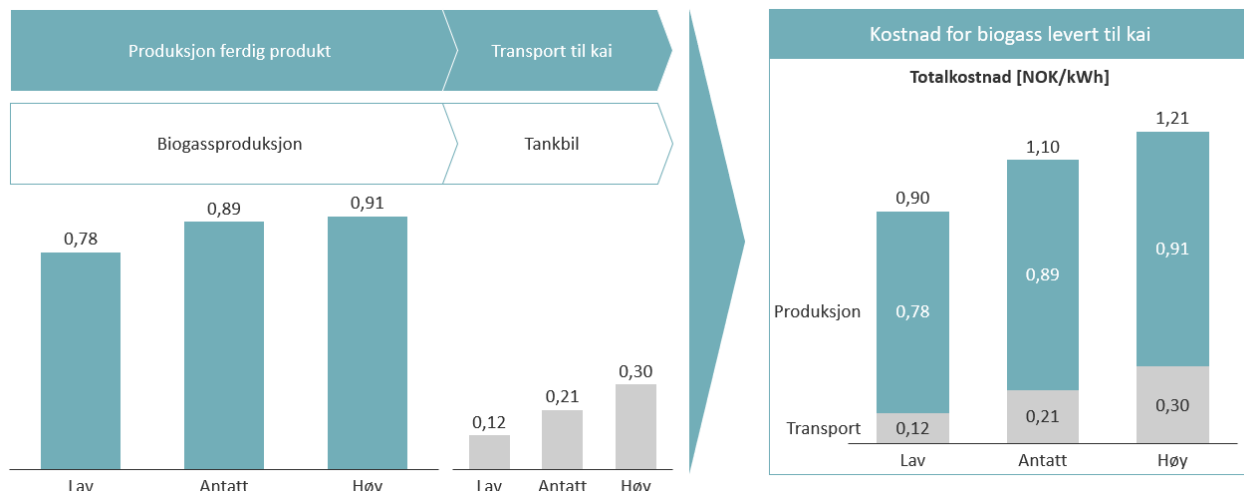


Figur 3.67 Totalkostnad for grønt hydrogen levert til fartøy (NOK/kg H₂). Kilder: Endrava (2019), EU (2020)

3.12.3 BIOGASS

I Norge finnes det ikke tydelig etablerte markedspriser for biogass. I den grad de finnes, settes prisene lokalt basert på tilgjengelighet, produksjonskostnader og betalingsvillighet hos forbrukere. Vårt kostnadsestimat tar derfor utgangspunkt i estimerte produksjons- og transportkostnader fra ulike kostnadsstudier.

Vi estimerer kostnaden for oppgradert CBG levert til kai til 0,9-1,2 NOK/kWh (11-15 NOK/kg), som vist i Figur 3.68. Estimater på produksjons- og transportkostnader fra ulike studier presenteres i Tabell 1.



Figur 3.68 Kostnader for biogass levert til kai (NOK/kWh) fordelt på produksjon og transport. Kilder: Rambøll (2016), Energuide (2011), NIBIO (2018), Carbon Limits (2019)

Tabell 1: Produksjons- og transportkostnader for biogass fra ulike kilder. Kostnadene er omregnet til dagens nivå

Kilde	Produksjonskostnad [NOK/kWh]	Transportkostnad [NOK/kWh]	Kommentarer
Rambøll (2016): Utredning – Biogass Nyhamna	0,89	-	Produksjonskostnad for oppgradert CBG
Energuide (2011): Muligheter for biogass i Nordmøre og Romsdal	0,78	0,12	Gasspris inkl. kostnad for komprimering (20 øre/kWh) og oppgradering (10 øre/kWh)
NIBIO (2018): Mulighetsstudie biogassanlegg Helgeland	0,87-0,91	-	Produksjonskostnad for anlegg med årlig produksjonskapasitet på 30 GWh. Kostnaden er høyere for mindre anlegg
Carbon Limits (2019): Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030	-	0,30	

4. MULIGHETSSTUDIE – NULLUTSLIPPSLØSNINGER FOR MRF

En overordnet målsetning med oppdraget er å veilede MRF i riktig retning for avkarbonisering av deres hurtigbåtsamband. I forrige kapittel ble relevant teknologi og problemstillinger fremstilt på generelt basis. I dette kapitlet ser en nærmere på anvendelse av teknologien på aktuelle samband. Arbeidet i denne Fase 2 inkluderer kartlegging av aktuelle samband og en overordnet teknisk utredning av relevante nullutslippsløsninger med tilhørende diskusjon om kostnadsnivå. Formål med denne delen av arbeidet er å vise oppdragsgiver hvor egnet de ulike rutene er for nullutslippsløsninger og eventuelt hvilke av alternativene som er best egnet for videre utredning i neste og avsluttende fase av oppdraget (Fase 3). Vi anser samtlige energibærere beskrevet i forrige kapittel som relevante for denne sambandsspesifikke utredning, med unntak av ammoniakk som ikke anses teknisk moden for hurtigbåt drift innen 2024. Biogass anses ikke som nullutslippsløsning og blir kun vurdert for det ene sambandet.

De forhåndsavtalte samband som utredning baseres på er:

- Hareid-Valderøy-Ålesund
- Langevågen-Ålesund

Oppdragsgiver har opplyst at Nordøyruta er vedtatt nedlagt og derfor ikke aktuell for utredning.

Vi ønsker å presisere at oppdraget gjelder evaluering av nullutslippsløsninger, og hybridløsninger som f.eks. baserer seg på kombinasjon av biodiesel og plugg-inn batteriløsning derfor ikke er omhandlet. En slik hybridløsning kan være aktuelt dersom en av hensyn til teknologi innovasjonshøyde eller kostnader ikke ser seg i stand til å realisere en nullutslippsløsning. Egnethet for hybridløsning avhenger av samband og i dette tilfellet anser vi slik teknologi for å være mest relevant for Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet. Og når det gjelder bruk av biodiesel som erstatning for konvensjonell diesel anser vi ikke dette for å være en teknologiutfordring. Siste generasjon biodiesel kan benyttes for konvensjonelle hurtigbåter (les: dieseldrevne katamaraner) og det er kun snakk om å ta en ekstra kostnad (typisk dobbel pris) for et brennstoff med redusert klimaavtrykk (typisk fra 673 til 365 gCO_{2ekv}/kWh referert til mekanisk energi).

Det er utført fysisk befaring av de to aktuelle sambandene inkludert kaier, farvann og fartøys drift. I tillegg er det gjort en kartlegging av lokalt elektrisitetsnett. Befaring og kartlegging er beskrevet i påfølgende underkapitler.

4.1 KARTLEGGING ELEKTRISITETSNETT

For å kartlegge tilgjengelig kapasitet i strømmettet har vi fulgt Energi Norges *Beste praksis* for elektrifisering av kollektivtransport (Energi Norge, 2020). Veilederen ble utarbeidet med bred involvering av både nettselskap og kollektivtransportselskap. For store og langsiktige prosjekter som elektriske hurtigbåter er det viktig å starte en dialog tidlig. Gjennom dette prosjektet tok vi tidlig kontakt med Mørenett og varslet dem om de pågående planene. Videre gjennomførte vi et innledende møte for å kartlegge strømmettet ved de aktuelle kaiene: Hareid, Valderøya, Ålesund (Skateflukaia), Ålesund (Rutebilstasjonen) og Langevåg. I dialogen med Mørenett kom det fram at det ikke vil være behov for egne investeringer i regionalnettet (>22 kV) på noen av kaiene, med unntak av på Valderøya (dersom det er påkrevd med lading her med stor effekt) for å få tilgang til kapasitet til lading.

Oppstart av ny anbudsperiode for hurtigbåtene er 2025 eventuelt 1-2 år senere da Fylkeskommunen har opsjon for å forlenge kontrakten utover 2025 med 1 + 1 år. Dermed er man ikke avhengig av investeringer som kan ta lengre tid enn de 4-5 årene man har til rådighet på de fleste kaiene:

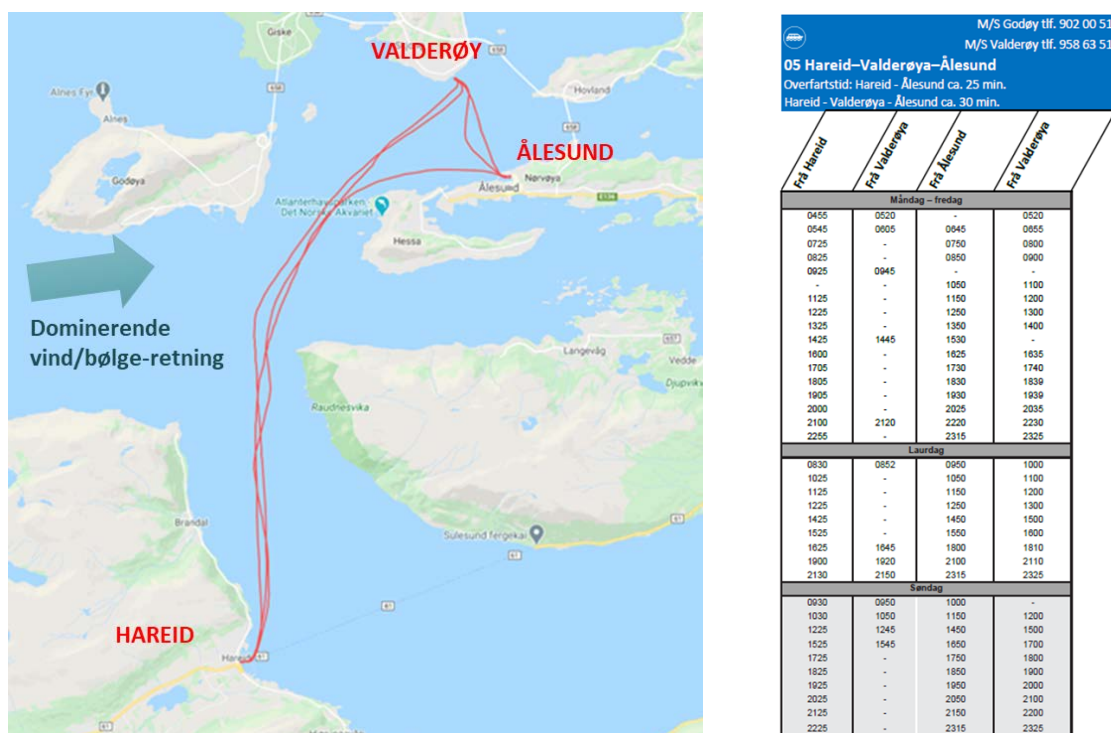
- I **Hareid** har Mørenett allerede planer om å forsterke transformatorstasjonen før 2025. Det er tilgjengelig kapasitet både for hydrogenproduksjon og elektrisk landing. Dette senker tidsrisikoen for etablering av ladeanlegg i Hareid. Anleggsbidraget i Hareid vil inkludere en forholdsmessig andel av kostnaden til den nye transformatorstasjonen, kabling og en ny nettstasjon.
- På **Valderøy** er det begrenset kapasitet og Mørenett ønsker at lading legges et annet sted dersom det er mulig. Per i dag er det noe ledig kapasitet, men denne kapasiteten kan raskt bli tatt av andre. Om det er et stort behov for ladekapasitet på Valderøya, risikerer man en investering i «100 millioners klassen» fordi man må legge ny sjøkabel ut til øya.
- I **Ålesund (Skateflukaia)** må det legges en ny kabel fra transformatorstasjonen til kai. Kostnaden for kabellegging i byen er svært usikker. I tillegg kommer kostnader for ny nettstasjon med bryteranlegg.
- Både i **Ålesund (Rutebilstasjonen)** og **Langevåg** er det tilgjengelig kapasitet i dagens nett. Anleggsbidragene ved disse kaiene er for å sette opp en ny transformator og kabling fram til kaia.

Den tilgjengelige kapasiteten er en «nå-situasjon» og må bestilles for å sikre at ledig kapasitet ikke bestilles av andre. Hvis noen andre bestiller den tilgjengelige kapasiteten før fylkeskommunen, vil kostnaden for å koble til ladeanleggene kunne øke betraktelig. Om det i tillegg må investeres i regionalt distribusjonsnett, kan det ta mange år å få plass. Vi minner igjen om at Mørenett har behov for areal på kaia for nettstasjonen.

4.2 KARTLEGGING KAIER, RUTER OG FARLEDER

4.2.1 HARØY-VALDERØY-ÅLESUND

Sambandet Harøy-Valderøy-Ålesund er et trekantsamband og typisk pendlersamband som, i tillegg til å besørge passasjertrafikk til og fra Ålesund by i rushperiodene morgen og ettermiddag, også besørger transport av passasjerer som skal til og fra Ålesund Lufthavn på Vigra.



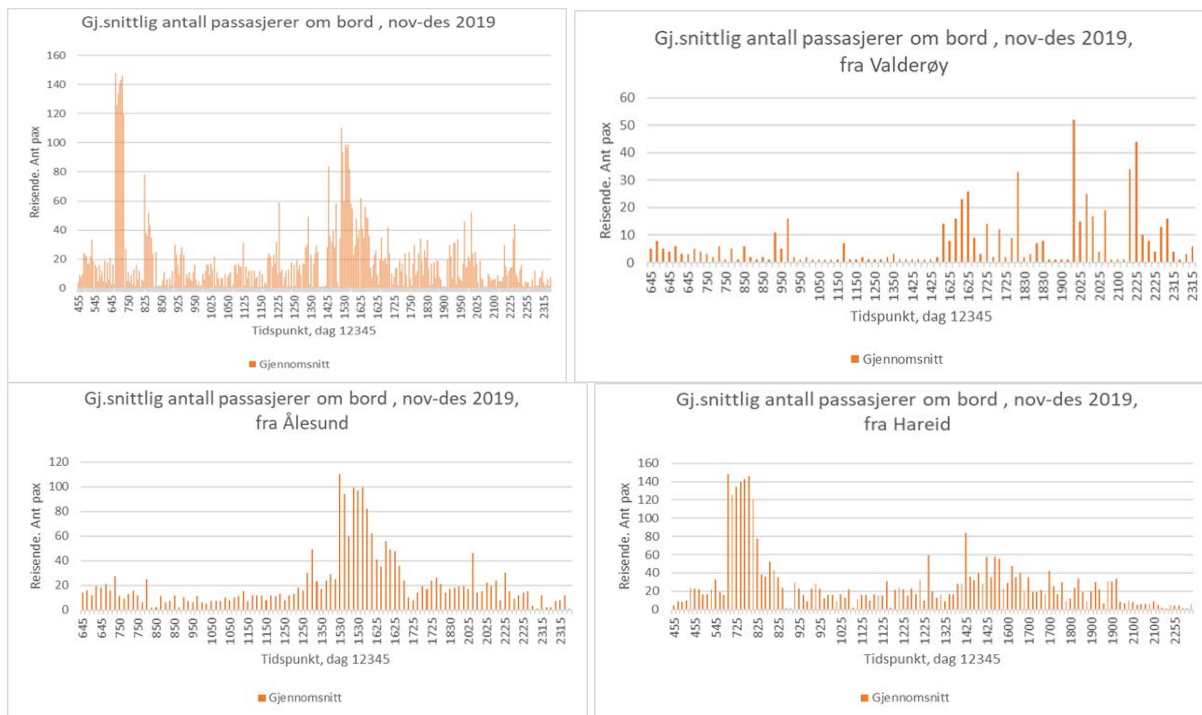
Figur 4.1 Trase og rutetabell for Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet

Distanser er, som man ser av tabellen nedenfor, betydelige til bypendlersamband å være mellom Hareid-Ålesund og Hareid-Valderøy, mens distansen Ålesund-Valderøy er svært kort. Ett fartøy opererer ruten etter rutetabell som gitt ovenfor, noe som gir opp til 19 turer på en vanlig ukedag. Sambandet er utsatt for sjø fra vestlig retning i transitt til/fra Hareid, og man velger gjerne en litt lengre trase i mer øst/vest-retning når det står på som verst for å unngå ubehagelige rullebevegelser. Det er ingen fysiske begrensninger under overfart som krever redusert fart, men dette er relevant i forbindelse med generelt høy båttrafikk nær Ålesund, Hurtigruten, og fergesambandet Hareid-Sulesund.

Tabell 2: Distanser og antall turer for Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet

Strekning	Gjennomsnittlig avstand	Antall strekninger per dag (ukedager)
Ålesund - Valderøy	1,55 n.mil	19
Ålesund - Hareid	8,53 n.mil	12
Valderøy-Hareid	8,65 n.mil	19

Statistikk hentet fra perioden november – desember 2019 er karakteristisk for sambandet og viser typiske tendenser for et pendlersamband med betydelig belegg fra Hareid om morgenen og fra Ålesund og fra Valderøy om ettermiddagen. Dette kan forklares som dagpendlere og flypassasjerer fra Hareid, flypassasjerer fra Valderøy og dagpendlere fra Ålesund.



Figur 4.2 Trafikkstatistikk for Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet

Dagens operatør er rederiet Boreal Sjø. Hovedfartøyet som normalt opererer ruten er MS Godøy, en aluminiumskatamaran med 298 passasjerers kapasitet levert av Oma Båtbyggeri i 2016. Det er installert totalt 4 dieselmotorer (2 i hvert skrog) som besørger kraft til fartøyets vannjetdrift opptil 35 knops toppfart. Fartøyet har en operasjonsbegrensning på 2,0 m signifikant bølgehøyde og må av hensyn til passasjerkomfort redusere hastigheten om sjøtilstand overgår dette. Fartøyet har et mannskap på 4 personer og det rulleres mellom 3 besetninger per dag. Fartøyet har en bunkerskapasitet på 7360 liter og bunkrer normalt to ganger daglig.



Type	Aluminium katamaran
Byggeår	2016
Kapasitet	298 PAX
LOA	34,6 m
Bredde	10,6 m
Hoved-maskineri	4 x MTU 8V, (4x720 kW)
Maks hastighet	35 kn

Figur 4.3 Hovedfartøy for Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet

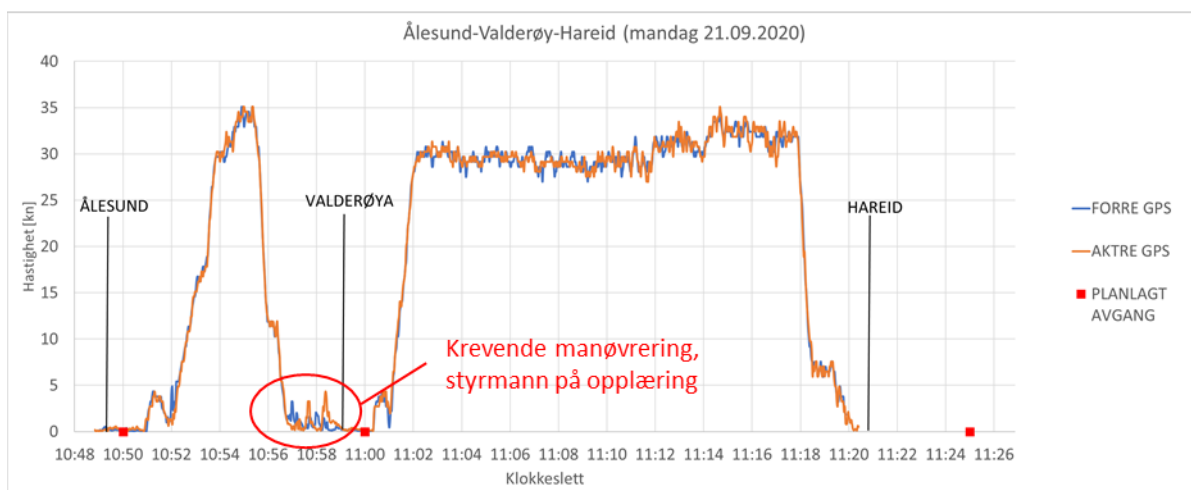
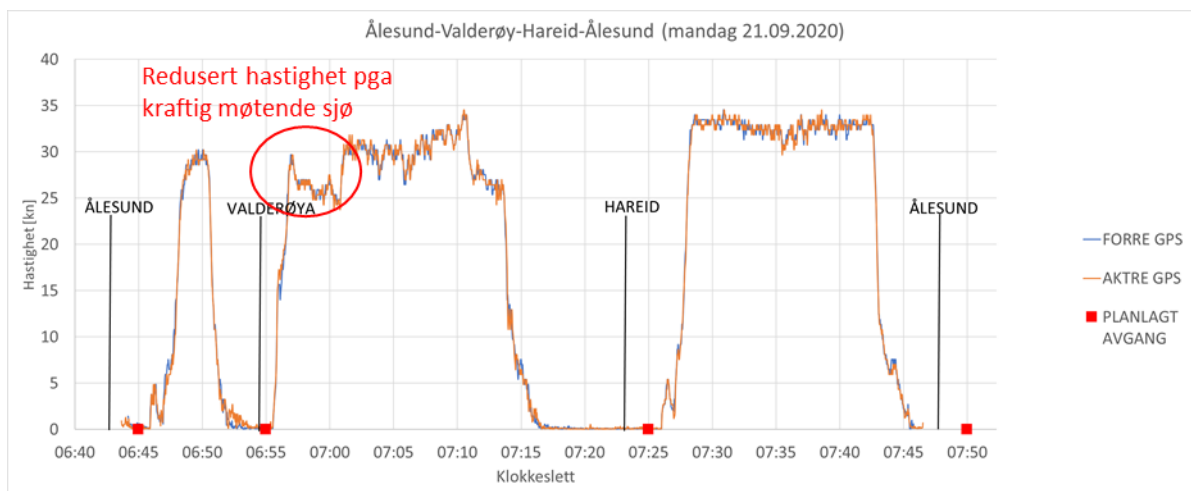
Sambandet har også et fast reservefartøy, MS Valderøy. Dette er en 199 passasjers karbonkatamaran som er levert av Brødrene Aa i 2017. Fartøyet har vannjetdrift som besørgeres av en dieselmotor i hvert skrog.



