

Hydrogen som en av energibærerne ombord på ferge



Bachelorprosjekt utført ved
Høgskolen på Vestlandet – studiet for ingeniørfag

Maskin, prosess- og energiteknikk

Av: Murtaza Nawrozi kandidatnummer: 77
Ahmed Sajid Al-Mansoori kandidatnummer: 71

BACHELORPROSJEKT

Studenten(e)s navn: Murtaza Nawrozi
Ahmed Sajid Al-Mansoori

Linje & studieretning Maskiningeniør, prosess- og energiteknikk.

Oppgavens tittel: *Hydrogen som en av energibærerne ombord på ferge*

Oppgavetekst:

Oppgaven omhandler bruk av hydrogen som en av energibærerne ombord på ferge. Hydrogen-drevne brenselceller, sammen med batteriteknologi, skal benyttes i et hybrid system til fremdrift for fergen. Det finnes forskjellige teknologier for lagringsmetoder, type brenselceller og batterier som vil bli utledet i oppgaven før et valg blir tatt og en løsning utarbeidet. Løsningene skal utvikles med hensyn på energieffektivitet, sikkerhet og økonomi.

Sikkerhets- og risikoanalyse og aktuelle regelverk belyses for å ivareta en sikker skipsoperasjon.

En hovedrapport vil bli utviklet, samt løsningsbeskrivelse, beregninger, tegninger og skisser vil bli presentert i appendiks.

Endelig oppgave gitt: Mandag--.mars 2017

Innleveringsfrist: Onsdag 10.mai 2017 kl. 12.00

Intern veileder Ajit Kumar Verma-HVL, tlf: 527 02 776

Ekstern veileder Ivan Østvik-NCE Martim CleanTech,
mob: 995 30 720, Meatjønnsvegen 74N, 5412 Stord

**Godkjent av
studieansvarlig:**

*Forum S. Nysted
27/4-17*

Dato:

Forord

Dette hovedprosjektet er avslutningen på en 3-årig utdanning som maskiningeniør ved Høgskolen på Vestlandet, studieretning for prosess og energiteknikk. Hovedprosjektet utgjør 20 studiepoeng hvor hensikten er å vise at man kan bruke kunnskapene som man har tilegnet seg gjennom studiene.

Valget om å ha et prosjekt innen nullutslipp teknologi har vært diskutert lenge og på grunnlag av vår felles interesse for mulighetene som kommer i fremtiden. Oppgaven er tildelt fra Klyngen NCE Maritime CleanTech og er gjort i samarbeid med HVL. Partene ble enige om at hydrogen skulle være en av energibærerne om bord på ferge i et hybridsystem bestående av batteri og brenselceller. Det nye hybridsystemet skulle erstatte det gamle dieselelektriske fremdriftssystemet på fergeren «MF Tiddefjord».

På mange måter har oppgaven vært interessant for oss. Selve problemstillingen rundt bruk av hydrogen som en energibærer var noe nytt for oss. Vi fikk erfare at det var et veldig bredt område å forholde seg til, og dermed underveis har det vært nødvendig å avgrense en del. Firmaene som ble kontaktet hadde en stor velvilje til å hjelpe og viste stor interesse til problemstillingen. Utredningen av rapporten og prosessen av den har gitt oss en verdifull erfaring og har vært veldig lærerik.

Vi vil rette en stor takk til vår eksterne veileder Ivan Østvik, som har veiledet oss i riktig retning og hans praktisk og teoretiske erfaring har vært til stor hjelp. Videre takker vi vår intern veileder Ajit Verma for å ha vist interesse for oppgaven og har hatt tro på oss. Vi vil også rette en stor takk til Edmundo Villacorta som delte sin erfaringer med oss og Gisle Kleppe som har bidratt med sin kompetanse. Til sist og slutt takker vi salgs manager Tommy Sletten fra Corvus Energi, prosjekt leder Karolina Adolfsson fra Norled, og Sjøfartsdirektoratet for deres informasjon som gruppen har fått bruk for. Deres bidrag i rapporten har vært til stor hjelp.