Type	Karbonfiber katamaran
Byggeår	2017
Kapasitet	199 PAX
LOA	32 m
Bredde	8,8 m
Hoved-maskineri	2 x MTU 10V, (2x900 kW)
Maks hastighet	30 kn

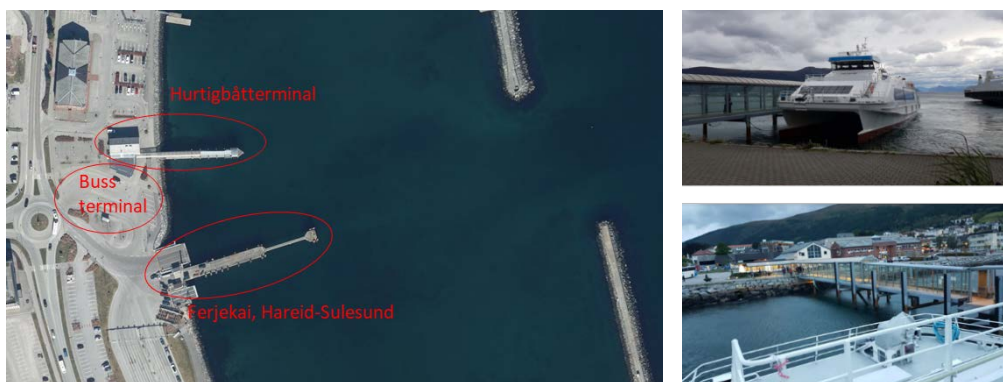
Figur 4.4 Reservefartøy for Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet

Under befaring ble overfarten logget og mannskap intervjuet. Ruten synes veldrevet og opereres normalt iht. rutetabell. Ruten er opplyst å kunne opereres med en rute fart på rundt 27 knop ved ideelle situasjoner, men observert hastighet under befaring lå helt opp mot 35 knop da det til tider ble utført frivillig fartsreduksjon pga. sjøgang som deretter måtte hentes inn igjen for å holde ruten. For hovedfartøy er det god kapasitet til å kunne hente inn igjen slik tapt tid. Terminaltid ligger normalt mellom 5 og 10 minutter i Hareid og Ålesund, men ned mot kun 2 minutter ved Valderøy.



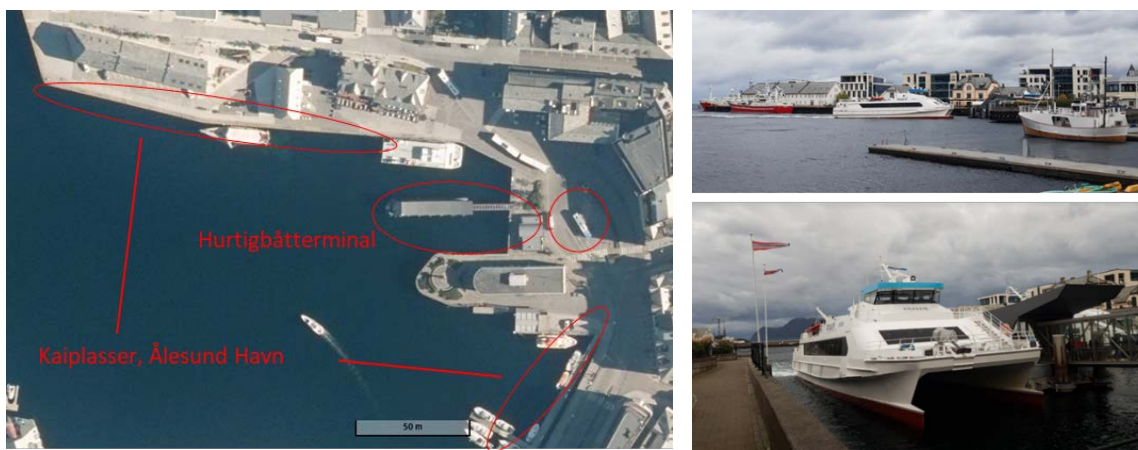
Figur 4.5 Hastighet – tid logg for hovedfartøy på Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet

Ved Hareid er det en egen hurtigbåtterminal innenfor molo i form av en pir med justerbar landgang som fartøyet kan legge til på begge sider. Valg av side avhenger av vindretning hvor en normalt foretrekker «pålandsvind». Vanndybde i relevant område ligger på 3 – 7 meter. Ombord- og ilandstigning av passasjerer er værbeskyttet på landsiden og skjer over skipsside akter, hvor landgang justeres etter relevant tidevannsnivå. Hurtigbåtterminalen ligger i Hareid sentrum med bussterminal og parkering i umiddelbar nærhet. Hareid er hovedfartøyets hvilekai hvor den ligger over natten.



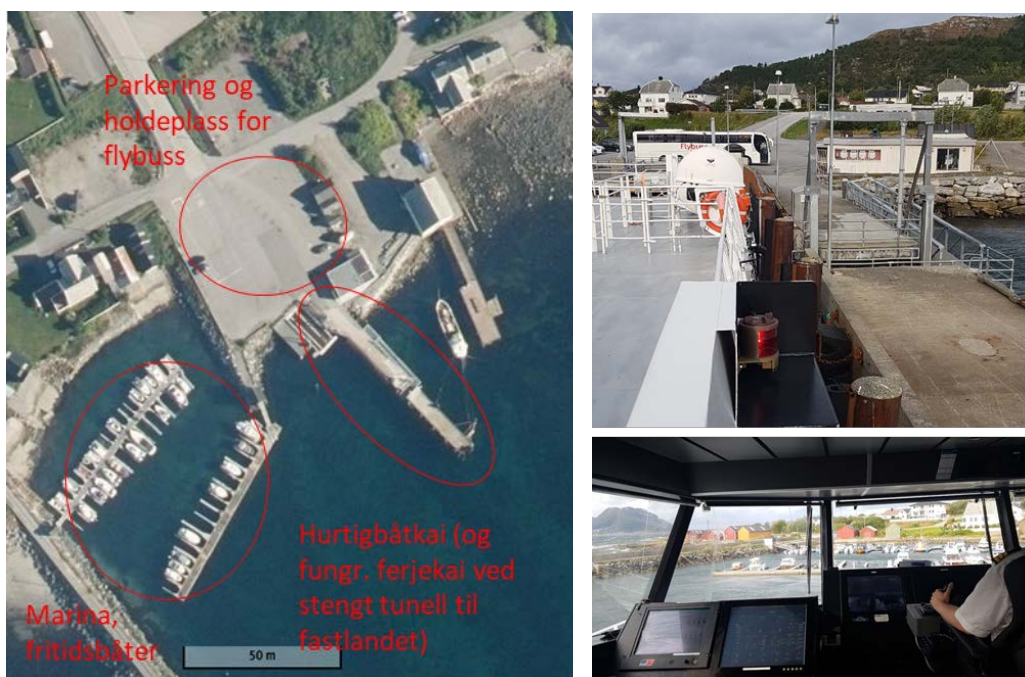
Figur 4.6 Hareid havn og hurtigbåtterminal

Ved Ålesund er hurtigbåtterminalen plassert godt beskyttet helt inne i sentrum ved Skateflukaia. Det er arrangert flytekai med landgang inn mot land, så tidevannsjusteringer mellom båt og kai er ikke nødvendige. Begge sider kan benyttes, men normalt legger fartøyet til med babord side. Også her er ombord- og ilandstigning over skipsside akter. Terminal med landgang og flytebrygge er værbeskyttet. Det er god dybde med 8-10 m i aktuelt område.



Figur 4.7 Ålesund (Skateflukaia) havn og hurtigbåtterminal

For Valderøy er det en noe mer værutsatt kai for både fartøy og passasjerer. Det er arrangert en pir som fast kai, uten værbeskyttelse for passasjerer og med justerbar landgang. Det kreves intensiv manøvrering for å snu 180 grader inne i havnebasenget, og spesielt ved mye vind kan dette være utfordrende. Normalt legger en til med babord side for ombord- og ilandstigning over skipsside akter. Relevant vannedybde er 4-5 m. Bussholdeplass og parkering finnes i umiddelbar nærhet.



Figur 4.8 Valderøy hurtigbåtkai

4.2.2 ÅLESUND-LANGEVÅGEN

Sambandet Langevåg-Ålesund er et typisk kort pendlersamband som besørger passasjertrafikk til og fra Ålesund by i rushperiodene morgen og ettermiddag.



Figur 4.9 Trase og rutetabell for Langevågen-Ålesund sambandet

Distanser er, som man ser av tabellen nedenfor, korte, noe som er typisk for bypendlersamband. Ett fartøy opererer ruten etter rutetabell som gitt ovenfor, med opptil 21 turer på en vanlig ukedag. Sambandet er relativt beskyttet, noe utsatt for sjø fra vestlig retning, men sjelden nok til at det medfører kanselleringer. Det er ingen fysiske begrensninger under overfart som per i dag krever redusert fart, men det er en pågående debatt knyttet til et friluftsområde på øyene utenfor Langevågen. Ellers er det generelt høy fritidsbåtaktivitet i området som må hensyntas samt et lokalt fiske, spesielt i månedene februar/mars.

Tabell 3: Distanser og antall turer for Langevågen-Ålesund sambandet

Strekning	Gjennomsnittlig avstand	Antall strekninger per dag (ukedager)
Langevåg - Ålesund	2,02 n.mil	42

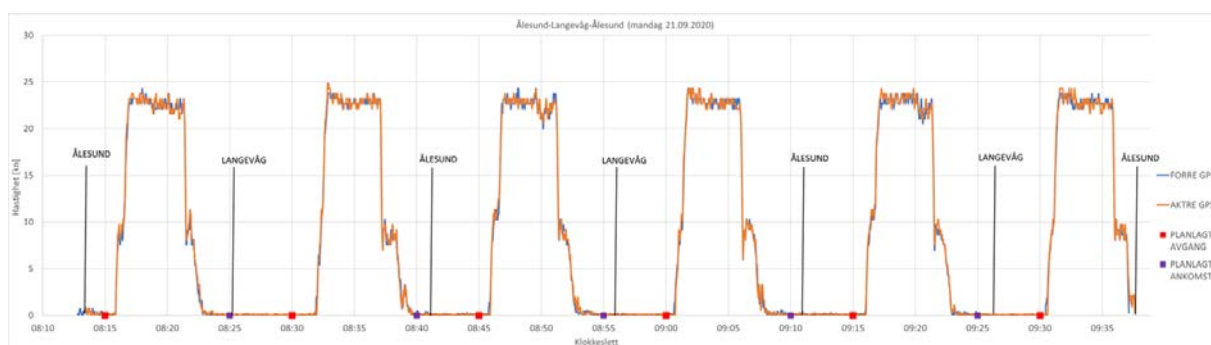
Dagens operatør er rederiet Boreal Sjø. Fartøy som normalt opererer ruten er MS Nørvøy, en karbonkatamaran med 147 passasjerers kapasitet levert av Brødrene Aa Verft i 2017. Det er installert 2 dieselmotorer som besørger kraft til fartøyets propelldrift opp til 25 knops toppfart. Fartøyet har et mannskap på 3 personer og det rulleres mellom 3 besetninger per dag. Fartøyet har en bunkerskapasitet på 4900 liter og bunkrer normalt to ganger ukentlig.



Type	Karbonfiber katamaran
Byggeår	2017
Kapasitet	147 PAX
LOA	25,9
Bredde	8,8 m
Hoved-maskineri	2 x MTU 8V, (2x720 kW)
Maks hastighet	25 kn

Figur 4.10 Hovedfartøy for Langevågen-Ålesund sambandet

Under befaring ble overfarten logget og mannskap intervjuet. Ruten synes veldrevet og opereres normalt iht. rutetabell. Ruten er opplyst å kunne opereres med en rutefart på rundt 22 - 23 knop. Rutetabellen gir 10 minutters overfartstid men det benyttes normalt kun 8 minutter. For anvendt fartøy er det også god kapasitet til å kunne ta igjen eventuell tapt tid. Terminaltid ligger normalt på 7 minutter i hver havn.



Figur 4.11 Hastighet – tid logg for hovedfartøy på Langevågen-Ålesund sambandet

I Langevågen er det egen hurtigbåtkai hvor en legger til med babord side. Manøvrering til kai kan være utfordrende med «fralandsvind» fra sør. Vanddybde i relevant område ligger på 5 meter. Ombord- og ilandstigning av passasjerer er uten værbeskyttelse på landsiden og skjer over skipsside akter, hvor landgang justeres etter relevant tidevannsnivå. Hurtigbåtkaien ligger nær et boligområde med busstopp og parkering i umiddelbar nærhet. Langevågen er fartøyets hvilekai hvor den ligger over natten.



Figur 4.12 Langevågen hurtigbåtkai

Ved Ålesund er hurtigbåtkaien plassert nær rutebilstasjonen. Det er arrangert fast kai med justerbar landgang. Babord sider benyttes også her med ilandstigning over skipsside akter. Kai med landgang er ikke værbeskyttet. Det er god dybde med 8 m i aktuelt område.



Figur 4.13 Ålesund hurtigbåtkai ved rutebilstasjonen

4.3 RUTESTUDIEVERKTØY

LMG Marin har ved tidligere anledninger og på oppdrag fra flere fylkeskommuner utviklet et digitalt rutestudieverktøy for simulering av hurtigbåtdrift. Første versjon ble utviklet i 2016 på oppdrag fra TFK og utført i samarbeid med Norsk Energi og CMR Prototech. Verktøyet kan analysere ulike fartøyskonsepter i vilkårlig rute og rutetabell og produserer veiledende resultater i form av fartøys hovedkapasiteter, tilhørende energiforbruk, utslipp og anskaffelseskostnader med mer. Dette verktøyet er gjennom studiet og med verifikasjon fra Sintef Ocean oppdatert på generell basis, men også spesifikt med flere skrogtyper og energiløsninger.

Det er opparbeidet en teoretisk database av båtkonsepter som danner basis for det digitale verktøyet. Databasen omfatter forskjellige kombinasjoner av skrog, arrangement, størrelser og skrogmaterial, hvor følgende er variert:

- Hurtigbåter i kapasitet fra 50 til 300 PAX
- Enkeltskrog, katamaran, foil assist katamaran og hydrofoil skrogkonsepter (2 sistnevnte alternativ del av oppdatering)
- Aluminium og karbonsandwich byggemateriale

Videre er følgende maskineri-, energilagre- og energibærerprinsipper inkludert i databasen:

- Dieselmekanisk fremdrift (også med biodieseldrift)
- Hydrogenbrenselcelledrift (oppdatert til å dekke både komprimert og flytende alternativ)
- Ren batterielektrisk drift (oppdatert til å inkludere større batterikapasiteter enn tidligere database hadde dekning for)

Databasen benytter relevante katamaran nybyggingsreferanser som LMG Marin har tilgjengelig. Videre blir det fylt ut med teoretisk beregning, skaleringer og CFD-analyser mellom referansene og for å oppnå den komplette databasen. For katamaranalternativer og hydrofoilløsninger har Sintef Ocean foretatt en verifisering mot sine databaser.

4.4 OVERORDNET RUTESTUDIE

Ved bruk av det digitale og oppdaterte rutestudieverktøyet beskrevet ovenfor, er sambandene Hareid-Valderøy-Ålesund og Langevågen-Ålesund simulert for følgende alternativer:



Figur 4.14 Utredede alternativer

I tillegg blir det også sett på et katamaranalternativ med biogass på Ålesund-Langevåg-ruten.

Alternativene sammenlignes mot referansealternativet dieseldrevet katamaran, hvor ytelser er kalibrert mot data fra dagens drift. Dieseldrift er praktisk sett et velegnet drivstoff, og drift med nullutslippsteknologi medfører større praktiske utfordringer. Med dieseldrift kan en oppnå 5 - 10 minutters terminaltid uten å måtte ta hensyn til bunkring mer enn høyst 1 – 2 ganger daglig. Dagens drift er tilpasset denne teknologien. Med nullutslippsteknologier er det en større utfordring å lagre tilstrekkelig mengde energi ombord innenfor fartøyets bæreevne, og tilsvarende bunkre tilstrekkelig mengde energi innenfor tilgjengelig terminaltid. En sammenligning av de aktuelle alternativene for drivstoff og energibærere er vist i tabellen nedenfor hva gjelder vekt, volum og effektivitet.

Tabell 4: Alternative brennstoff/energibærere: Energi, vekt, virkningsgrad og energioverføring

Energibærer	Energi lagring [kWh/liter]	Kraft generator [kg/kW]	Energi utnyttelse [%]	Bunkrings hastighet [kWh/min]
Diesel	10,2	5	35%	1700
Batteri	<0,1	5*	90%	150
H ₂ flytende	2,3	10	45%	1650
H ₂ komprimert	0,6	10	45%	330
Biogass	2,5	10	35%	

* Uten batterivekt

Rutestudiet er utført med utgangspunkt i dagens rutetabeller og mindre variasjoner av disse. Som en vil komme nærmere inn på vil det være utfordrende å realisere nullutslippsløsning på Hareid-ruten etter dagens rutetabell uten å ta i bruk hydrogen, mens Langevågen-ruta er mindre utfordrende å f.eks. elektrifisere. Større justeringer av rutetabell og optimalisering for en gitt energibærer er ikke utført i denne fasen av prosjektet (se neste fase).

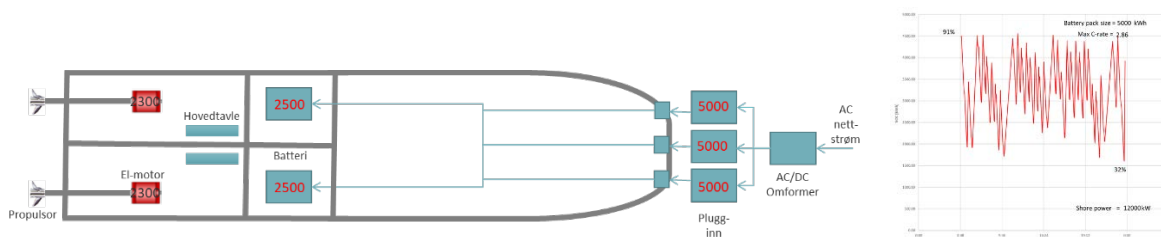
4.4.1 OVERORDNET RUTESTUDIE FOR HAREID-VALDERØY-ÅLESUND

For Hareid-Valderøy-Ålesund-sambandet er det relativt høy fart, og kombinert med betydelige avstander er dette en energikrevende rute. Ruten er også værutsatt, noe som krever kraftreserver for å holde rutetabellen også i ruskevær. Det opereres normalt med 5-10 minutters terminaltid med unntak av 3 lengre pauser på dagtid i Ålesund og nattligge på Hareid. Representative tall for katamaran med dieseldrift er som følger:

Tabell 5: Dieselalternativet: forbruk, energi og utslipp – Hareid-Valderøy-Ålesund sambandet

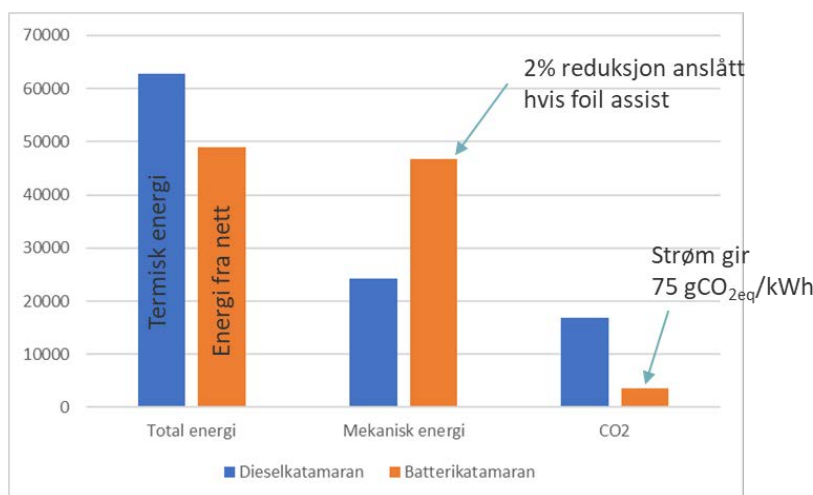
Diesel forbruk [kg/dag]	Termisk energi [kWh/dag]	Mekanisk energi [kWh/dag]	CO ₂ utslipp [kg/dag]
6708	80.201	30.767	21.466

Vi har sett på et batterikatamarankonsept for å erstatte denne driften og observerer, ikke uventet, utfordringer med store krav til lagring av energimengder ombord og kort terminaltid for bunkring. Det kreves rundt 50.000 kWh tilført energi per dag og rundt 1600 kWh per tur som må bunkres hver gang en er i Ålesund eller Hareid havn (Valderøy har liten nettkapasitet og er dermed uegnet for lading). Løsningen vi ser for oss er bruk av såkalte «power»-batterier som kan håndtere store ladestrømmer. Det er denne egenskapen som i dette tilfellet vil være avgjørende med hensyn på valg av batteritype. Selv om en strekker i terminaltiden til 12 minutter og utnytter batteriene med C-rate helt opp mot 3 (laderate som tilsvarer batteriets kapasitet ladet 3 ganger på en time), en laderate som aktuelle batterier ikke er anbefalt utnyttet til, ender en opp med uhensiktsmessige dimensjoner, som det fremgår nedenfor.



Figur 4.15 Batterielektrisk konsept og tilhørende batteriutnyttelse, Hareid-Valderøy-Ålesund

Vi ser for oss lading med likestrøm og de største ladetårnene for automatisk lading kan maksimalt overføre 6000 kW. Vi finner i en gjennomsnittskondisjon et behov for 12000 kW ladestrøm og vil for slik kapasitet anbefale tre stykk ladetårn som opererer i parallell på hver ladestasjon (margin for over gjennomsnittlig behov). Med en C-rate på 2,9 kreves en batteripakke ombord i fartøyet på 5000 kWh og denne batteripakken ville da måtte utnyttes i intervallet 30 – 90prosent av dets kapasitet, som heller ikke er innenfor leverandørs anbefalinger. Konsekvens for fartøyet er økning av deplasement fra typiske 100 tonn for dieselalternativet til rundt 230 tonn for batterialternativet, og tilhørende økning av mekanisk energiforbruk på rundt 100 prosent. Sammenlignes energiforbruk og CO₂ utslipp mot dieselalternativet, finner en følgende:



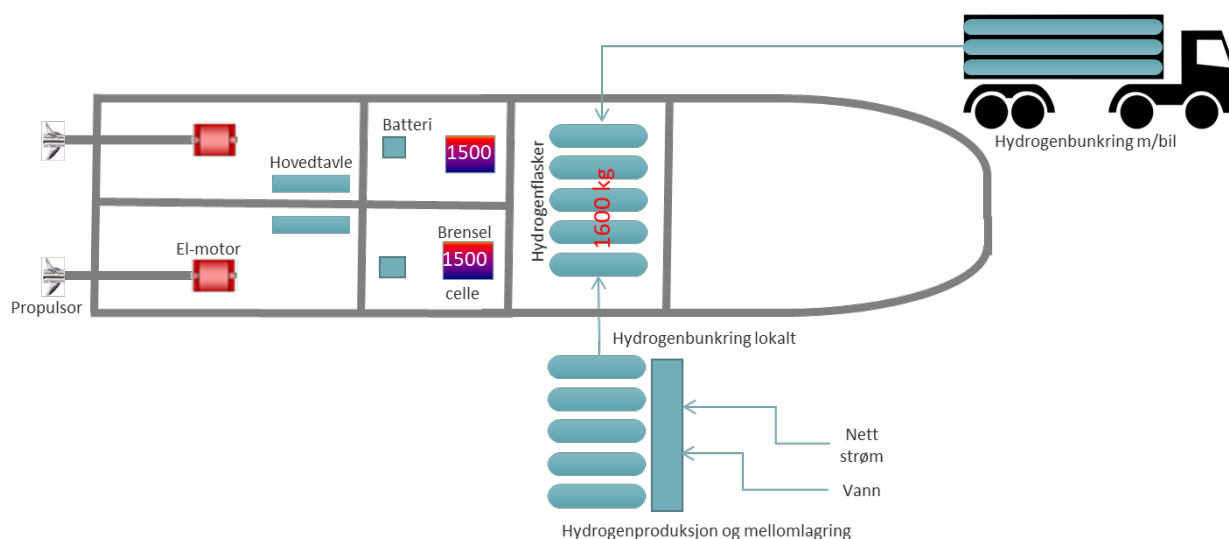
Figur 4.16 Diesel- versus batterikatamaran, Hareid-Valderøy-Ålesund

Energiforbruk for batterialternativet fra nett overgår ikke termisk energiinnhold i forbrukt diesel, men den mekaniske energien er som tidligere nevnt doblet. En undersøkelse av å benytte foiler for å hjelpe fartøyet litt opp av vannet (foil assist) gir ikke betydelig virkning for batterialternativet. Et batterialternativ regnes som nullutslipp men noe CO₂-utslipp er relevant om en tar høyde for at energi fra nett ikke er 100 prosent ren (energimiks fra ulike kilder).

Men, merk at den skisserte batterikatamaranløsningen representerer ikke en teknisk gjennomførbar løsning for dette sambandet og anbefales derfor ikke. Skal batteridrift vurderes for dette sambandet må det vurderes alternative rutetabeller eller andre tiltak for å redusere energibehovet, noe en kommer tilbake til i siste fase av studiet.

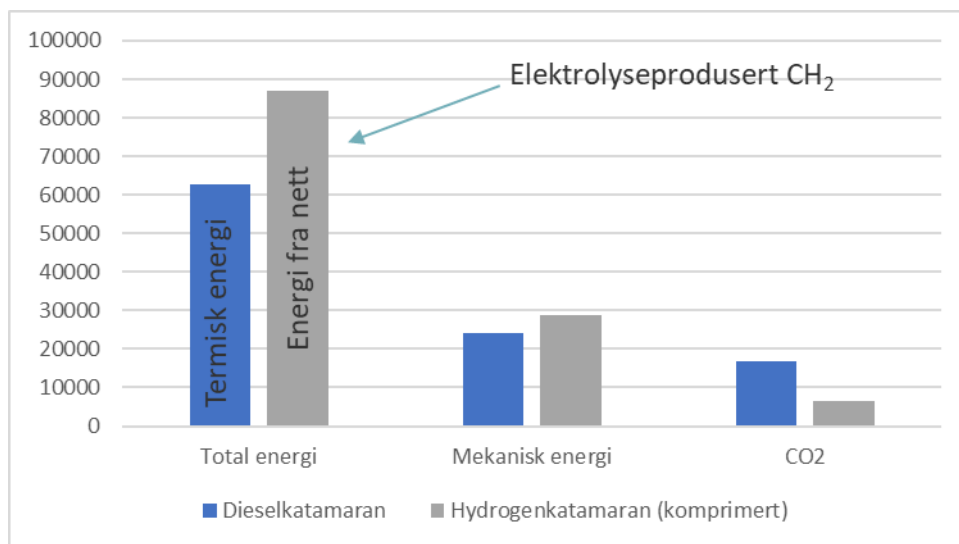
Dersom batterialternativet er utfordrende å få til er neste mulighet å se på hydrogenalternativet. Hydrogen blir i denne sammenheng gjerne betegnet som en rekkeviddeforlenger da denne teknologien evner å lagre mer energi ombord på en gitt vekt/volum sammenlignet med batterier. Hydrogen finnes ikke tilgjengelig i regionen og må enten fraktes med trailer fra et fjerntliggende anlegg, eller en må etablere produksjon lokalt hvor fartøy kan bunkres direkte fra kai. For dette sambandet har vi estimert et lagringsbehov ombord på rundt 1600 kg for å dekke en hel dags drift uten bunkring. En slik mengde

kan la seg lagre ombord uten store økninger av fartøys hoveddimensjoner for alternativet med flytende hydrogen (LH₂), men betydelig dimensjonsøkning er nødvendig for alternativet med komprimert hydrogen (CH₂). Alternativet er å redusere lager ombord ved å tilrettelegge rutetabell for bunkring midt på dagen. Her kan en som en tommelfingerregel regne bunkringsrater på hhv. 10 og 50 kg/min for komprimert og flytende alternativene, i tillegg til forberedelse og nedstenging av operasjonen som spesielt for flytende alternativet kan være betydelig. En prinsipiell løsning for hydrogenkatamaran med komprimert lagring og alternative bunkringsløsninger er vist nedenfor.



Figur 4.17 Komprimert hydrogen konsept og tilhørende bunkringsprinsipp, Hareid-Valderøy-Ålesund

Dersom vi sammenligner energiforbruk og CO₂ utslipp mellom dieselkatamaranen og en hydrogenkatamaran med komprimert lagring fås følgende.

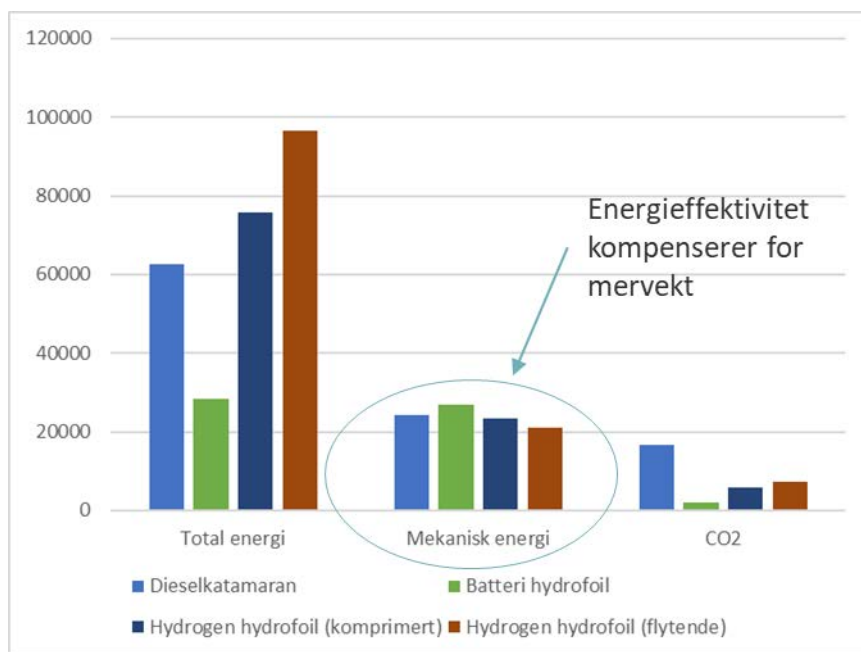


Figur 4.18 Diesel- versus hydrogenkatamaran, Hareid-Valderøy-Ålesund

Dette alternativet baserer seg på lokalproduisert hydrogen vha. hydrolyse samt justering i rutetabell for bunkring midt på dagen. I dette tilfellet overgår energiforbruk fra nett det termiske energiinnhold i diesel, og hovedårsak til dette er antagelse om at kun 32 prosent av energien fra nettet er utnyttbar på propell (resterende er tap i prosess via produksjon, komprimering og forbruk). Men i motsetning til batterikatamaranen anser vi dette alternativet for å være teknisk gjennomførbart. Effektiv bunkring vil være en teknisk utfordring og ivaretagelse av sikkerhet må alltid være prioritert for

hydrogenanvendelser. En annen utfordring er gjerne kostnadsbildet, som en vil komme nærmere inn på senere i rapporten.

Et siste alternativ vi har undersøkt er hydrofoil. Et slikt konsept kan gi 30 – 35 prosent redusert energiforbruk sammenlignet med tilsvarende katamaran. Men for hydrofoilkonseptet skal skroget løftes helt ut av vannet i fart og det vil derfor være mer sensitivt for vekt og vil derfor ikke være i stand til å bære så store batterivekter som en katamaran kan. Vi har sett på et hydrofoil-batterikonsept og observerer at batterikatamaranens 12000 kW ladebehov er redusert til 8000 kW (og tilsvarende hva gjelder batteristørrelse ombord i fartøyet), men er fortsatt tvilende til at batterialternativet også her lar seg gjøre iht. dagens rutetabell. For hydrogenalternativene observerer en tilsvarende reduserte energimengder som gjør disse til teknisk gjennomførbare konsepter. Utfordringen med hydrofoil er innovasjonshøyden for å kombinere hydrofoil- og nullutslippsteknologi, som gjerne krever uttesting av et pilotfartøy før kommersiell bruk (ref. eget initiativ fra norske fylkeskommuner). Men konseptets potensielle ytelser er absolutt å foretrekke både med hensyn på energieffektivitet og passasjerkomfort sammenlignet med katamaran. I tabellen nedenfor er energiforbruk for ulike hydrofoilalternativer sammenlignet mot dieselkatamaranen.



Figur 4.19 Dieselkatamaran versus hydrofoilalternativer, Hareid-Valderøy-Ålesund

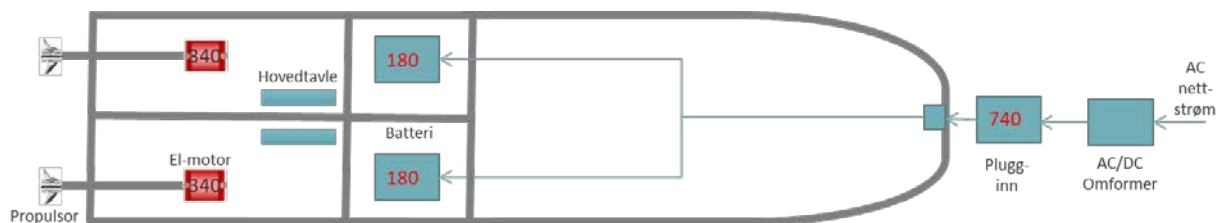
4.4.2 OVERORDNET RUTESTUDIE FOR LANGEVÅGEN-ÅLESUND

Langevågen-Ålesund er et samband som er relativt kort og opereres med lav hastighet, slik at energibehov også er relativt lavt. Fartøyet opererer kontinuerlig morgen og ettermiddag, men har en del pauser midt på dagen samt nattligge i Langevågen. Forbruk og utslipp er beregnet og sjekket opp mot driftsdata for referansealternativet dieselkatamaran.

Tabell 6: Dieselalternativet: forbruk, energi og utslipp – Langevågen-Ålesund sambandet

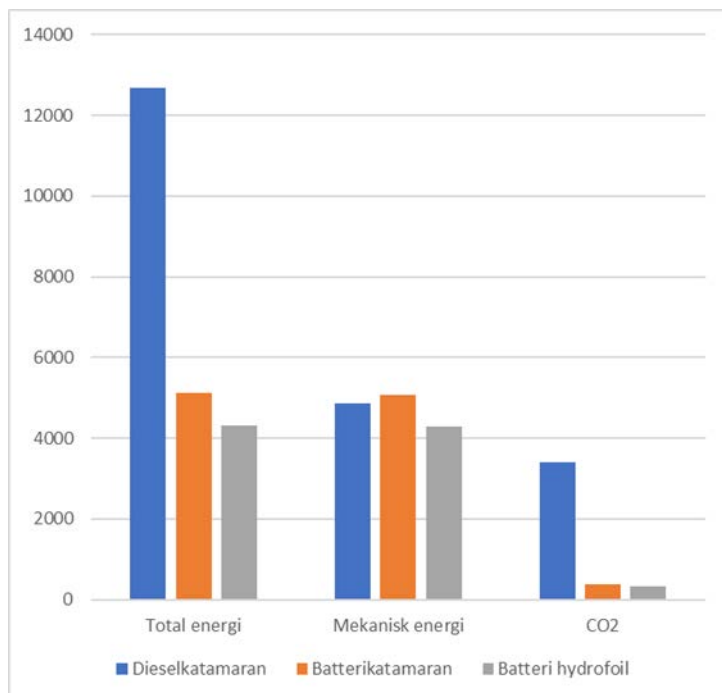
Diesel forbruk [kg/dag]	Termisk energi [kWh/dag]	Mekanisk energi [kWh/dag]	CO ₂ utslipp [kg/dag]
1.060	12.675	4.856	3.392

Sambandet er i denne sammenheng en «lavhengende frukt» som med et daglig energiforbruk på 5000 kWh og forbruk per tur på 75 kWh enkelt lar seg elektrifisere med en batterikatamaran. Men også her kreves «energy»-type batterier da lading er mer utfordrende for batteriene enn energilagring for overfarten. Dersom man skulle brukt batterier med C-rate på 3 ville nødvendige kapasiteter være som følger.



Figur 4.20 Batterielektrisk konsept, Langevågen-Ålesund

Her har en også satt av litt mer tid til av/påkobling av ladestrøm ved bruk av manuell pluggløsning i stedet for automatisk funksjon. Dette gjør grensesnittet mot land enklere og rimeligere, og kapasitet er heller moderat, selv om en velger å lade kun i en av havnene. Sammenlignet med dieselkatamaranen fås energiforbruk og CO₂ utslipp som vist i figur under.



Figur 4.21 Diesel- versus batterikatamaran, Langevågen-Ålesund

I denne sammenligningen observerer vi en høy gevinst ved elektrifisering. Ved såpass lav hastighet medfører batteriløsningen marginal vektøkning, så her får økt energieffektivitet fullt utslag. En har også tatt med en hydrofoilløsning for sammenlignings skyld, men i dette tilfellet med relativt lav hastighet anses det for å være økt kompleksitet som ikke kan forsvares sett opp mot nytte.

Utover dette er det kjørt rutestudier for alternativene som vist i tabellen nedenfor.

Tabell 7: Resultater for utredede alternativer – Langevågen-Ålesund sambandet

	Ship design	Pb (kW)	Energy consumption (kWh)	Energy production from engines (kWh)	Fuel consumption (kg)	Shore power (kW)	Battery pack size (kWh)	Disp. (t)
Diesel	Cat	730	12675	4856	1060	-	-	55.7
Biometan	Cat	708	15066	5036	1093	-	-	62.0
Batteries	Cat	675	5114	5074	-	740	359	63.0
LH ₂	Ca	732	23870	5258	301	-	-	66.1
CH ₂	Cat	774	16744	5463	322	-	-	70.1
Diesel	Foiler	489	9639	3743	806	-	-	53.0
Batteries	Foiler	523	4312	4278	-	615	280	56.9
LH ₂	Foiler	569	19817	4460	250	-	-	60.5
CH ₂	Foiler	599	13740	4607	264	-	-	63.8

4.5 TYPISKE KOSTNADSNIVÅ

Ved en tidlig sammenligning av hurtigbåter drevet med elektrisitet, hydrogen, biogass og marin dieselolje kom vi fram til de årlige kostnadene som er vist i Tabell 8 og 9. En konvensjonell løsning med marin dieselolje er det rimeligste alternativet for begge ruter. På den korteste ruten, Langevågen – Ålesund, er kostnader for batterielektrisk drift omtrent på nivå med kostnader for drift med marin dieselolje. På den lange ruten, Ålesund – Hareid – Valderøya, er samtlige nullutslippsløsninger vesentlig dyrere enn drift med marin dieselolje. Biogass er kun vurdert for katamaranbåt på ruten Langevågen – Ålesund.

Tabell 8: Årlige kostnader på ruten Langevågen - Ålesund i MNOK for ulike teknologier og fartøytyper

Teknologi	Fartøytype	Drifts-kostnader	Investerings-kostnader	Totale kostnader
Elektrisitet	Katamaran	1,0	4,0	4,9
	Hydrofoil	0,8	5,5	6,3
	Foil assist	1,0	4,0	5,0
Hydrogen	Katamaran	3,8	4,8	8,6
	Hydrofoil	3,1	5,7	8,8
	Foil assist	3,6	4,8	8,4
Biometan	Katamaran	5,0	3,1	8,0
Marin dieselolje	Katamaran	1,9	2,8	4,7
	Hydrofoil	1,5	4,8	6,2
	Foil assist	1,5	2,8	4,3

Tabell 9: Årlige kostnader på ruten Ålesund - Hareid - Valderøya i MNOK for ulike teknologier og fartøytyper

Teknologi	Fartøytype	Drifts-kostnader	Investerings-kostnader	Totale kostnader
Elektrisitet	Katamaran	10,4	19,0	29,4
	Hydrofoil	6,7	16,4	23,1
	Foil assist	10,3	18,8	29,2
Hydrogen	Katamaran	24,6	12,7	37,3
	Hydrofoil	16,5	11,6	28,1
	Foil assist	23,5	12,5	36,0
Marin dieselolje	Katamaran	9,4	4,3	13,7
	Hydrofoil	6,5	6,1	12,6
	Foil assist	9,2	4,4	13,6

I kostnadsestimatene i Tabell 8 og 9 utgjør summen av årlige driftskostnader og investeringskostnader totale kostnader. Driftskostnader er de løpende kostnadene som er nødvendige for å få drivstoffet fra produksjonssted, til kai og over på fartøyet. Kostnadene inkluderer også løpende kostnader på fartøyet som avviker fra kostnader for fartøydriфт ved konvensjonell drift. Med andre ord har vi ikke inkludert kostnader som vil være de samme ved konvensjonell drift, som f.eks. personalkostnader, i beregningene. Investeringskostnadene er engangskostnadene for å skaffe utstyr og infrastruktur som er nødvendig for å produsere, frakte, lagre og overføre drivstoff til fartøy. Disse kostnadene inkluderer også engangskostnaden for anskaffelsen av selve fartøyet. Drivstoffkostnader fordelt på driftskostnader (OPEX) og investeringskostnader (CAPEX) er gjort rede for i Kapittel 3. For å beregne totale årlige drivstoffkostnader som inngår i beregningene i tabellene må kostnaden per kg eller kWh multipliseres

med daglig drivstofforbruk i Tabell 10 og 300 driftsdøgn. Drifts- og investeringskostnader for fartøy kommer i tillegg.

Investeringskostnader og drivstofforbruk for fartøyene ble estimert i den overordnede rutestudien og er vist i Tabell 10 sammen med daglig drivstofforbruk. Nullutslippsbåtene har høyere investeringskostnader enn dieselbåtene. Fartøy med hydrofoilskrog har lavest forbruk, mens katamaraner har høyest forbruk.

Tabell 10: Totale investeringskostnader (MNOK) og daglig drivstofforbruk for de ulike fartøyene. Forbruk av elektrisitet er oppgitt i kWh, MGO i kg, mens hydrogen og biogass er oppgitt i både kWh og kg

Fartøytype	Teknologi	Langevågen – Ålesund			Hareid – Valderøy – Ålesund		
		Investerings- kostnad	Forbruk (kWh)	Forbruk (kg)	Investerings- kostnad	Forbruk (kWh)	Forbruk (kg)
Katamaran	Elektrisitet	69,0	5 114		165,6	48 975	
	Hydrogen	81,2	10 723	322	154,4	73 027	2 193
	Biogass	61,5	15 066	1 205	-	-	-
	MGO	55,0		1 060	85,0		5 249
Hydrofoil	Elektrisitet	100,5	4 312		165,7	28 446	
	Hydrogen	101,4	8 791	264	164,9	48 585	1 459
	MGO	95,2		806	122,7		3 607
Foil assist	Elektrisitet	70,1	5 072		167,8	48 562	
	Hydrogen	81,8	10 023	301	153,4	69 997	2 102
	MGO	52,2		823	87,3		5 114

4.6 ERFARINGER OG ANBEFALINGER FRA WORKSHOP 2

Etter gjennomført workshop med Møre og Romsdal Fylkeskommune og dialog i etterkant av workshopen ble det alternative ruteløsninger justert for det videre arbeidet.

4.6.1 ÅLESUND – LANGEVÅG RUTEN

Ut ifra analysene og vurderingene som ble gjort i prosjektet og innspill fra fylkeskommunen ble det vurdert av Ålesund-Langevåg ruten er godt egnet for batterielektrisk hurtigbåtdrift. Teknologien er relativt moden, og usikkerheten er relativt liten. Med de estimerte investerings, og driftskostnader vurderes batterielektrisk drift på denne ruten som fornuftig også opp imot konvensjonell dieseldrift. Hydrogen og biogass er vesentlige dyrere løsninger og teknologien/verdikjedene er mer umoden og dermed er også usikkerheten større.

Standard katamaran skrog som er velprøvd på hurtigbåter kommer også ut som et godt alternativ Foil assist er ikke billigere og dermed tatt ut i den videre utredningen.