Ahmed Al-Mansoori

Murtaza Nawrozi

Haugesund 10.05.2017

Sammendrag

Med dagens miljøutfordringer og flere strengere miljøkrav har det vært nødvendig å se på miljøvennlige fremdriftssystemer innen maritime sektor. I den norske maritime næringen har det vært en lang tradisjon å benytte petroleumsdestillater og tung olje som drivstoff. I dag er det ingen reelle alternativer som kan erstatte bruken av petroleumsdestillater innenfor alle segmenter i skipsfarten.

I løpet av denne rapporten har gruppen undersøkt det tiltenkte hybridsystemet bestående av brenselceller og batteri som fremdriftssystem for fergen. Gruppen har fokusert på at hele livsløpet til hydrogen som energibærer er sett på fra et miljømessig synspunkt. For det valgte systemet er det lagt frem en mest mulig detaljert modell. Gruppen har også utført beregninger og tegninger på virkemåten for det tiltenkte hybridsystemet samt en vurdering på plassering av systemet på fergen.

Ved vurdering av tre alternativer for energifordeling har gruppen etter beregninger kommet frem til et alternativ. Den valgte energifordelingen er at 56 % av energibehovet leveres av batteriet og resterende energibehovet leveres av brenselcellen. Ved å implementere et slikt system har gruppen klart å redusere den installerte effekten med ca. 1 MW i forhold til det gamle systemet. Valget er avgjort på bakgrunn av mengden hydrogen, økonomiske årsaker og best tilgjengelig teknologi er det valgt at batteriet tar det meste av energibehovet. Gruppen har også diskutert frem at hydrogenet skal lagres som gassform ved det trykk på 350 bar. Lagringsmetoden er vist å være effektiv måte med tanke på både leveranse og at den anvendes i stor skala i transportsektoren i dag. Gjennom sikkerhets og risikoanalyser og aktuelle regelverk konkluderer gruppen at det er enklere å plassere brenselcellesystemet og hydrogentankene øverst på dekket.

Det tiltenkte hybridsystemet er valgt på grunn av de flere fordelene som teknologiene presenterer. Fordelene er blant annet, miljøvennlighet, fleksibilitet og en fremtidsrettet teknologi.

Utfordringene bak et slikt system er kostnader, levetid og pålitelighet. I løpet av de neste årene vil disse utfordringene reduseres på bakgrunn av at teknologiene vil utvikles, det er stor økonomisk satsing, interesse både fra regjeringen og rederier, og til slutt at lagring og distribusjon av hydrogen er effektiv og lønnsom.

Tid og tilgjengelig informasjon har vært begrenset og rapporten er rent teoretisk. Resultatene som gruppen har kommet frem til kan anvendes som et grunnlag for videre arbeid og kan testes i praksis.

Summary

With today's environmental challenges and the increased requirements to reduce emission of harmful gases to the environment it is necessary to study alternative systems that is more environmental friendly in the maritime sector. Traditionally, the Norwegian maritime industry has used petroleum distillates and heavy oil as fuel. Today there are non-actual alternatives which can replace the use of petroleum distillates in all segments in the maritime transport.

In this report, the group has researched the hybrid system containing of a combination of fuel cell and battery as propulsion system for a ferry. The group has focused on the whole life cycle of hydrogen as an energy carrier from an environmental perspective. A detailed hybrid system model has been suggested based on calculations, placement of the system on the ferry and sketches to visualize the model.

3 alternatives have been assessed with regards to energy distribution, and the group has concluded with a recommended alternative. The suggested alternative has an energy distribution of 56% from a battery package and the remaining 44% from a fuel cell. By implementing this system, the installed effect can be reduced with approx. 1 MW compared with the old "conventional" system. The recommended hybrid system is based on different aspects; economic, available technology and amount of hydrogen, so the battery package delivers the most of the energy demand. The group has also discussed the recommended method to store hydrogen. The hydrogen should be stored in gas phase with a pressure of 350 bar. This storing method is proven to be effective with regards to delivery and is used in big scale in the transport sector. The placement of the hybrid system containing of fuel cell system and hydrogen tanks it is recommended to place both systems in the upper deck. This is based on safety, risk management and relevant regulations.

The recommended hybrid system has several benefits compared to the conventional system. The benefits are among others; environmental compatibility, flexibility and provided technology. On the other hand there are challenges with such a system; cost, lifetime and reliability. In the upcoming years, the mentioned challenges above will be reduced due to increased financial investment within environmental friendly methods and high interest within this field from the government and even shipping companies.