4.6.2 HAREID – VALDERØYA- ÅLESUND RUTEN

Denne ruten er teknisk krevende å få til med kjent teknologi. En batterielektrisk løsning blir vurdert til å være utfordrende å få til, samt at kostnadene for fartøy og infrastruktur på land (lading) vil gi høye investeringskostnader. Hydrogendrift er mulig å få til, men til en høy kostnad. Usikkerheten rundt modenheten til hydrogen gir også en stor usikkerhet. Andre alternativer som f.eks hybridløsninger med batterielektrisk og biodiesel er ikke vurdert da dette ikke er nullutslippsløsning og utenfor arbeidet med dette forstudiet.

Gjennom dialog med fylkeskommunen ble det besluttet at prosjektet skulle gå videre med en løsning hvor ruten splittes opp i 2 ruter, begge med batterielektrisk drift.

Det blir da en rute som går mellom Hareid og Ålesund. Og en kort rute som går mellom Ålesund og Valderøya. Dette innebærer at det blir to fartøy som operer ruten som tidligere ble operert med et fartøy. Ulempen er at reisende mellom Valderøya og Hareid vil måtte foreta et bytte i Ålesund mellom båtene

5. NULLUTSLIPP LØSNINGSFORSLAG

Gjennom studiet har oppdragsgiver uttrykt ønske om å basere seg på batterielektriske løsninger i den grad det er mulig. Det er en fornuftig angrepsvinkel i og med at dette er løsningen som har størst energieffektivitetspotensial av nullutslippsalternativene, forutsatt at en - ender opp med hensiktsmessige størrelser på batterikapasiteter og ladestrøm.

Videre, er det et ønske om å anvende tradisjonell skrogteknologi i form av katamaran og tilhørende minimal endring av kaigrensesnitt med mindre noe annet er forutsetning for gjennomførbarhet. Alternativet hydrofoil krever gjerne pilotfartøy for verifikasjon i kombinasjon med nullutslippsteknologi og er en usikkerhetsfaktor med hensyn på tilgjengelighet for neste anbudsperiode i 2024. Hydrofoilkonsept har betydelig energieffektiviseringspotensial og kan gi bedre løsninger både teknisk og økonomisk dersom slik løsning tilbys, men det er uansett en trygghet for oppdragsgiver å få bekreftet en egnet løsning basert på størst mulig andel kjent teknologi.

I Fase 2 av arbeidet ble det identifisert at Ålesund-Langevågen er egnet for slik elektrifisering, mens Hareid-Valderøy-Ålesund ikke anbefales elektrifisert med den rutetabell som nå foreligger. Det ble derfor diskutert om ruten kunne deles i 2 med en rute Hareid-Ålesund etter tilsvarende frekvens som dagens rute (en times frekvens), og en rute Valderøy-Ålesund med frekvens som Langevågen-Ålesund (halvtimes frekvens). Dette alternativet ble som innledning til denne Fase 3 sjekket opp ved bruk av samme metode som brukt i Fase 2 og resultatet viste at dette kan la seg gjøre, men må utredes mer detaljert for større sikkerhet i svaret. Det ble enighet med oppdragsgiver å anvende dette alternativet som basis for denne Fase 3 av studien som presenteres i dette kapittel.

I ettertid har oppdragsgiver informert om en alternativ splitting av Hareidruta ved å bygge opp et nytt hurtigbåtanlegg i nærheten av Sørsida i Ålesund. Da kan passasjerene raskt nå det nye kollektivknutepunktet i Ålesund for videre transport, f.eks. til flyplassen. Siden Nordøyruta er vedtatt nedlagt kan en da utvikle dagens hurtigbåtterminal på Skateflukaia. Dette alternativet nevnes til informasjon, men er altså ikke utredet som del av dette oppdraget.

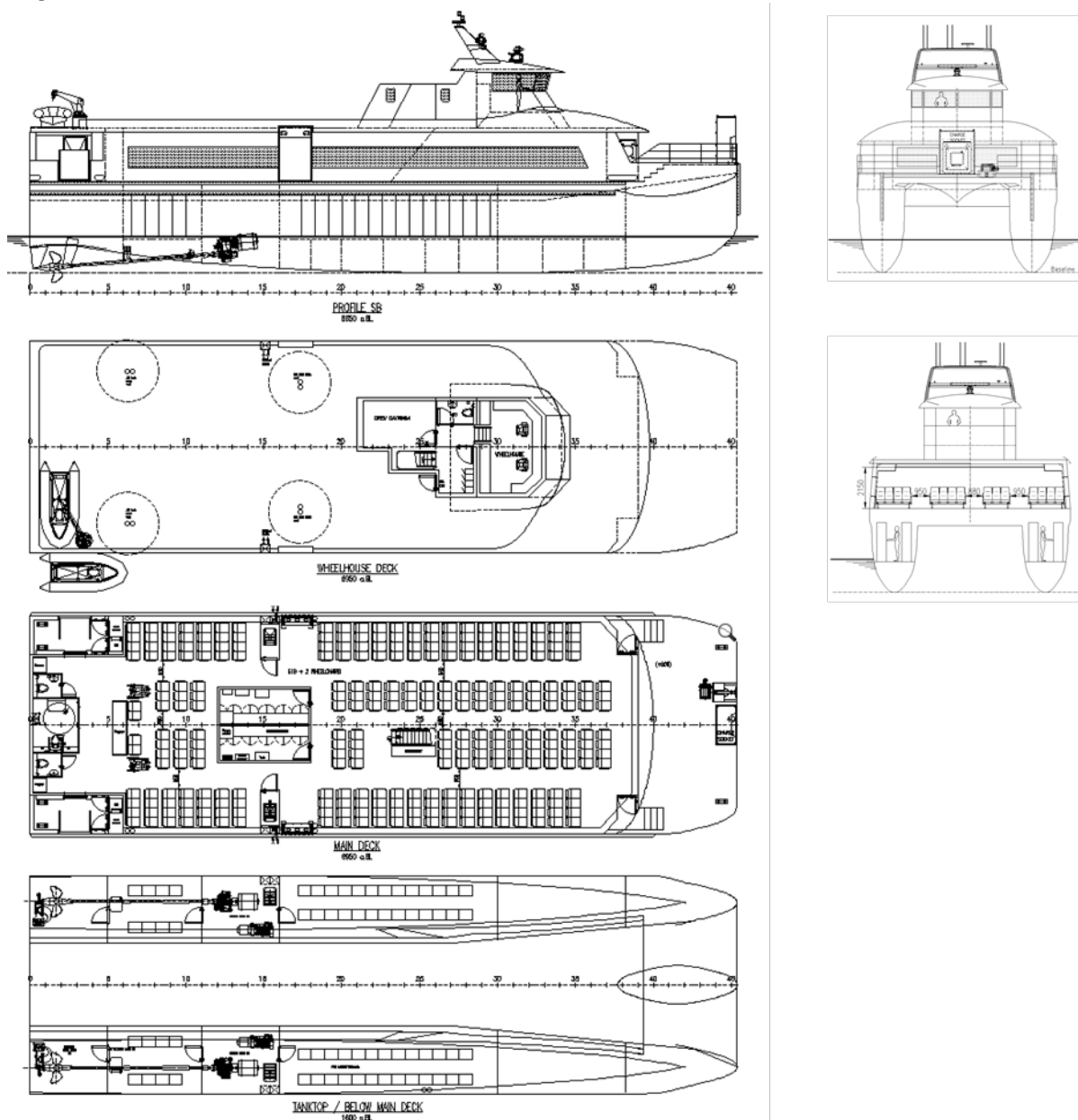
5.1 DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER

Det er i denne fasen av studiet utredet spesifikke løsningsskisser for de tre aktuelle sambandene med tilhørende detaljering av rutestudiet. Løsningsskisser er definert i dialog med batterileverandører og systemintegratorer for å sikre at den er basert på produkter med ønskede ytelser som også er kommersielt tilgjengelige per i dag. Spesielt kan vi nevne at det i Fase 2 ble lagt til grunn relativt sett lettvekts «power»-batterier med C-rate ladekapasitet opplyst til 3. I dialog med batterileverandører har vi siden fått bekreftet at dette ikke er realistisk i kontinuerlig drift, og i denne Fase 3 er det lagt til grunn batterier med samme vekt (rundt 10 kg/kWh) men med C-rate ladekapasitet begrenset oppad til 1,6C og forbrukskapasitet begrenset til 2,2C.

Videre er det for alle skisser i Fase 3 benyttet skrogkonsept karbonkatamaran med vribare propellere. Aluminium anses også som realistisk løsning, men vi ønsker å begrense oss til kun en skisse. Det fordres lettbygde fartøy hva gjelder skrog og utrustning, samt effektive skroglinjer for lavest mulig motstand (relativt slanke skrog kan forsvares da dieselmotorbredde ikke er dimensjonerende faktor). Vannjet som alternativ til vribare propellere er vi mer tvilende til (spesielt for Hareid ruten) da vi har fått utført fullskala sammenligninger som tyder på at vribar propell akselererer opp i fart mye mer effektivt og vil dermed ha merkbar betydning på forbrukt energimengde for overfarten (hurtig akselerasjon gir redusert transitthastighet for gitt overfartstid).

5.1.1 DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER FOR HAREID-ÅLESUND

Hareid-Ålesund er den mest utfordrende ruten og fartøyskonseptet vi har kommet frem til ser ut som følger.

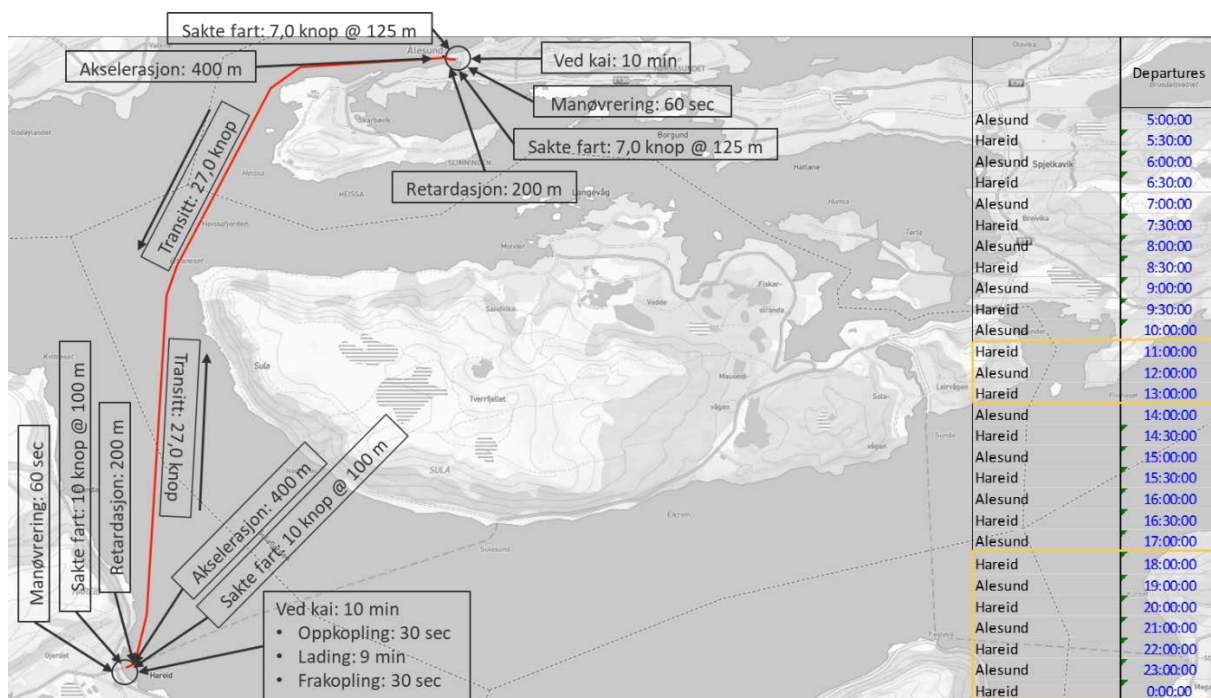


Figur 5.1 Løsningskisse, Hareid-Ålesund

Skrogkonseptet er en 34 meter lang og 10,5 meter brei karbonkatamaran med vribar propellerløsning montert i propelltunneler i hvert skrog og en senterbaug fremme i våtdekket for å redusere bølgeslag. Fartøyet har en kapasitet på 300 passasjerer hvor hele salongen med fasiliteter er plassert på hoveddecksnivå. Fartøyet er lagt ut for en rutefart på 27 knop, og med to 1500 kW elektriske fremdriftsmotorer har den en kraftmargin for høyere fart eller opprettholdelse av fart i grov sjø, men installert batterikapasitet fordrer at en ikke benytter slik kraftmargin mer enn absolutt strengt nødvendig. Det elektriske fremdriftskonseptet er basert på redundant likestrøms hovedanlegg (DC-grid løsning) med likestrøms lading rett på batteriene og frekvensomforming til tavler for 230VAC hotell- og hjelpesystem-anlegg. For større forbrukere som fremdriftsmotorer og baugthrustere arrangeres egen omformer per enhet. De elektriske fremdriftsmotorene vil være av permanentmagnet (PM) type med

turtallsregulering. Det velges motorer med relativt høyt turtall (typisk 2200 rpm) som monteres på reduksjonsgir mot propell, da dette totalt sett gir lavest vekt (sammenlignet med lavturtalls motor uten reduksjonsgir). Det vurderes også å installere to relativt små og kompakte dieselgeneratorsett basert på PM generatorer og variabelt turtall (2 x 150 kW @ 1900 rpm) som kan lade batteriene og anvendes til redundansformål. Det er lagt til grunn batterier av type Corvus Dolphin Power med en totalt installert kapasitet på 3200 kWh som plasseres under dekk i sideskrogene (halvparten i hver side). Ladekapasitet er begrenset oppad til 6000 kW DC.

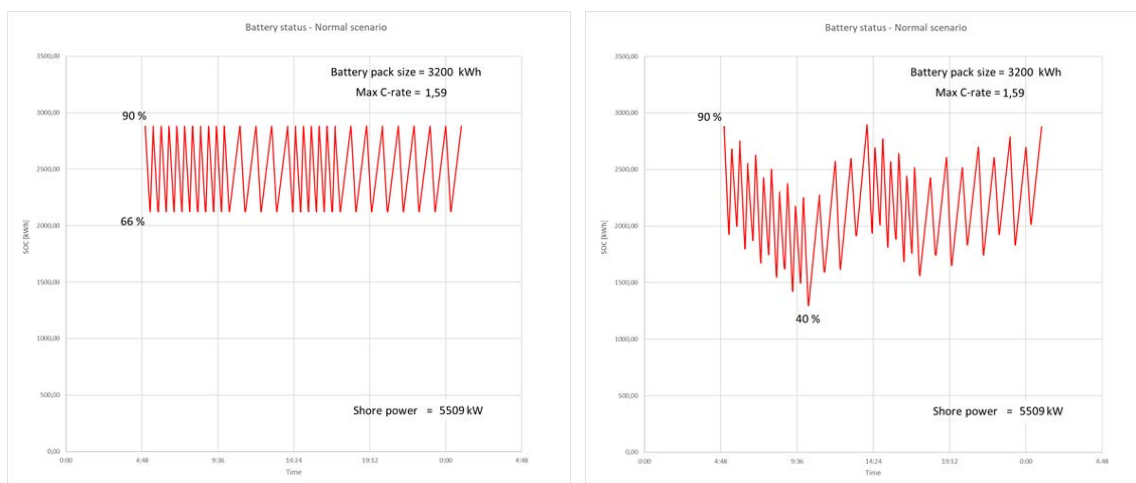
Det skisserte konseptet er estimert å ha en lettskipsvekt som er rundt 50 prosent høyere enn en tilsvarende dieselkatamaran, og deplasement benyttet som gjennomsnittlig lastkondisjon i rutestudiet er 133 tonn med antagelse om 50 prosent passasjerbelegg. Den økte vekten medfører 36 prosent høyere mekanisk effektforbruk (målt på propellaksel) i transitthastighet sammenlignet med et tilsvarende dieselalternativ. For elektrifisering av denne ruten er det svært viktig at en opererer etter en «stram» driftsprofil som gir lavest mulig energiforbruk. Det er tilgjengelig 20 minutter transitt målt fra fartøy fysisk forlater kai til det fysisk berører kai igjen. Det er lavest mulig transitthastighet som er viktigste parameter for å oppnå lavt energiforbruk. Det betyr at tid til manøvrering, sakte fart ut/inn av havn, akselerasjon og retardasjon må gjøres på kortest mulig tid (høyt effektforbruk i disse operasjonsmoder er underordnet). Basert på informasjon fra dagens drift og tilgjengelig erfaringsdata har vi basert oss på følgende driftsmønster.



Figur 5.2 Operasjonsprofil og antatt rutetabell, Hareid-Ålesund

En transitthastighet på 27 knop er lavere enn vi erfarte under befaring, men vi er likevel av den oppfatning at dette skal være mulig å oppnå med det foreslåtte løsningskissen og et mannskap som er innforstått med forutsetningene for slik batteridrift.

Generelt har vi lagt til grunn en sjømargin på 15 prosent på denne ruten, som kombinert med 50 prosent dødvekt gir en batteriutnyttelse (DoD - DoC) mellom 66 – 90 prosent, maks laderate på 1,6C og en maks forbruksrate på 0,9C. I figuren nedenfor er batteriutnyttelse vist for en slik lastkondisjon, og sammenlignet med en antatt situasjon for en uværtdag.

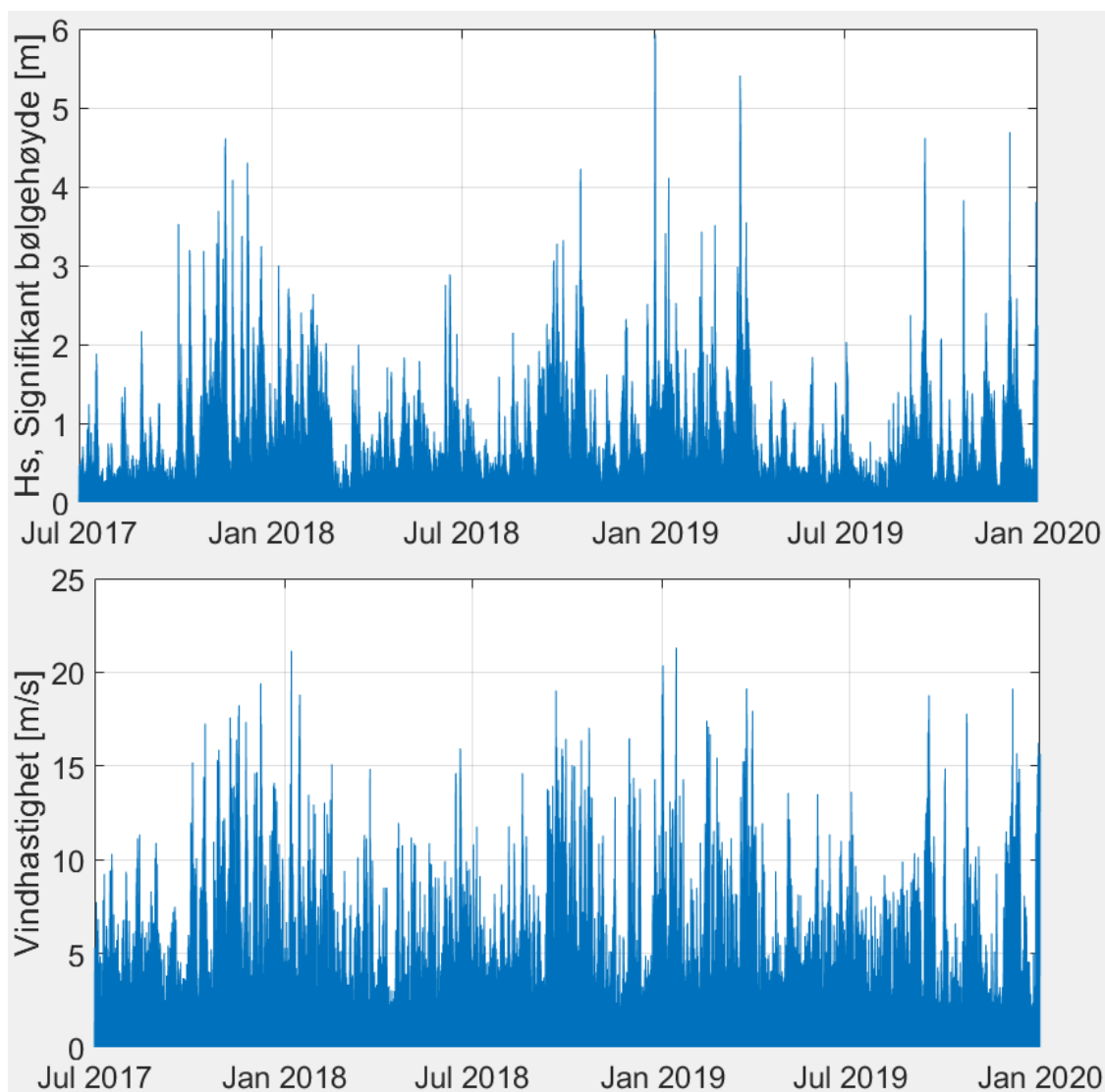


Figur 5.3 Batteriutnyttelse gjennomsnittlig og i ruskevær, Hareid-Ålesund

Simulering av en uværsdag er gjort for å sikre seg at batteridrift også er mulig under slike kondisjoner. Her har en antatt fullt belegg (300 passasjerer) og 30 prosent sjømargin en vei (motsjø/motvind) og 15 prosent sjømargin kombinert med 30 passasjerer på retur (i medsjø/medvind). Med forutsetning om begrensning i ladekapasitet på 6000 kW observerer en at batterikapasitet blir gradvis drenert gjennom morgenrushet, men at en klarer å bygge kapasiteten opp igjen gjennom redusert frekvens midt på dagen (medfører forsinket ankomst i denne perioden). Deretter gjentar samme mønster seg for ettermiddagsrushet. Alt i alt gir dette en økt utnyttelse av batteriet (DoD økt fra 66 til 40 prosent), men med forutsetning om at dette forekommer med relativt lav årlig frekvens kan slike effekter aksepteres uten stor innvirkning på batteriets levetid.

En detaljert kartlegging av statistisk variasjon i effektforbruk og batterikapasitet som følge av vind- bølge og strømforhold er utenfor omfanget av denne rapporten da det vil kreve detaljert fartøysdesign og utførelse av skipsmodellforsøk. Simuleringer av ruten tur-retur Hareid-Ålesund gjennom værstatistikk for årene 2017-2019 kan likevel gi et inntrykk av nødvendigheten for at dette blir vurdert godt i en anbudsfasen da ruten kan sies å være relativt værutsatt.

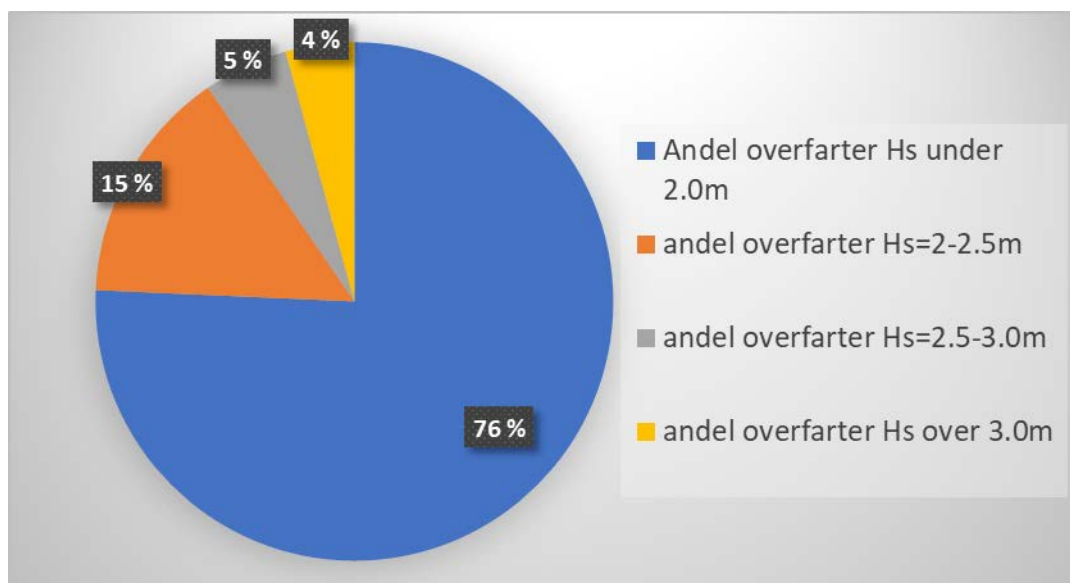
I disse simuleringene er ruten tur-retur Hareid-Ålesund gjennomført kontinuerlig i tidsrommet juli 2017 – januar 2020 med konstant fartøyshastighet 27 knop for å samle mest mulig statistikk på de gjeldende bølge- og vindforhold, basert på meteorologisk institutts modell WAM800 (**Error! Reference source not found.**).



Figur 5-4 Signifikant bølgehøyde (over) og vindhastighet (under) fra simuleringer av ruten Ålesund-Hareid fra juli 2017- januar 2020

Fra kartleggingsaktiviteten beskrevet i avsnitt **Error! Reference source not found.** har vi at dagens fartøy har en operasjonsbegrensning på 2,0 m signifikant bølgehøyde og må av hensyn til passasjerkomfort redusere hastigheten om sjøtilstand overgår dette. Fra analyser av simuleringene ser vi at overstigelse av en signifikant bølgehøyde på 2,0 m inntreffer ved ca. 25 prosent av overfartene⁴. Det er verdt å merke seg at komfortnivå om bord, samt økning av fremdriftseffekt som følge av sjøtilstand er avhengig ikke bare av bølgehøyde, men også bølgeperiode og bølgeretning relativt til fartøyet. Fartøyet som er skissert i dette løsningsforslaget er betydelig tyngre enn fartøyet som opererer ruten Ålesund-Valderøya-Hareid i dag, noe som bør tilsi økt passasjerkomfort (og dermed mindre behov for hastighetsreduksjon) gitt samme sjøtilstand.

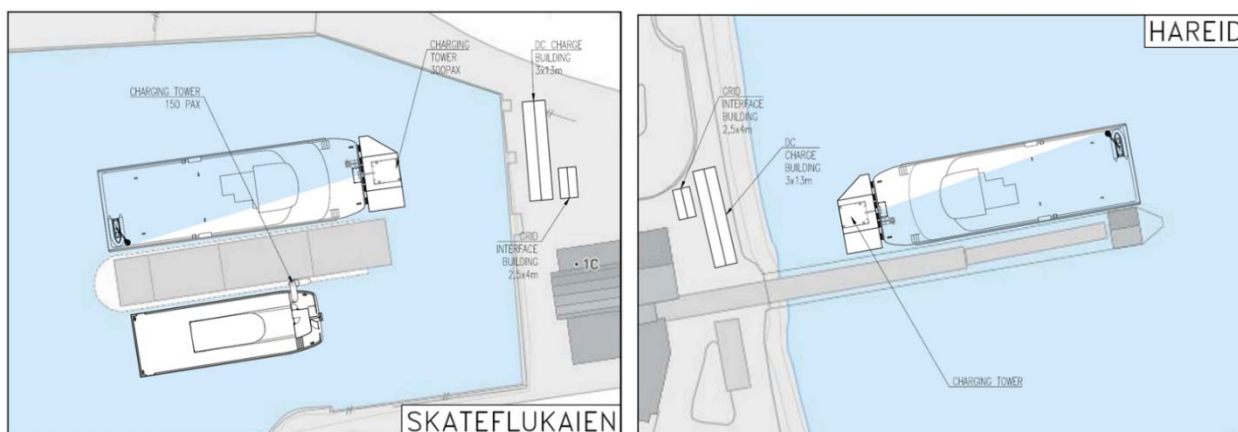
⁴ I disse simuleringene ble ruten kontinuerlig gjennomført uansett sjøforhold, så i disse 25 prosent inngår også overfarter som i praksis ville blitt innstilt.



Figur 5-5. Fordeling, andel overfarter der man på hele eller deler av overfarten opplever Hs mindre enn 2,0 m, mellom 2,0 og 2,5 m, mellom 2,5 og 3,0 m og over 3,0 m

Frekvensen av hendelser med signifikant bølgehøyde over 2,0 m er naturlig nok høyest i vinterhalvåret. Overfarter som ville blitt kansellert pga. værforhold er inkludert i oversikten i Figur 5-5.

En har basert seg på lading i hver havn ved bruk av ladetårn for automatisk hurtiglading (samme løsning som brukt for batteriferger – type Stemmann FerryCharger). Det synes mest naturlig å plassere ladeplugg i baug av fartøyet og selve ladetårnet på en uttrigger på hurtigbåtterminalene som vist nedenfor.



Figur 5.6 Forslag ladeinfrastrukturløsning, Hareid-Ålesund sambandet

I Ålesund må en slik uttrigger bygges på eksisterende flytekai, mens bunnfast konstruksjon er nødvendig på Hareid. Dersom redundans ønskes, kan det integreres ett ladetårn på hver side av pir/flytekai (ikke vist i figur). Et slikt ladetårn har kapasitet til å kompensere for tidevannsvariasjoner. Tilgjengelig nett er på 11kV AC og bygg som indikert på landsiden er nødvendig for nett-grensesnitt (nettselskap) og AC/DC omformer med mer (systemintegrator).

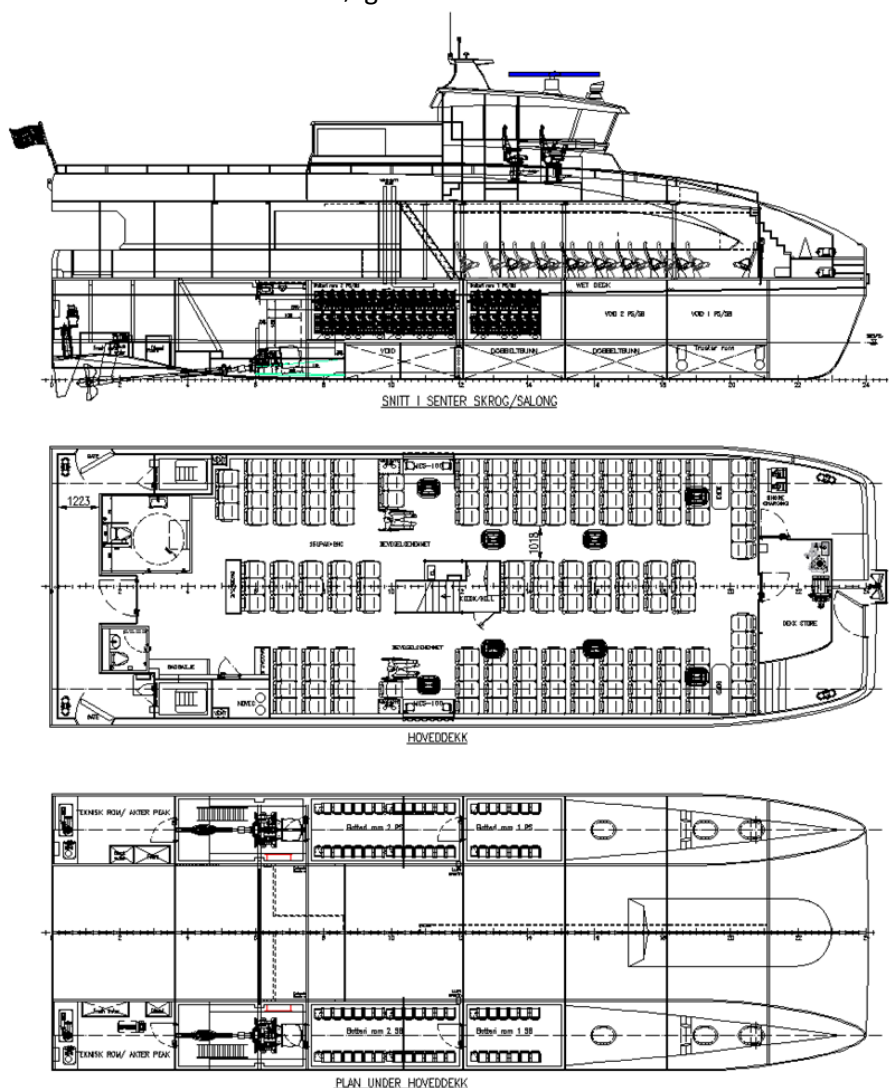
Maksimal DC kapasitet for slike ladetårn er 6000 kW (2 x 3000 kW) og normalt forbruk er i dette tilfellet beregnet til å ligge rundt 2 x 2750 kW. Etterladinger i dødprioder er aktuell i tillegg hovedlading ved hvert havneanløp. Fartøyet ligger for hvert anløp 10 minutter til kai og vi har antatt 1 minutt til på/avkopling og dermed 9 minutter effektiv ladetid. Det er antatt et energitap på 25 prosent fra nett til

propell som er varmetap gjennom omformere, batterier, transformatorer, frekvensomformere og motorer.

Løsning som skissert anser vi som gjennomførbar, men utfordrer dagens tilgjengelige teknologi til sine kapasitetsgrenser. Men løsningen er basert på kommersielt tilgjengelige produkter per dags dato og det kan forventes at gradvis forbedrede produkter vil kunne tilbys i tiden frem mot ny anbudsperiode. Ladeinfrastruktur på landsiden er betydelig og krever store inngrep i havnene. Ruten er «stram» og det kreves optimal energieffektivitet for hver tur som tas. Auto-crossing løsninger bør vurderes for å sikre energieffektiv repeterbarhet. Hurtig akselerasjon og retardasjon av fartøy er energieffektivt og lagt til grunn i denne studien. Dette kan øke behov for sikkerhetsprosedyrer om bord ala luftfart (f.eks. alle passasjerer sittende med sikkerhetsbelte på før avgang). Det er lagt opp til redusert frekvens på dag- og kveldstid som må forventes benyttet til å hente seg inn igjen i ruskevær og ved andre forstyrrelser i planlagt operasjon.

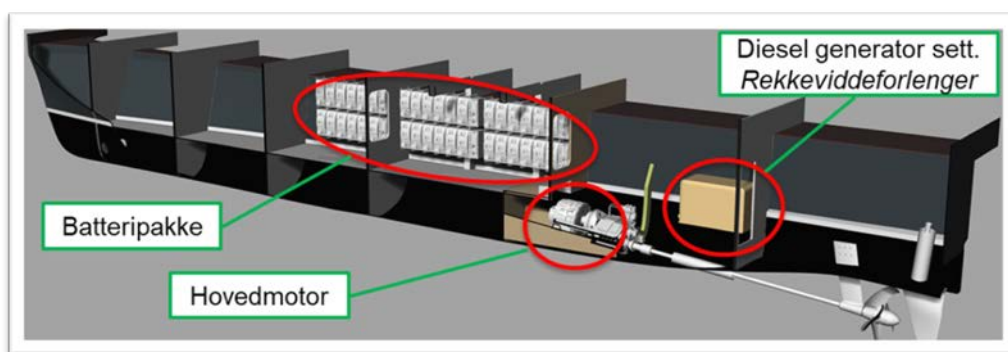
5.1.2 DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER FOR VALDERØY-ÅLESUND

Valderøy-Ålesund er den minst utfordrende ruten av de som er simulert og fartøyskonseptet vi har kommet frem til ser ut som følger.



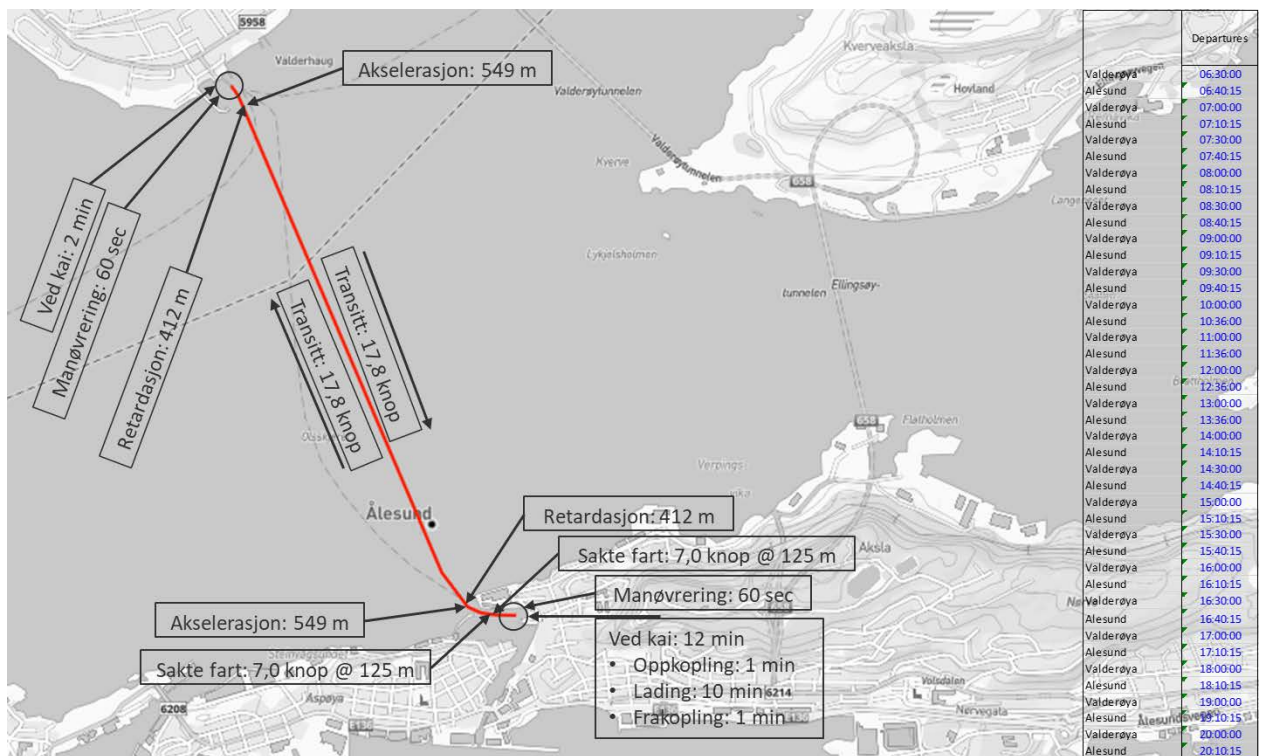
Figur 5.7 Løsningskisse, Valderøy-Ålesund

Skrogkonseptet er en 24 meter lang og 8,2 meter brei karbonkatamaran med vribar propellerløsning montert i propelltunneler i hvert skrog og en senterbaug fremme i våtdekket for å redusere bølgeslag. Fartøyet har en kapasitet på 150 passasjerer hvor hele salongen med fasiliteter er plassert på hoveddecksnivå. Fartøyet er lagt ut for en rutefart på 18 knop, og med to 500 kW elektriske fremdriftsmotorer har den kraftmargin for høyere fart eller opprettholdelse av fart i grov sjø men installert batterikapasitet fordrer at en ikke benytter slik kraftmargin mer enn absolutt strengt nødvendig. Det elektriske fremdriftskonseptet er basert på redundant likestrøms hovedanlegg (DC-grid løsning) med likestrøms lading rett på batteriene og frekvensomforming til tavler for 230V AC hotell- og hjelpesystem anlegg. For større forbrukere som fremdriftsmotorer og baugthrustere arrangeres egen omformer per enhet. De elektriske fremdriftsmotorene vil være av permanentmagnet (PM) type med turtallsregulering. Det velges motorer med relativt høyt turtall (typisk 2200 rpm) som monteres på reduksjonsgir mot propell da dette totalt sett gir lavest vekt (sammenlignet med lavturtalls motor uten reduksjonsgir). Det vurderes også å installere to relativt små og kompakte dieselgeneratorsett basert på PM generatorer og variabelt turtall (2 x 150 kW @ 1900 rpm) som kan lade batteriene og anvendes til redundansformål. Det er lagt til grunn batterier av type Corvus Dolphin Power med en totalt installert kapasitet på 450 kWh som plasseres under dekk i sideskrogene (halvparten i hver side). Ladekapasitet er begrenset oppad til 900 kW DC (ladetårn har kapasitet helt opp til 2400 kW).



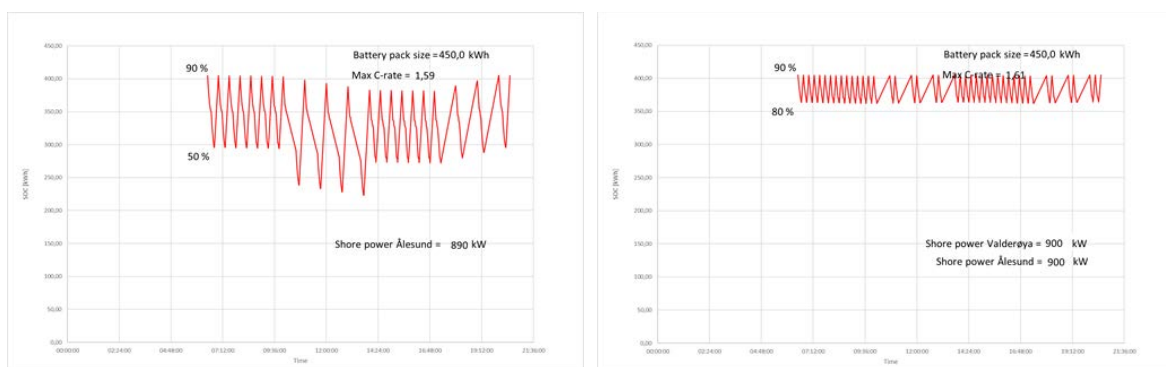
Figur 5.8 Batterielektrisk prinsipp, Valderøy-Ålesund

Det skisserte konseptet er estimert å ha en lettskipsvekt som er rundt 15 prosent høyere enn en tilsvarende dieselkatamaran, og deplasement benyttet som gjennomsnittlig kondisjon er basert på antagelse om 50 prosent passasjerbelegg. Den økte vekten medfører 7 prosent høyere mekanisk effektforbruk (målt på propellaksel) i transitthastighet sammenlignet med et tilsvarende dieselalternativ. For elektrifisering av denne ruten er det ikke like viktig som Hareid ruten at en opererer etter en «stram» driftsprofil, men dette er likevel å anbefale. Det er tilgjengelig 8 minutter transitte målt fra fartøy fysisk forlater kai til det fysisk berører kai igjen. I dette tilfellet legger en opp til minimal terminaltid på Valderøya for å maksimere tilgjengelig ladetid i Ålesund (kun lading i Ålesund). Basert på informasjon fra dagens drift og tilgjengelig erfaringsdata har vi basert oss på følgende driftsmønster.