Time and available information with this field has been limited, thus the research is only theoretical. The results obtained in the project can be used as foundation for further research within this field.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Summary	iii
Innholdsfortegnelse	iv
Figurligste	vii
Tabbeliste	viii
Forkortelser	ix
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn og motivasjon	1
1.2 Formål	1
1.3 struktur	2
1.4 Metoder for å løse oppgaven	2
1.5 Avgrensninger og antagelser:	2
2 Den norske maritime næringen	4
2.1.1 Den norske fergeflåten	4
2.1.2 Energibærere	5
2.2 Konvensjonell drivstoff	6
2.2.1 Tung olje	6
2.2.2 Marin gassolje/ marindiesel olje (MGO/MDO)	7
2.2.3 Flytende naturgass (LNG)	7
2.2.4 Biodrivstoff	8
2.3 Mot et grønnere skifte i transport sektoren	9
2.3.1 Dagens CO2 utslipp & miljøkrav.	10
3 Hydrogen	11
3.1 Hva er hydrogen	11
3.1.1 Hydrogen Markedet	12
3.1.2 Markedspris og produksjonskostnad	12
3.2 Anvendelse av hydrogen	13
3.3 Tilgjengelighet og infrastruktur i Norge	15
3.4 Produksjon av hydrogen	17
3.4.1 Damp reformering	17
3.4.2 Vann Elektrolyse	19
3.5 Oversikt over elektrolyse teknologier	20
3.6 Lagringsmetoder	21
3.6.1 Gass form	21
3.6.2 Flytende hydrogen (LH ₂)	23
3.6.3 Kryogenisk-komprimert hydrogen	24
3.6.4 Metall hydrid	24
3.7 Konklusjon og videre anbefaling	26
3.8 Brenselcelle teknologi	27
3.8.1 Proton ledende Membran (PEM «Proton Exchange Membran»)	28
3.8.2 Alkalisk brenselcelle (AFC)	29
3.8.3 Høy temperatur PEM	29
3.9 Batteriteknologi	30
3.9.1 Bakgrunn	30

3.9.2	Grunnleggende teori for batteri	30
3.10	Batteri typer.....	31
3.10.1	Litium-ion batterier (Li-ion).....	31
3.10.2	Virkemåten for litium-ion batteri.....	32
3.10.3	Nikkel – metallhydrid og Nikkel-Kadmium batterier (Ni-MH), NiCd).....	34
3.10.4	Lead Acid batteri (Li)	35
3.10.5	Litium-vann batterier (Li-H ₂ O).....	35
3.10.6	Typisk Maritimt batteri system	36
3.11	Eksisterende prosjekter for bruk av hydrogen i maritime sektor	38
3.12	Fremtidige prosjekter	39
4	Metode	41
4.1	Metode – MF Tidefjord Ferge	41
4.1.1	Driftsprofil.....	42
4.1.2	Brukt tid i havn og fortøyningsystem.....	45
4.1.3	Forbruk av drivstoff	46
4.2	Nødvendig energibehov fra hybridsystemet.....	47
4.3	Valg av batteri.....	47
4.4	Installert effekt – Batteri	48
4.4.1	Bruk av brenselcelle til lading av batteri under drift.	52
4.4.2	Energifordeling Alternativ 1.....	53
4.4.3	Energifordeling Alternativ 2.....	55
4.4.4	Energifordeling Alternativ 3.....	56
4.4.5	Valg av Energifordeling.....	57
4.4.6	Valg av brenselcelle	58
4.4.7	Batteri størrelse	62
4.5	Energi forbruk fra batteri:.....	62
4.5.1	Virkemåte for det foreslåtte hybridsystemet.....	63
4.6	Ladesystemer for fergene	65
4.6.1	Induksjonslading	65
4.6.2	Konduktiv lading	66
4.6.3	Valg av ladesystem	67
4.6.4	Bunkring av hydrogen.....	68
4.7	Hovedtank til ferge.....	68
4.7.1	«Ladestasjon fra The Linde Group».....	69
4.7.2	Trailer til Ferge.....	70
4.7.3	«Tube trailer operasjon»	70
4.7.4	Fartøy til ferge	71
4.7.5	Valg av bunkringsmetode	71
5	Sikkerhet og standarder	73
5.1	5. Hydrogen egenskaper og Sikkerhetsaspekter ved bruk av hydrogen på skip	73
5.2	Standard og forskrifter	75
5.3	Standard for Brenselcelle bruk.....	76
5.4	Klasseregler som gjelder for batteri – brenselcelle hybrid installasjon.....	78
5.5	Hydrogen lagring.....	78
5.6	Bunkring av gassformig brensel	79
5.7	Plassering av systemet	80
5.7.1	Plassering på mannskap/passasjer dekk	80
5.7.2	Plassering under hoveddekk.....	81
5.7.3	Anbefalt plassering av hybridsystemet	82