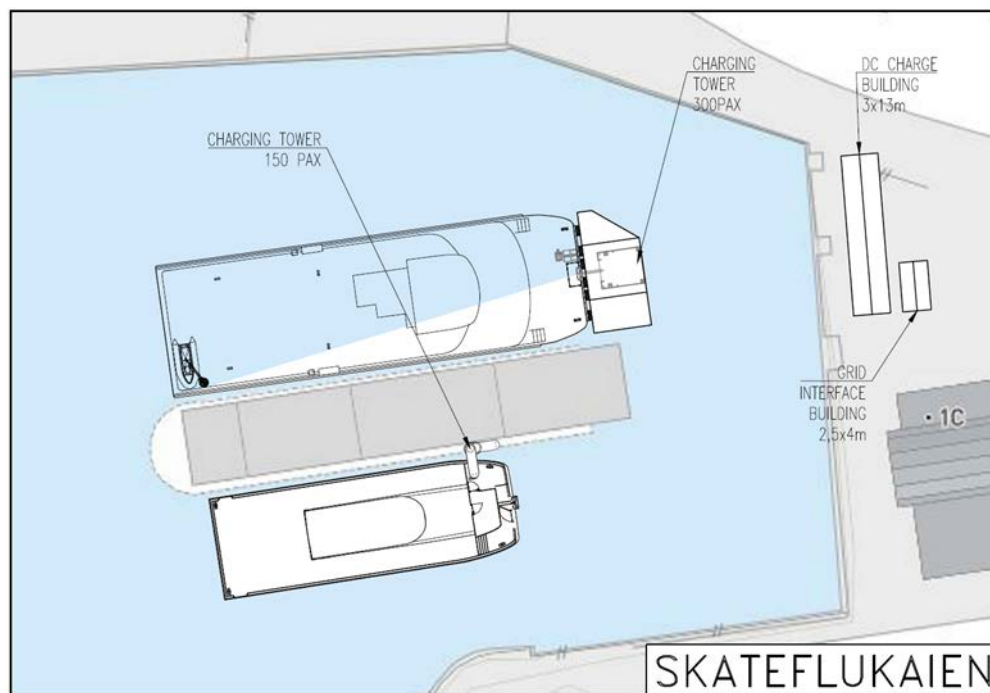
Figur 5.9 Operasjonsprofil og antatt rutetabell, Valderøy-Ålesund

Generelt har vi lagt til grunn en sjømargin på 5 prosent på denne ruten, som kombinert med 50 prosent dødvekt gir en batteriutnyttelse (DoD - DoC) mellom 50 – 90 prosent, maks laderate på 1,6C og en maks forbruksrate på 1,7C. I figuren nedenfor er batteriutnyttelse vist for en slik kondisjon og lading kun i Ålesund, og sammenlignet med en alternativ situasjon med lading i begge ender (7 minutter terminaltid i hver ende).



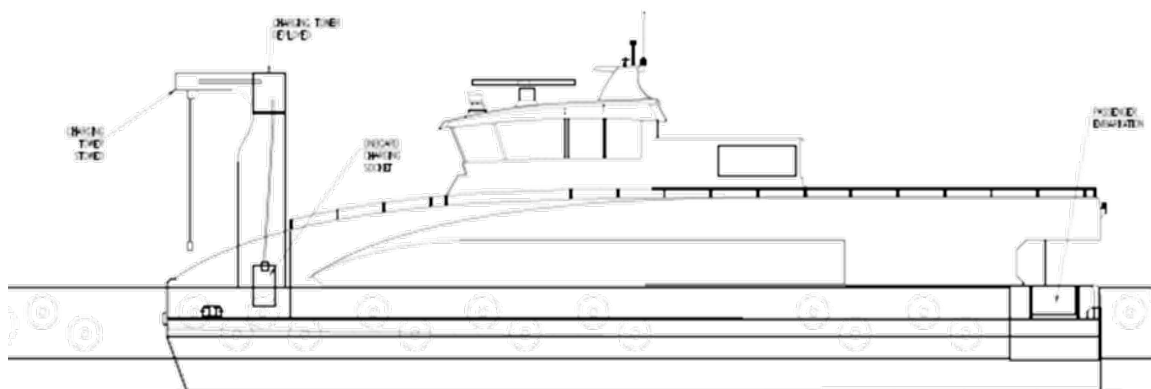
Figur 5.10 Batteriutnyttelse gjennomsnittlig med en eller to ladestasjoner, Valderøy-Ålesund

En har basert seg på lading kun i en havn ved bruk av semi-manuelt ladetårn hvor en dobbel plugg må styres ned i kontakt av mannskap (samme løsning som brukt for mindre batteriferger). Det synes mest naturlig å plassere ladeplugg på siden i baug av fartøyet hvor plugg kan svinges ut ved bruk av fjernkontroll og selve ladetårnet montert på hurtigbåtterminalen som vist nedenfor.



Figur 5.11 Forslag ladeinfrastrukturløsning, Valderøy-Ålesund sambandet

I Ålesund kan et slikt ladetårn bygges på eksisterende flytekai. Tilgjengelig nett er på 11kV AC og bygg som indikert på landsiden er tenkt felles med forsyning til Hareid ruta.



Figur 5.12 Forslag semi-manuelt ladetårn, Valderøy-Ålesund sambandet

Maksimal DC kapasitet for slike ladetårn er 2400 kW (2 x 1200 kW) og normalt forbruk er i dette tilfellet beregnet til å ligge rundt 2 x 500 kW. Etterladinger i dødperioder er aktuell i tillegg hovedlading ved hvert havneanløp. Fartøyet ligger for hvert anløp i Ålesund 12 minutter til kai og vi har antatt 2 minutter til på/avkopling og dermed 10 minutter effektiv ladetid. Det er antatt et energitap på 25 prosent fra nett til propell som er varmetap gjennom omformere, batterier, transformatorer, frekvensomformere og motorer.

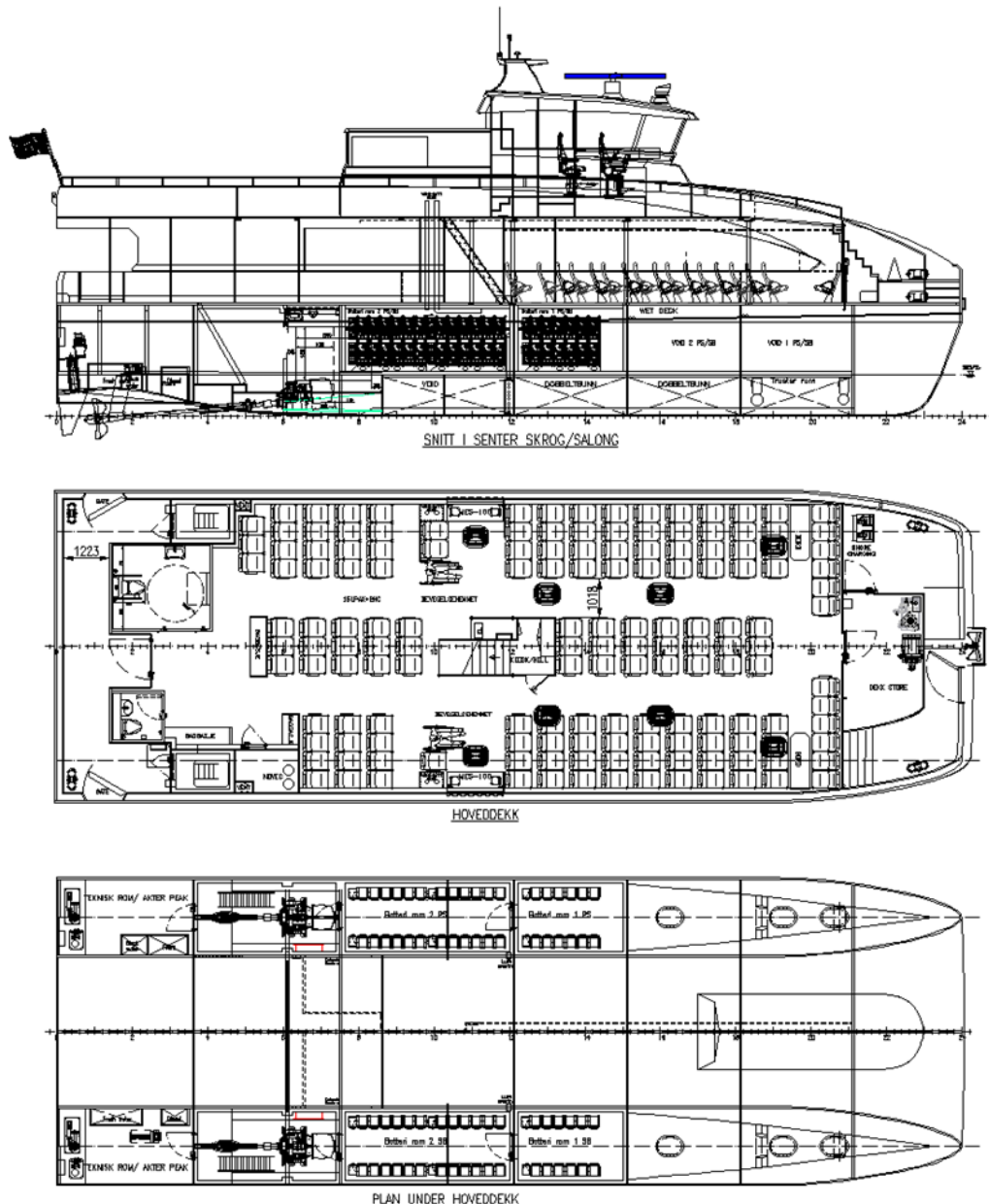
Løsning som skissert anser vi som gjennomførbar og utfordrer egentlig ikke dagens tilgjengelige teknologi. Løsningen er basert på kommersielt tilgjengelige produkter per dags dato som i denne størrelse er relativt kompakte. Relativt sett er dette en langt mer kostnadseffektiv løsning enn det en ser som nødvendig på Hareid ruta. Det er ingen behov for å endre kaigrensesnitt for fartøyet og foreslått ladetårn er kompakt og krever et lite fotavtrykk. Det er mulig å vurdere lading i begge havner som en redundans, og ladekapasitet på Valderøya trenger ikke å være 100 prosent (alt hjelper). Men normal bruk vil ideelt sett være kun lading i Ålesund da dette også er mest energieffektive operasjonsmønster.



Fartøyene på Valderøy og Langevågen rutene vil kunne være identiske og derfor kunne rulleres seg imellom.

5.1.3 DETALJERT RUTESTUDIE OG LØSNINGSSKISSER FOR LANGEVÅGEN-ÅLESUND

Langevåg-Ålesund er en lite utfordrende rute å elektrifisere og fartøyskonseptet vi har kommet frem til er identisk med det for Valderøy ruta og ser ut som følger.

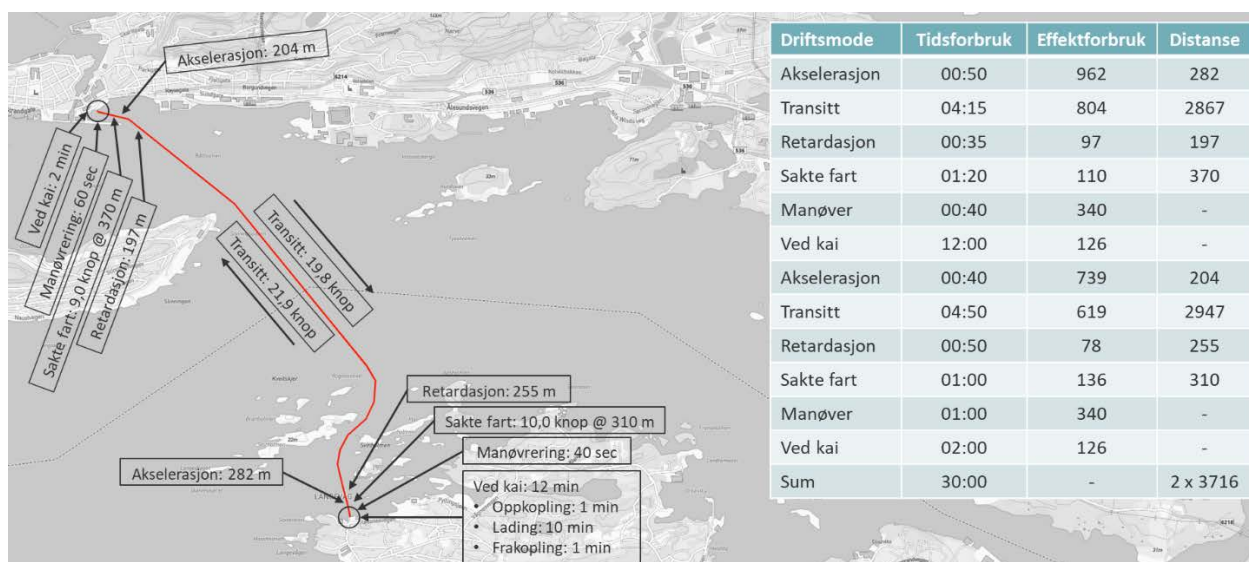


Figur 5.13 Løsningskisse, Langevågen-Ålesund

Skrogkonseptet er en 24 meter lang og 8,2 meter brei karbonkatamaran med vridbar propelløsning montert i propelltunneler i hvert skrog og en senterbaug fremme i våtdekket for å redusere bølgeslag. Fartøyet har en kapasitet på 150 passasjerer hvor hele salongen med fasiliteter er plassert på hoveddekknivå. Fartøyet er lagt ut for en rutefart på 19 - 22 knop, og med to 500 kW elektriske fremdriftsmotorer har den kraftmargin for høyere fart eller opprettholdelse av fart i grov sjø men installert batterikapasitet fordrer at en ikke benytter slik kraftmargin mer enn absolutt strengt nødvendig. Det elektriske fremdriftskonseptet er basert på redundant likestrøms hovedanlegg (DC-grid løsning) med likestrøms lading rett på batteriene og frekvensomforming til tavler for 230V AC hotell- og hjelpesystem anlegg. For større forbrukere som fremdriftsmotorer og baugthrustere arrangeres egen omformer per enhet. De elektriske fremdriftsmotorene vil være av permanentmagnet (PM) type med

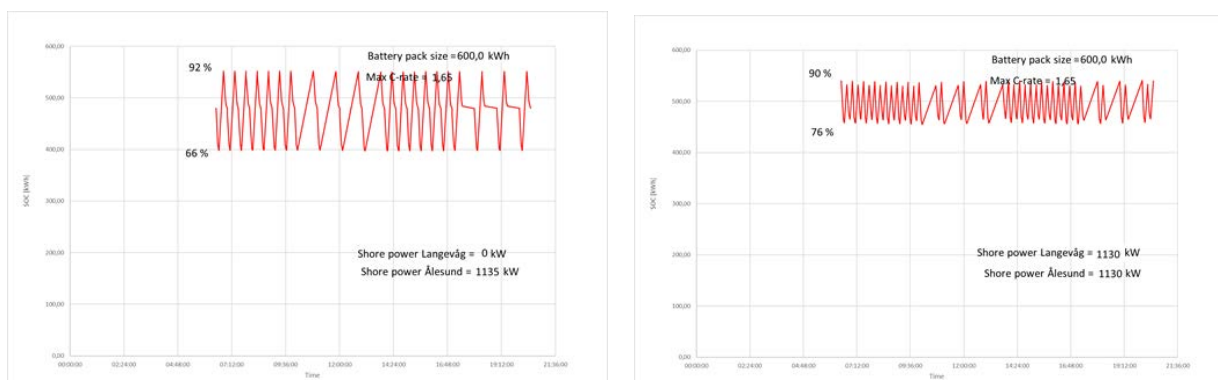
turtallsregulering. Det velges motorer med relativt høyt turtall (typisk 2200 rpm) som monteres på reduksjonsgir mot propell da dette totalt sett gir lavest vekt (sammenlignet med lavturtalls motor uten reduksjonsgir). Det vurderes også å installere to relativt små og kompakte dieselgeneratorsett basert på PM generatorer og variabelt turtall (2 x 150 kW @ 1900 rpm) som kan lade batteriene og anvendes til redundansformål. Det er lagt til grunn batterier av type Corvus Dolphin Power med en totalt installert kapasitet på 600 kWh som plasseres under dekk i sideskrogene (halvparten i hver side). Ladekapasitet er begrenset oppad til 1150 kW DC (ladetårn har kapasitet helt opp til 2400 kW).

Det skisserte konseptet er estimert å ha en lettskipsvekt som er rundt 20 prosent høyere enn en tilsvarende dieselkatamaran, og deplasement benyttet som gjennomsnittlig kondisjon er basert på antagelse om 50 prosent passasjerbelegg. Den økte vekten medfører 8 - 12 prosent høyere mekanisk effektforbruk (målt på propellaksel) i transitthastighet sammenlignet med et tilsvarende dieselalternativ. For elektrifisering av denne ruten er det ikke like viktig som Hareid ruten at en opererer etter en «stram» driftsprofil, men dette er likevel å anbefale. Det er tilgjengelig 8 minutter transitt målt fra fartøy fysisk forlater kai til det fysisk berører kai igjen. I dette tilfellet kan en legge en opp til minimal terminaltid i Ålesund for å maksimere tilgjengelig ladetid i Langevågen (dersom kun lading i Langevågen). Basert på informasjon fra dagens drift og tilgjengelig erfaringsdata har vi basert oss på følgende driftsmønster.



Figur 5.14 Operasjonsprofil og driftsprofil, Langevågen-Ålesund

Generelt har vi lagt til grunn en sjømargin på 5 prosent på denne ruten, som kombinert med 50 prosent dødvekt gir en batteriutnyttelse (DoD - DoC) mellom 66 – 92 prosent, maks laderate på 1,6C og en maks forbruksrate på 1,7C. I figuren nedenfor er batteriutnyttelse vist for en slik kondisjon og lading kun i Langevågen, og sammenlignet med en alternativ situasjon med lading i begge ender (7 minutter terminaltid i hver ende).



Figur 5.15 Batteriutnyttelse gjennomsnittlig med en eller to ladestasjoner, Langevågen-Ålesund

En har basert seg på lading ved bruk av semi-manuelt ladetårn hvor en dobbel plugg må styres ned i kontakt av mannskap (samme løsning som brukt for mindre batteriferger). Det synes mest naturlig å plassere ladeplugg på siden i baug av fartøyet hvor plugg kan svinges ut ved bruk av fjernkontroll og selve ladetårnet montert på hurtigbåtkaiene som vist nedenfor.



Figur 5.16 Forslag ladeinfrastruktur-løsning, Langevågen-Ålesund sambandet

Tilgjengelig nett er på 690V AC og nødvendige bygg er som indikert på landsiden.

Maksimal DC kapasitet for slike ladetårn er 2400 kW (2 x 1200 kW) og normalt forbruk er i dette tilfellet beregnet til å ligge rundt 2 x 530 kW. Etterladinger i dødperioder er aktuell i tillegg hovedlading ved hvert havneanløp. Fartøyet ligger for hvert ladeanløp 12 minutter til kai (ved lading kun på en av kaiene) og vi har antatt 2 minutter til på/avkopling og dermed 10 minutter effektiv ladetid. Det er antatt et energitap på 25 prosent fra nett til propell som er varmetap gjennom omformere, batterier, transformatorer, frekvensomformere og motorer.

Løsning som skissert anser vi som gjennomførbar og utfordrer egentlig ikke dagens tilgjengelige teknologi. Løsningen er basert på kommersielt tilgjengelige produkter per dags dato som i denne størrelse er relativt kompakte. Relativt sett er dette en langt mer kostnadseffektiv løsning enn det en ser som nødvendig på Hareid ruta. Det er ingen behov for å endre kaigrensesnitt for fartøyet og foreslått ladetårn er kompakt og krever et lite fotavtrykk. Det er mulig å vurdere lading i begge havner som en redundans. Men normal bruk vil ideelt sett være kun lading i en ende da dette også er mest energieffektive operasjonsmønster. Fartøyene på Valderøy og Langevågen rutene vil kunne være identiske og derfor kunne rulleres seg imellom.

5.2 TOTALKOSTNADEESTIMAT

Dette delkapitlet dekker estimatene for totale årlige kostnader for ulike løsninger der rutene betjenes av batterielektriske fartøy. Årlige kostnader for totalløsninger basert på batterielektrisk drift og en sammenligning med konvensjonell løsning er vist i Figur 5.15. Forutsetninger for kostnadsberegningene for batterielektrisk drift omtales i 6.2.2-6.2.6. Se Appendix C for en fullstendig oversikt over verdiene som er benyttet i beregningene.

5.2.1 ÅRLIG KOSTNAD FOR NULLUTSLIPPSLØSNING SAMMENLIGNET MED MGO-LØSNING

Totalt vil fartøy, elektrisk energi, utstyr og tilpasninger på kai ha årlige kostnader i 10 år som vist i Tabell 11 på de tre rutene ved batterielektrisk drift. Å øke fra én til to ladere på de to korte rutene vil øke kostnadene med 0,6-0,7 MNOK per år. Investeringskostnader utgjør størstedelen av utgiftene på alle tre ruter.

Tabell 11: Antall ladere og årlige kostnader (MNOK) på de tre rutene ved batterielektrisk drift.

Rute	Ladere	Drifts- kostnader	Investerings- kostnader	Totale kostnader
Langevågen	1	0,9	4,1	5,0
– Ålesund	2	1,2	4,4	5,6
Hareid – Ålesund	2	6,3	11,0	17,2
Valderøya	1	0,7	4,1	4,8
– Ålesund	2	1,0	4,4	5,5

I likhet med kostnadsestimatene presentert i Kapittel 4.6 inkluderer kostnadsestimatene alle kostnader for å kunne forsyne fartøyet med elektrisitet, investeringskostnaden for selve fartøyet og eventuelle merkostnader sammenlignet med konvensjonell drift. Kostnadsberegningene inkluderer elementene listet opp i tabellen under.

Tabell 12: Elementer i kostnadsberegningene

Kategori	Driftskostnader (OPEX)	Investeringskostnader (CAPEX)
Elektrisitet (drivstoff)	Strømkostnader, inkl. kraftpris, nettleie og avgifter	Anleggsbidrag
Ladeløsning	Drifts- og vedlikeholdskostnader for ladeløsning	Lader med tilhørende konstruksjoner og grunnarbeid
Fartøy		Fartøy Batterier på fartøy

Kostnader som ikke nevnes i tabellen er enten kostnader som ikke avviker fra tilsvarende kostnader ved konvensjonell drift eller kostnader som er ukjente. Eksempler på kostnader som er ukjente, og dermed ikke tas hensyn til i estimatene, er kostnader for kaiombygging for å muliggjøre lading, tilpasning av kai til ny båttype og rute i Ålesund og økte bemanningskostnader fordi én av rutene må betjenes av to fartøy der konvensjonell løsning kan betjenes av ett fartøy. Slike ukjente kostnader er også listet opp i Tabell 13 under.

For å kunne sammenligne batterielektrisk drift med konvensjonell drift må vi sammenligne årlige kostnader for totalløsningen, dvs. tre batterielektriske hurtigbåter mot to hurtigbåter som drives av marin dieselolje. Med tre ruter som skal betjenes og muligheten til å ha enten én eller to ladere på to av

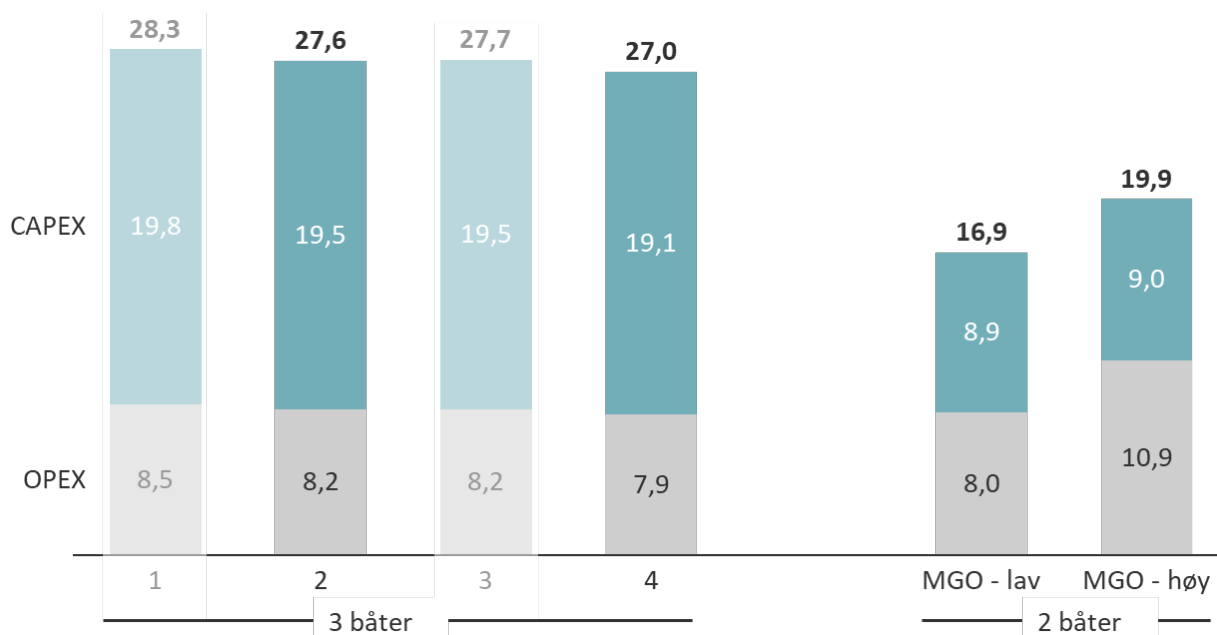
rutene får vi disse fire alternativene for batterielektrisk drift (alle alternativ har to ladere for Hareid – Ålesund):

1. Ladere i begge ender på både Langevågen – Ålesund og Valderøya – Ålesund
2. Ladere i begge ender på Langevågen – Ålesund og i én ende på Valderøya – Ålesund
3. Lader i én ende på Langevågen – Ålesund og i begge ender på Valderøya – Ålesund
4. Lader i én ende på både Langevågen – Ålesund og Valderøya – Ålesund

Disse alternativene sammenlignes med MGO-løsningene som gir lavest og høyest kostnad:

- *MGO – lav*: Alternativet med lavest kostnad. Foil assist-fartøy på Ålesund – Langevågen og hydrofoilfartøy på Ålesund – Hareid – Valderøya
- *MGO – høy*: Alternativet med høyest kostnad. Hydrofoilfartøy på Ålesund-Langevågen og katamaran på Ålesund – Hareid – Valderøya

Årlige kostnader for totalløsningene basert på batterielektrisk drift og MGO er vist i Figur 5-17. Merkostnader tilknyttet større personellbehov og tilpasninger av kaier er ikke inkludert i estimatene. Ekstrakostnadene til personell på et tredje fartøy er ukjente, og følgelig ikke inkludert i estimatene. Vi tror at ekstrakostnadene til personell på et tredje fartøy kan utgjøre i størrelsesorden 5 MNOK i året, dette er ikke inkludert i sammenligningen under og må vurderes som en separat tilleggs-kostnad som Fylkeskommunen må ta hensyn til i det videre arbeidet. Ekstra fartøy, kapitalkostnader for fartøy og lading, driftskostnader for elektrisk energi og vedlikehold av ladere bidrar til at batterielektrisk drift vil koste minst 7 MNOK, mer i året enn det en konvensjonell løsning vil koste. Videre er det uvisst om alternativ 1 og 3 kan realiseres, ettersom de legger opp til lading på Valderøya, der nettkapasiteten er begrenset. Anslaget for anleggsbidrag på Valderøya er usikkert og kan bli høyere enn det vi har lagt til grunn her.



Figur 5.17 Sammenligning av totale årlige kostnader i 10 år på alle ruter ved batterielektrisk drift (1-4) og konvensjonell drift (MGO – lav, MGO – høy)

Tabell 12 viser en vurdering av usikkerheten til de ulike delene av kostnadsestimatene. Noen estimater er basert på tall fra leverandører eller eksperter og regnes som gode (grønne). Andre estimater baseres

på erfaringstall, kostnadsstudier eller hviler på antagelser som gjør at de regnes som middels usikre (gule). Til slutt er det kostnader som er grove anslag (røde). Vi har også listet opp noen kostnader som er sannsynlige, men ikke tatt med i vurderingen (blanke).

Tabell 13: Vurdering av usikkerheten til de ulike kostnadskategoriene

Kostnadskategori	Vurdering	
Kraftpris	Beste mulige estimat	
Nettleie	Sikkert anslag, gjeldende tariffer	
Anleggsbidrag	Beste mulige anslag, forespurt fra Mørenett	
Ladere, investeringskostnad	Beste mulige anslag, men usikker levetid	
Ladere, D&V-kostnader	Rimelig anslag, basert på kostnadsstudie for lignende prosjekt (Rambøll, 2019)	
Fartøy og batteri	Rimelig anslag, erfaringstall	
Grunnarbeid, installasjon og tilleggskonstruksjoner til lader	Usikkert anslag da grunnforhold kan variere	
Kaiombygging for å muliggjøre lading	Kostnader ikke vurdert og vil måtte estimeres gjennom eget studie etter design og prosjektering	
Tilpasning av kai til ny båttype, og ny rute i Ålesund	Kostnader ikke vurdert og vil måtte estimeres gjennom eget studie etter design og prosjektering	
Økte bemanningskostnader ved en ny rute (Ålesund-Valderøya)	Ikke vurdert og ikke tatt med i sammenligningene, økt kostnad kan være i størrelsesorden 5 MNOK per år	

5.2.2 BATTERIELEKTRISK DRIFT KREVER TRE FARTØY PÅ ÅLESUND – HAREID – VALDERØYA, MOT TO I DAG

Å opprettholde dagens rutetilbud vil kreve tre batterielektriske fartøy der gjeldende løsning benytter to fartøy.

Rutestudiene har vist at det ikke vil være mulig å drifte ruten Ålesund – Hareid – Valderøya med ett batterielektrisk fartøy. Derfor har vi i stedet sett på en løsning med tre batterielektriske fartøy på tre ruter: Hareid – Ålesund, Valderøya – Ålesund og Langevågen – Ålesund. Batterielektrisk drift på disse tre rutene sammenlignes videre med to fartøy drevet av marin dieselolje på rutene Ålesund – Hareid – Valderøya og Langevågen – Ålesund.

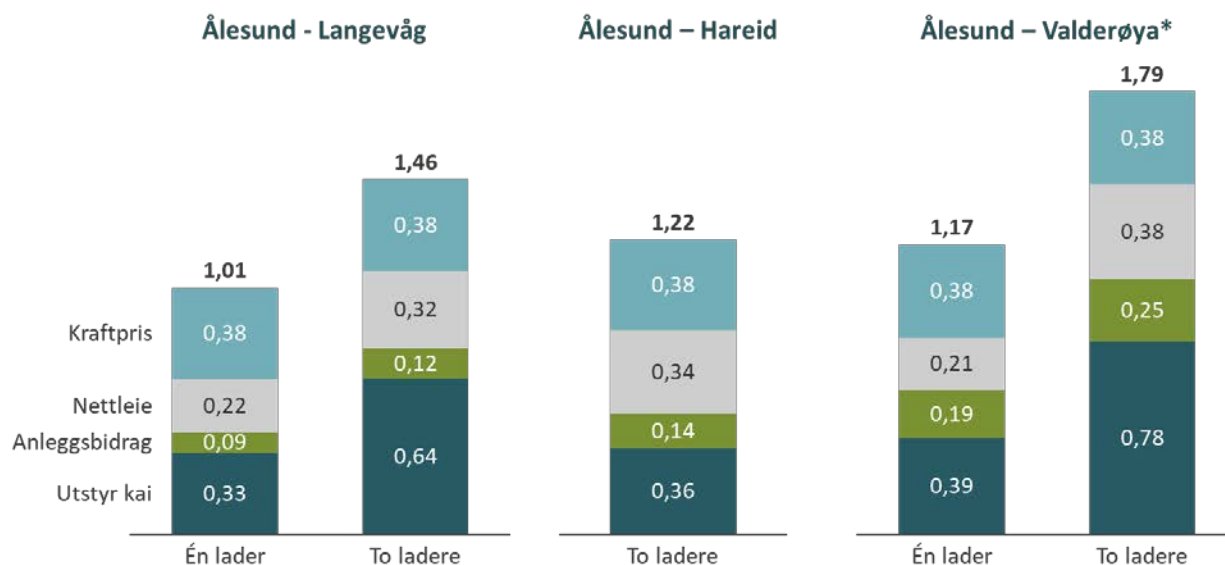
Batterielektrisk drift øker investeringskostnadene for fartøyene, både fordi løsningen krever flere fartøy og fordi fartøyene koster mer. Tabell 13 viser estimerte investeringskostnader for ulike ruter, fremdriftsløsninger og fartøytyper. Batterielektrisk drift på rutene Valderøya – Ålesund og Langevågen – Ålesund kan gjennomføres med to identiske fartøy.

Tabell 14: Totale investeringskostnader (MNOK) for batterielektriske fartøy og fartøy drevet med marin dieselloleje på de ulike rutene

Teknologi	Fartøytype	Hareid – Ålesund	Valderøya – Ålesund	Langevågen - Ålesund	Ålesund – Hareid – Valderøya
Batterielektrisk	Katamaran	139	69	69	-
	Katamaran	-	-	55	85
Marin dieselloleje	Hydrofoil	-	-	95	123
	Foil assist	-	-	52	87

5.2.3 FOR LANGEVÅGEN – ÅLESUND OG VALDERØYA – ÅLESUND HAR VI VURDERT LADER PÅ EN ELLER BEGGE SIDER

På rutene Langevågen – Ålesund og Valderøya – Ålesund har vi sett på løsninger med lader på én eller begge sider, mens Hareid – Ålesund kun er vurdert med ladere på begge sider. For disse løsningene varierer kostnaden for levert elektrisk energi til hurtigbåtene mellom 1,0 og 1,8 NOK/kWh. Denne kostnaden inkluderer kraftpris, nettleie, anleggsbidrag og utstyr på kai. Nettleie, anleggsbidrag og utstyr på kai varierer med antall ladesteder og effektbehov, og disse faktorene forklarer mye av variasjonen. Figur 5-17 viser kostnader for levert elektrisk energi på de ulike rutene.



Figur 5.18 Kostnad for elektrisk energi levert til fartøy (NOK/kWh) på de tre rutene. *Anleggsbidrag for Valderøya er gitt med en effekt på 500 kW, noe som er lavere enn estimert effektbehov fra rutestudien

5.2.4 FORUTSETNINGER FOR LADELØSNINGER

Batterielektrisk drift vil kreve ladere og tilpasninger på kaiene som representerer ekstrakostnader sammenlignet med konvensjonell drift. For det største fartøyet på Hareid – Ålesund-sambandet har vi sett på en løsning med automatisk oppkobling basert på hurtiglader av typen Stemann eller lignende. Slike ladetårn har en estimert kostnad på 15 MNOK per stykk. Vi antar videre at grunnarbeid, installasjon og tilleggskonstruksjoner koster 2,5 MNOK per hurtiglader. I tillegg til investeringskostnadene forutsetter vi at vi for hvert ladested får årlige drifts- og vedlikeholdskostnader tilsvarende 3 prosent av investeringskostnaden for selve laderen.

For de to mindre fartøyene vurderer vi en ladeløsning med manuell oppkobling til ladetårn av typen Hjellestad eller lignende. Slike ladere er rimeligere, og har estimerte kostnader på 5,0 MNOK per stykk for Langevågen – Ålesund og 4,7 MNOK per stykk for Valderøya – Ålesund. På disse sambandene forutsetter vi at ekstra investeringskostnader ligger på 1,0 MNOK per hurtiglader, mens drifts- og vedlikeholdskostnader ligger på 2,5 prosent av investeringskostnadene for selve laderne. Kaiene på Hareid – Valderøya-ruten vil trolig kreve ombygging for å muliggjøre automatisk oppkobling til hurtigladerne. Vi har ikke inkludert slike ombyggingskostnader i våre estimater. Vi forutsetter også at ladeløsningene inkluderer likerettere slik at AC/DC-konvertering ikke vil føre til ekstrakostnader.

5.2.5 FORUTSETNINGER FOR NETTKOSTNADER

Nettleien hos Mørenett avhenger av spenningen på tilknytningen og består av tre deler:

- et fastledd som er en årlig kostnad uavhengig av forbruk
- et energiledd som er en kostnad per kWh som er hentet fra nettet
- et effektledd som er kostnaden for nettkapasiteten (eller effekten) man bruker per måned

Tabell 15: Oversikt over Mørenett sin nettleie i 2021. Kilde: Mørenett (2021)

Spenning snivå	Type tilknytning	Fastledd NOK per år	Energiledd Øre per kWh		Effektledd NOK per kW per måned		Avgifter
			Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	
Høyspent	Prioritert tilknytning	20 000	2,90	4,60	18	44	Enova avgift: 800 NOK per år Elavgift for skip i næring: 0,0546 øre per kWh
	Fleksibel tilknytning	20 000	2,90	4,60	10	24	
Lavspent	Prioritert tilknytning	8 000	3,30	5,20	18	44	
	Fleksibel tilknytning	8 000	3,30	5,20	7	16	
Reaktivt forbruk	Reaktivt forbruk er magnetiseringsenergi generert av f. eks roterende komponenter. Dette er energi som ikke kan brukes til å utføre arbeid, men som tar opp plass i kraftnettet og fører til større energitap. Reaktivt forbruk er en del av nettleia dersom denne utgjør over 50 % av det aktive forbruket ($\tan \phi \geq 0,5$). Prisen for reaktivt forbruk er 12 øre per kVArh.						

Dersom man kan godta å bli koblet fra nettet i perioder når nettkapasiteten er anstrengt eller ved feil i nettet, kan man velge en fleksibel tilknytning og få en stor rabatt på effektleddet i nettleien. Vi har lagt til grunn prioritert tilknytning siden hurtigbåtene er en samfunnskritisk transporttjeneste som ikke kan slutte å gå ved utfordringer i strømmettet.

Mørenett har kommet med følgende kostnadsestimat for anleggsbidragene – estimatene forutsetter at kapasiteten bestilles raskt.

Tabell 16: Oversikt over forutsetninger og anleggsbidrag per kai

Forutsetninger:

- Lineær inn- og utkobling av last, maksimal lastendring 0,2 MW/s
- Lasten har reaktiv tilbakemating
- Det er beregnet på dagens nett med dagens forbruk og belastning i området, det kommer endringer
- For hurtigbåt Ålesund – Hareid – Valderøya, levering 11 kV
- For «Langevågsbåten, levering 690 V
- Kostnadene er et uforpliktende estimat
- Det er ikke gjort avklaringer på grensesnitt mellom nettselskap og ladeanlegg, tilgang til grunn på kai, plassering av trafo osv. Dette vil også påvirke kostnadene for nett.

Hareid – Ålesund
Hareid: 13 MNOK
Ålesund: 8 MNOK
Totalt: 21 MNOK

Ålesund - Valderøya
Ålesund: 4 MNOK
Totalt: 4 MNOK

Ålesund - Langevåg
Ålesund: 1 MNOK
Langevåg: 2,2 MNOK
Totalt: 3,2 MNOK

Totalt: 28,2 MNOK

Per nå er det også mulig med noe lading på Valderøya. Et uttak på 500 kW er estimert til 1,2 MNOK, men hvor lenge dette er tilgjengelig er svært usikkert.

5.2.6 GENERELLE FORUTSETNINGER

Utover forutsetningene i delkapitlene over, legger vi til grunn følgende overordnede forutsetninger ved beregning av totale kostnader:

- Alle kostnadstall og priser rapporteres som reelle verdier på dagens nivå. For eldre kilder regnes verdier om til dagens nivå gitt årlig inflasjon på to prosent.
- Typisk årlig kostnad defineres som summen av driftskostnader og årlige avskrivninger. Kostnadene dekker i hovedsak elementer som er ulike på tvers av teknologier. De tar heller ikke høyde for kostnadselementer som er ukjente eller som ikke enkelt lar seg estimere. Dermed vil kostnadselementer som marginen operatør tar, mannskapskostnader o.l. ekskluderes.
- Årlig investeringskostnad beregnes ved å dele total investeringskostnad på avskrivningstiden. Alle investeringer avskrives over 20 år bortsett fra batterier, som avskrives over 10 år. Dette vil si at en investering avskrives lineært over investeringens økonomiske levetid med like store beløp hvert år.
- Det er lagt til grunn at hvert fartøy har 300 normale driftsdøgn i året
- Alle kostnader er ex. MVA

5.3 USIKKERHETSVURDERING

5.3.1 USIKKERHET ANLEGGSBIDRAG FOR Å FÅ STRØM FREM TIL KAI

Kostnadene er et uforpliktende estimat

- Det er usikkerhet knyttet til kostnadene - Kostnadene for kabellegging i Ålesund er de mest usikre.
- Grensesnitt med ladeanlegg, tilgang til areal, bygg osv. på kai er ikke avklart. Dette må avklares før endelig kostnad kan beregnes.
- Kostnadene er gitt av dagens tilgang på kapasitet – det er per i dag tilgjengelig kapasitet til alle uttakene (også noe på Valderøya). Dette kan endre seg raskt med dagens etterspørselsvekst og kapasiteten må bestilles så raskt som mulig for at være sikker på at kapasiteten er der i 2025. Dersom man ikke bestiller kapasitet raskt, er kostnadsestimatene enda mer usikre siden behovet for nettinvesteringer kan øke.

Tidsrisiko

Kapasiteten er tilgjengelig i dag. Dersom den ikke bestilles raskt kan man komme i den situasjonen at det ikke lengre er tilgjengelig kapasitet. Da må det bygges nytt og dette kan ta lang tid og koste mer.

Avbøtende tiltak:

- Gå i dialog med Mørenett når anbudene utarbeides for å diskutere detaljene rundt estimatet og hva som påvirker dem + avklaringer på grensesnitt med ladeanlegg, forhold på fergekai osv. slik at endelige kostnadsberegninger reflekterer det som skal bygges
- Avklare grunneierforhold på kai, hvem som må gi tillatelse, og hvor nettstasjoner bør plasseres.
- Avklare tekniske forutsetninger for nivået på anleggsbidraget slik at de viktige punktene kan inkluderes i anbudet for lading.
- Definere grensesnittene mellom nettselskap og ladeanlegg før anbudet settes ut.
- Bestille nettkapasitet før anbudene settes ut, ellers blir risikoen svært høy og det er ingen garanti for at nett til lading kan være på plass til 2025

5.3.2 DRIFTSKOSTNADER (STRØMPRISVARIASJONER)

5.3.2.1 KRAFTPRIS:

- Kraftprisen vil variere frem til oppstart av ny anbudsperiode og gjennom anbudsperioden
- Usikkerhet rundt kraftprisutvikling kan medføre at operatør som gir tilbud «sikrer seg» med å legge inn et risikotillegg i sitt tilbud
- Det er naturlig at operatør tar drivstoffrisiko – de er vant til det fra konvensjonell drift (diesel)
- En kraftprisendring på +/- 20 prosent fra det vi har antatt vil endre kostnader for totalløsningen med ca. 0,7 MNOK i året eller 2-3 prosent.

Avbøtende tiltak:

- Kraftprisen kan sikres gjennom langsiktige avtaler fra strømlleverandører – fylkeskommunen har mulighet til å oppfordre til det i anbudet for å redusere risiko for operatør.

- Drivstoffutgifter (basert på el) er mindre viktig enn for konvensjonell hurtigbåt drift og utgjør en mindre risiko totalt sett
- Åpne for ekstra betaling i perioder med høy kraftpris og redusert betaling i perioder med lav kraftpris (fylkeskommunen tar på seg risikoen før svingninger i kraftprisen)

5.3.3 NETTLEIE

Nettselskapet har regulert inntekt, men har en del frihetsgrader i hvordan nettleien blir utformet. Endringer i utforming kan endre nettkostnaden for lading. Eventuelle fusjoner med andre nettselskap gjør at nettleien mellom de tidligere nettområdene blir harmonisert. Dette kan slå positivt og negativt ut for kunder av Mørenett.

Det er ikke ventet store endringer i nettleieutformingen for næringskunder med årsforbruk over 100.000 kWh. Fra mai 2023 endres avregningsperioden hos kraftbørsen Nord Pool fra 1 time til 15 minutter. Det er mulig at dette også vil gi endringer i nettleien. En slik endring vil ikke endre den totale inntekten til nettselskapet, men fordele kostnadene på en annen måte mellom nettselskapets kunder. En kortere avregningsperiode vil gi høyere nettleie for høye effektuttak i korte perioder.

Avbøtende tiltak:

- Det er lite FRAM kan gjøre for å sikre seg mot endringer i nettleien
- Risikoen for operatør kan håndteres gjennom egne avtaler med fylkeskommunen der vederlaget endres dersom nettleien endres med X prosent. Risikoen flyttes da fra operatør til fylkeskommunen.

5.3.4 DRIFTSPROBLEMER DERSOM EL-LØSNING FEILER – HVORDAN HÅNDTERE AVBRUDD (PÅ UTSTYR, PÅ FORSYNINGEN)

En elektrisk hurtigbåt rute medfører nye muligheter på feil som kan påvirke operasjonen. Dette kan være feil på ladeutstyr (lader og omformer), feil på tilkobling på båt, strømbrudd, feil på utstyr på fartøyet. En konvensjonell hurtigbåt kan i mange tilfeller bunkre diesel flere steder og har større fleksibilitet i operasjonen. Feil på elektrisk utstyr kan medføre driftsproblemer og hvor rettetiden kan være langvarig - flere dager / uker.

Avbøtende tiltak:

- Lading på begge sider av samband gir en sikkerhet for at man kan fortsette med redusert rute ved feil på ladeanlegg på en side av sambandet
- Hareid – Ålesund krever mye lading på hver side og dersom lader ikke virker vil full rutetabell ikke kunne opprettholdes
- Sette krav til reservefartøy (diesel) vil avhjelpe situasjonen
- Mulighet for bruk av samme reservefartøy for alle tre rutene gjennom å sette krav til dette i anbudet
- Mulighet til å «spleise på» reservefartøy også med andre ruter/operatører/fylker?
- Krav til hybridløsning på fartøy. Dette vil gi mulighet til å manøvrere fartøyet til havn, men vil ikke gi mulighet til full ruteproduksjons uten at fartøyet vil bli vesentlig dyrere med en kraftig hybridløsning.

5.3.5 FORSINKELSE I LADEINFRASTRUKTUR OG ELLER FARTØYLEVERANSE

For å redusere risiko for sene leveranser av utstyr til operatør bør anbudet startes i god tid før driften skal starte.

Ladeutstyr:

- Mange eksempler på forsinkelse av ladeinfrastruktur
- Mange eksempler på kostnadsoverskridelser i forhold til opprinnelig budsjett

Fartøy:

- Mange anbud utlyst i samme periode kan skape leveranseproblemer

Avbøtende tiltak:

- Tidlig oppstart, før hovedanbud mhp. tilgang til nettkapasitet hos Mørenett
- Operatør/ladeoperatør må ha god tid fra anbudsutlysning til oppstart av kontrakt

5.4 INNSPILL – ANBUDSUTFORMING

5.4.1 GRENSESNIITT STRØMNETT, LADING, OPERATØR

Grensesnittet mellom strømmettet, ladeanlegget og operatøren må avgjøres og beskrives tydelig i anbudet. I figuren under er det beskrevet fire ulike modeller for ansvarsfordelingen mellom FRAM, hurtigbåtoperatøren og en ladeaktør.

Tabell 17: Mulig fordeling av ansvar for skip og transport, ladeanlegg på kai og nett til ladeanlegg mellom ulike aktører

	Operatøren ansvar for alt	Operatøren ansvar for lading, FRAM for nett	To separate kontrakter for transport og lading/nett	Tredeling operatør – ladeoperatør- FRAM
Skip og transport	Operatør har ansvar for skip, mannskap og transporttjenesten	Operatør har ansvar for skip, mannskap og transporttjenesten	Operatør har ansvar for skip, mannskap og transporttjenesten	Operatør har ansvar for skip, mannskap og transporttjenesten
Ladeanlegg på kai	Operatør sikrer ladeanlegg på kai, tilsvarende som er gjort på ferger	Operatør sikrer ladeanlegg på kai, tilsvarende som er gjort på ferger	Separat anbud på ladeanlegg på kai. Gjerne med opsjoner på plugg tilpasset operatørens ønsker.	Separat anbud på ladeanlegg på kai. Gjerne med opsjoner på plugg tilpasset operatørens ønsker.
Nett til ladeanlegg	FRAM gir info om estimat for kostnader, operatør sikrer nett i tide	FRAM bestiller og sikrer nettkapasitet på kai tidlig.	Ladeleverandør får ansvar for å sikre nett til kai. Fordrer tidlig anbud på lading for å sikre nettkapasitet.	FRAM bestiller og sikrer nettkapasitet på kai tidlig. Anbud til ladeleverandør kan utsettes. Etter valg av operatør?

De ulike modellene har ulike risikoelementer man må ta hensyn til. Hvis operatøren har alt ansvaret, kan ikke nettkapasitet bestilles før etter at operatør er valgt. Da er risikoen stor for at nettet ikke er på plass til oppstart. Operatøren må også inkludere risikoen for uklare kostnader til anleggsbidraget for nettkapasitet, noe som kan gi høyere priser i anbudet enn uten en slik risiko. Anbudet må håndtere vilkår for overtagelse av ladeanlegget og nettavtalen ved utløp av anbudsperioden.

Dersom FRAM tar ansvar for å bestille nettkapasiteten tidlig, fjernes risikoen for tilstrekkelig nettkapasitet og kostnadsrisikoen ved dette. Men til gjengjeld kan det tenkes at det faktiske behovet til

operatøren blir noe annerledes enn man hadde forutsatt. Grensesnittet mellom nett og ladeanlegg på kai må håndteres i avtalene, f.eks. dersom operatøren ønsker fordyrende endringer i grensesnittet mellom nettselskap og ladeanlegg sammenlignet med det som lå til grunn for kostnadsestimatene på anleggsbidraget til nettselskapet. Økte kostnader pga. endringer initiert av operatør bør dekkes av operatør for å sikre en fair konkurranse. Også her må overtakelse av ladeanlegg og nettavtaler defineres i avtaledokumentene.

Dersom man velger å inngå to separate kontrakter for transporttjenesten og ladeanlegg på kai, må kontrakten for ladeanlegg settes ut tidlig for å sikre at nettkapasitet kan sikres tidlig. Dermed må man også ta høyde for at det kan bli behov for å tilpasse ladeløsningen etter operatørens behov i avtalen med ladeoperatør og i anbud for transporttjenesten. F.eks. ved at man ber om opsjonsprising for ulike typer ladeanlegg og at selve ladeanlegget ikke blir bestilt før etter at kontrakten med operatøren er inngått. Avtalene må også beskrive hvordan valg mellom ulike ladeløsninger vurderes i valg av transportoperatør og om valgt operatør må dekke noe av kostnadene til ladeanlegg avhengig av hvilken løsning de velger for lading. Man må også tenkte igjennom ansvarsfordelingen mellom lading og skip for eksempel ved feil – hvem har ansvaret? Grensesnitt for nett og en eventuell fordeling av anleggsbidrag mellom ladeoperatør og FRAM må også inkluderes i avtaler som ligger til grunn for anbudet på ladeanlegg på samme måte som dersom transportoperatøren får ansvar for ladeanlegg. Om man velger en ladeoperatør i tillegg til en transportoperatør må FRAM altså håndtere to grensesnitt, noe som er kompliserende. Til gjengjeld kan man velge en ladeoperatør for en lengre periode, f.eks. to anbudsperioder, slik at hele eller deler av ladeinfrastrukturen kan gjenbrukes i neste periode.

Hvis FRAM bestiller nettet, men fortsatt har to separate kontrakter for skip og lading, kan man utlyse ladeoperatørkontrakten etter at operatør er valgt. Det skaper likevel et nytt grensesnitt mellom FRAM og ladeleverandøren som må håndteres, samt fordele kostnadene for nettet. Grensesnittet mellom skip og ladeanlegg vil være som i alternativet over.

5.4.2 UTFORMING KAI OG LADEUTSTYR, TYPE ANBUD, ANDRE FORHOLD

I anbudssammenheng er det et spørsmål hvem som skal ta ansvar for landsiden av kaigrensesnitt. Dette er avhengig av om anbud spesifiserer spesifikk energibærer eller ikke. Hvis en i dette tilfellet spør etter elektrifisering vet en med større sikkerhet hvilke løsninger det er snakk om, men redere vil med stor sannsynlighet ha ulik preferanse med hensyn til løsning og produkter. Det bør gjerne legges til rette for at reder får anbefale løsningen uansett hvem som tar ansvar for den til slutt. En løsning hvor reder gjør prosjektgjennomføringen, men overleverer anlegg til oppdragsgiver etter ferdig installasjon er en løsning som har vært benyttet tidligere for fergeanbud. En kompliserende faktor i dette tilfelle er at installasjonene er lokalisert i sentrum og bykjerne hvor det anses svært utfordrende for en reder å oppnå godkjennelse og byggeløyve for en løsning innen konkurranseperioden. Her er oppdragsgiver nødt til å gjøre et grundig forarbeid.

Angående støtteordninger er det viktig å være klar over det overordnede prinsipp om at en eventuell støtte må være utløsende for overgang til nullutslippsløsning for å være berettiget. Det betyr at en ikke kan annonsere krav til nullutslipp i anbudet og deretter søke støtte. Den mest aktuelle mulighet for støtte er sannsynligvis Enova støtte til infrastruktur på land slik som Vestland nylig har fått innvilget for sin Rutepakke 2. Utover dette kan også reder søke diverse støtte gjennom relevante program som Pilot-E, EU F&U programmer etc. men utfordring med disse er å treffe spesifikke utlysningstidspunkt og hvilken type teknologi de ulike program er ment å støtte. Et annet overordnet prinsipp er typisk maksimal støttegrad på 50 prosent av ekstrainvesteringen sammenlignet med konvensjonell løsning (for EU F&U programmer kan denne være opp mot 70 prosent).

5.5 ERFARINGER OG ANBEFALINGER FRA WORKSHOP 3

Basert på workshop 3 i prosessen har prosjektgruppen og fylkeskommunen vurdert usikkerheter og tiltak som bør vurderes frem mot neste anbudsperiode. Dette er ikke ment som en uttømmende liste, men momenter som kom opp i en avsluttende diskusjon i siste workshop i prosjektet.

Tabell 18: Usikkerhetsvurdering

Usikkerheter	Konsekvens for neste anbud	Mulige tiltak for å få en best mulig anbudsprosess og resultat
Usikkerhet kostnadsanslag	Hvilken økonomisk ramme skal MRFK legge til grunn i forkant av anbudet (politiske føringer)	Sette en økonomisk ramme for løsning. Åpne for alternativ løsning som supplement til nullutslippsløsning (tilbud på begge)
Ombygging / plassering av utstyr/bygg på kaiene	Kan være tidkrevende å få på plass med grunneier. Spesielle krav kan påvirke løsning som kan tilbys og kostnadsnivå	Sondering med grunneier bør startes tidlig
Fartøy benytter i dag begge sider av piren på Hareid (vær og tilpasning til ferge)	Ladetårn vil sannsynligvis kun gi adgang til lading på en side av piren	Det må settes krav manøvrerbare fartøy i anbud
Egen rute til Valderøya	Behov for 3 båter for å dekke alle ruter	Gjennomføre brukerundersøkelse for å avdekke behov for egen rute, alternativ benytte buss som erstatning på ruta dersom dette gir tilstrekkelig kvalitet i tjenesten opp imot kostnader
Sykkelløsning	Kan bety dyrere løsning for tilpasning av kai og fartøy	Etterspørre løsning tilrettelagt for sykkel, prises separat for å synliggjøre eventuell ekstra kostnad
Krav til reservebåt	Valg av teknologi for reservebåt	Tillate konvensjonell fremdrift for å sikre produksjon ved feil på strømanlegg
Sikre strømforsyning	Forsinkelser ved oppstart	Raskt melde inn behov til Mørenett
Vurdere roller og ansvar rundt nett, ladeløsning og drift av ladeløsning		Avklare internt i fylkeskommunen om ønsket ansvarsdeling. Vurdere opp imot annet behov for lading til transport
Livsløpsanalyse	Vanskelig å etterprøve pga. tilgang til gode datapunkter	Kan settes krav til at leverandører skal beskrive tiltak de har gjort. Kan sette krav til bruk av opprinnelsesgarantier ved innkjøp av strøm til drift av fartøy



De ulike tiltakene beskrevet i tabellen over kan gi høyere investerings og eller driftskostnader enn hva som er lagt til grunn i beregningene. Fylkeskommunen bør ta hensyn til dette i det kommende anbudet og vurdere nytte opp imot kostnad ved tiltakene.

APPENDIX A : REFERANSELISTE

- /1/ Shippax Market 18 – HIGH-SPEED MARKET AND OUTLOOK 2018.
<https://www.shippax.com/en/webshop/shippax-market-18.aspx>
- /2/ Figurer, hydrofoilkonsepter. <https://thereaderwiki.com/en/Hydrofoils>
- /3/ Flying foil Offentlig sluttrapport fra utviklingskontrakt for fremtidens hurtigbåt,
<https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/flying-foil-sluttrapport-offentlig.pdf>
- /4/ Knut Minsaas and Sverre Steen, Foil Theory - UK-2008-80/I, January 2008
- /5/ Studio Arnaboldi, Fast Passenger Foil-Assisted Monohull MF35,
<http://studioarnaboldi.it/en/modelli/fast-passenger-foil-assisted-monohull-mf35/>
- /6/ SYNTESERAPPORT OM PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE. PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE. Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, DNVGL Rapport nr.: 2019-0039, Rev. 1 Dato: 25.01.2019.
- /7/ IEA: The future of hydrogen, Technology report 2019. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- /8/ LIGHTHOUSE REPORTS. On the potential of ammonia as fuel for shipping. Julia Hansson and Erik Fridell, IVL Swedish Environmental Research Institute, Selma Brynolf, Chalmers University of Technology, January 2020.
- /9/ A. J. Reiter and S.-C. Kong, 'Combustion and emissions characteristics of compression-ignition engine using dual ammonia-diesel fuel', Fuel, vol. 90, no. 1, pp. 87–97, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.fuel.2010.07.055
- /10/ Produktforskriften: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-06-01-922#KAPITTEL_4
- /11/ Kim et.al.: A Preliminary Study on an Alternative Ship Propulsion System Fueled by Ammonia: Environmental and Economic Assessments. J. Mar. Sci. Eng. 2020, 8, 183; doi:10.3390/jmse8030183
- /12/ SINTEF, Teknologitrender som påvirker transportsektoren, 2017, rapport nr 2017-00303.
- /13/ Miljødirektoratet (2020): [Utslippsstatistikk for alle kommuner](#). Versjon: 03.07.2020.
- /14/ Energi Norge (2020): [Veileder: Nettilknytning av ferger, busser og hurtigbåter](#)
- /15/ Mørenett (2021): [Nettleiø næring](#), 01.01.2021.
- /16/ Endrava (2019): [Smøla Hydrogen Value Chain](#). <https://www.endrava.com/value-chain-for-hydrogen-from-wind-energy/>. Versjon: 11.07.2019
- /17/ EU (2020): [Hydrogen generation in Europe](#). https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/7e4afa7d-d077-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search. Versjon: 27.07.2020
- /18/ Rambøll (2016): [Utredning – Biogass Nyhamna](#). Versjon: Februar 2016
- /19/ Energiguide (2011): [Muligheter for biogass i Nordmøre og Romsdal](#). Versjon: 06.01.2011
- /20/ NIBIO (2018): [Mulighetsstudie biogassanlegg Helgeland](#). <https://nibio.brage.unit.no/nibio-xmlui/handle/11250/2582028>. Versjon: 23.01.2019
- /21/ Carbon Limits (2019): [Ressursgrunnlaget for produksjon av biogass i Norge i 2030](#). <https://www.carbonlimits.no/wp-content/uploads/2020/01/Rapport-biogasspotensial.pdf>. Versjon: 2019



/22/ Rambøll (2019): *Infrastruktur for fremtidens hurtigbåt.*
<https://www.hubforocean.no/rapportarblogg/infrastruktur-for-fremtidens-hurtigbåt>. Versjon:
02.09.2019

APPENDIX B : FORKORTELSER/BEGREP

AC	:	Alternating Current (vekselstrøm)
ALARP	:	As Low As Reasonable Practicle (risikoanalyseprinsipp)
Anleggsbidrag	:	En andel av investeringen i strømmettet som kunden må betale
atm	:	atmosfære (trykk)
bar	:	trykk
CAPEX	:	Capital expenditure, investeringskostnad
C-rate	:	Lade/tømmerate batteri
Cat	:	katamaran
CBG	:	compressed Bio Gas (komprimert biogass)
CCS	:	Carbon Capture System (karbonfangstløsning)
CFD	:	Computed Fluid Dynamics (fluidodynamikk beregningsverktøy)
CH ₂	:	Compressed Hydrogen (komprimert hydrogen)
CH ₄	:	Metan (kjemisk benevnelse)
CO	:	Karbonmonoksyd (kjemisk benevnelse)
CO ₂	:	Karbondioksyd (kjemisk benevnelse)
CO _{2eq}	:	CO ₂ ekvivalenter
DC	:	Direct Current (likestrøm)
DC-grid	:	Elektrisk hovedtavle på likestrøm
DoD	:	Depth of Discharge (nivå uttømming av batteri)
DoC	:	Depth of Charge (nivå lading av batteri)
DSB	:	Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap
EX	:	Uttrykk for eksplosjonsfare/eksplosjonssikkert utstyr
FC	:	Fuel Cell (brenselcelle)
FGSS	:	Fuel Gas Supply System
Foiler	:	hydrofoilfartøy
GH ₂	:	Alternativ benevnelse for komprimert hydrogen
GWh	:	Gigawatt timer (energi)
H ₂	:	Hydrogenmolekyl (kjemisk benevnelse)
H ₂ O	:	Vann (kjemisk benevnelse)
H ₂ S	:	Hydrogensulfid (kjemisk benevnelse)
HAZID	:	Hazard identification (risikoanalyse arbeidsmetode)
HAZOP	:	Hazardous operations (risikoanalyse arbeidsmetode)
HSC	:	High Speed Code (IMO regelverk for hurtigbåter)
Hydrolyse	:	Elektrolyse av vann til hydrogen
ICE	:	Internal Combustion Engine (forbrenningsmotor)
IEA	:	International Energy Agency
IMO	:	International Maritime Organization
kn	:	knop (hastighet)
kV	:	kilovolt (elektrisk spenning)
kW	:	kilowatt (effekt)
kWh	:	kilowatt timer (energi)
L	:	Lengde
LBG	:	Liquid Bio Gas (flytende biogass)
LCA	:	Life Cycle Analysis (livssyklusanalyse)
LH ₂	:	Liquid hydrogen (flytende hydrogen)
Li-Ion	:	Litium Ion
LNG	:	Liquid Natural Gas (flytende naturgass)
LOHC	:	Liquid Organic Hydrogen Carrier



LPG	:	Liquid Propane Gas
M	:	Motor
m	:	meter
m ³	:	kubikkmeter
MaaS	:	Mobility as a Service
MGO	:	Marin gassolje (marinediesel)
min	:	minutter
MJ	:	Mega Joule (energimål)
MNOK	:	Millioner kroner
M&R	:	Møre og Romsdal fylkeskommune
MRF	:	Møre og Romsdal Fylkeskommune
MS	:	Motorskip
MW	:	Megawatt (effekt)
N ₂	:	Nitrogen (kjemisk benevnelse)
NH ₃	:	Ammoniakk (kjemisk benevnelse)
Nm ³	:	Normalkubikk (referansekondisjon for gass)
n.mil	:	nautiske mil
NMC	:	Nickel-Manganese-Cobalt (type litium batterier)
NOK	:	Norske kroner
NVE	:	Norges Vassdrag og Energidirektorat
O ₂	:	Oksygen (kjemisk benevnelse)
OPEX	:	Operational expenditure, driftskostnad
PAX	:	Passasjerer
Pb	:	Bremsekraft (effektbehov på aksel)
PEM	:	Proton Exchange Membrane (type brenselcelle prinsipp)
PM	:	Permanentmagnet (elektrisk motor/generator prinsipp)
rpm	:	revolutions per minute (turtall)
sec	:	sekunder
SES	:	Surface Effect Ship (luftputekatamaran)
SOFC	:	Solide Oxide Fuel Cell (type brenselcelle prinsipp)
TFK	:	Troms fylkeskommune
VAC	:	vekselstrømsspenning
VFD	:	Variable Frequency Drive (turtallskontroll for elektrisk motor)
VOC	:	Volatile Organic Compounds
▽	:	Deplasement (totalvekten til et fartøy)

APPENDIX C : PARAMETERVERDIER I KOSTNADSBEREGNINGENE FOR BATTERIELEKTRISK DRIFT

Parameter	Enhet	Hareid – Ålesund, to ladere	Langevågen – Ålesund, to ladere	Langevågen – Ålesund, én lader	Valderøya – Ålesund, to ladere	Valderøya – Ålesund, én lader
Kraftpris i NO3	NOK/MWh	376,2	376,2	376,2	376,2	376,2
Avskrivningstid for anleggsbidrag	år	20	20	20	20	20
Avskrivningstid for ladeløsning	år	20	20	20	20	20
Avskrivningstid for batteriløsning	år	10	10	10	10	10
Avskrivningstid for fartøy	år	10	10	10	10	10
Batteristørrelse	kWh	3 200	500	600	450	450
Normale driftsdøgn per år	antall	300	300	300	300	300
Kraftforbruk per normale driftsdøgn	kWh	24 805	4 423	4 240	3 434	3 434
Anleggsbidrag	MNOK	21,0	3,2	2,2	5,2	4,0
Nettleie ⁵	MNOK	2,57	0,43	0,28	0,40	0,22
Investeringskostnad per ladestasjon (multipliseres med antall ladere)	MNOK	15,0	5,0	5,0	4,7	4,7
Grunnarbeidskostnader per ladestasjon (multipliseres med antall ladere)	MNOK	2,5	1,0	1,0	1,0	1,0
D&V-kostnader for ladeløsning som andel av investeringskostnader for ladestasjoner	prosent	3,0	2,5	2,5	2,5	2,5
Investeringskostnader batteriløsning	NOK/kWh	7 500	7 500	7 500	7 500	7 500
Investeringskostnader fartøy (inkl. batteri) ⁶	MNOK	139,1	69,0	69,0	69,0	69,0

⁵ Beregnet basert på forutsetningene beskrevet i 6.2.5.

⁶ Investeringskostnader for fartøy inkluderer investeringskostnader for batteriene på fartøyet. I kostnadsberegningene må kostnadene for batteriene og selve fartøyet separeres fordi vi antar forskjellige avskrivningstider for fartøyet og batteriene på fartøyet.