6	Konklusjon	83
7	Kilder	84
	Vedlegg	90

Figurligste

Figur 2-1: CO2 utslipp fra innenriks skipsfart i norske farvann (DNV-GL, 2014).....	10
Figur 3-1: Figuren hvordan det globale hydrogenforbruket er fordelt på de forskjellige industriområdene (Sintef, 2016).	13
Figur 3-2: Fornybar kilde (H ₂) VS fossildrivstoff	15
Figur 3-3: Offentlig tilgjengelige hydrogen stasjoner, stasjonen viser en Av HYOP sine hydrogenstasjoner	16
Figur 3-4: Skjematisk figur av kompositt tank (OECD/IEA, 2006).	22
Figur 3-5 Det er fire typer lagringstanker å kunne lagre hydrogen på. De forskjellige typene tåler forskjellige trykk og er laget av forskjellige materialer (H. Barthelemy, 2016).	22
Figur 3-6 Figuren viser tank systemet for oppbevaring av flytende hydrogen (LINDE).....	24
Figur 3-7 volumetrisk tetthet og gravimetrisk for de forskjellige lagringsformene, i metallhydrider, diverse hydrokarboner og karbon nanorør (OECD/IEA, 2006).	25
Figur 3-8: Oversikt over brenselcelle typer	27
Figur 3-9: Skjematisk figur av Proton Ledende Membran (PEM).....	28
Figur 3-10: Skjematisk fremstilling av en litium-ion batteri (DNV GL (b), 2015).....	33
Figur 4-1: Driftsprofil for MF Tidefjord.....	44
Figur 4-2: Figuren viser et fortøyningssystem som holder en ferge i posisjon (Cavotec, 2017)	45
Figur 4-3: Batteristabel fra Corvus Energy	48
Figur 4-4: Et sett med 21 batteri celler fra Corvus Energy	48
Figur 4-5: Oppsummering av batteri modellene.....	49
Figur 4-6: Tilstandsverdien for batteriet med hensyn på tid.	51
Figur 4-7: Figuren viser Energiforbruket fordelt på batteri og brenselcelle	53
Figur 4-8: Batteri forbruk ved 71 % brenselcelle og 29 % batteri	56
Figur 4-9: Tabellen gir en oversikt over energifordelingen mellom Brenselcellen og batteriet for den gitte tiden.	57
Figur 4-10: Oversikt over forskjellig brenselcelle teknologi (NORSK ENERGI & CMR Protech, 2016).....	59
Figur 4-11: Figuren viser brenselcellen PowerCell S3-335C fra Powercell	60
Figur 4-12:Virkemåte for det foreslåtte hybridsystemet.	64
Figur 4-13: Ladesystemet og fortøyningssystemet i en modul, som vil sørge for lading og fortøyning (Innovasjon Norge).....	66
Figur 4-14: De to ulike ladeteknologien som blir anvendt for lading av ampere	67
Figur 4-15: Slik ser komprimeringsprosessen ut med «The Linde Group»	69
Figur 4-16: Figuren viser typisk påfylling fra tube trailer til bil	71
Figur 5-1: Figuren viser hvordan systemet kan plasseres i forhold til eksisterende rom i fergen.	81

Tabbeliste

Tabell 3-1 Sammenligning av teknologi for produksjon av hydrogen fra naturgass (IEA, 2006)	18
Tabell 3-2 Sammenligning av vannelektrolyse teknologi (NORSK ENERGI & CMR Protech, 2016)	20
Tabell 3-3 Karakteristikk for komprimert gass trykkbeholdere (H. Barthelemy, 2016)	23
Tabell 3-4 Oppsummering for de forskjellige lagringsmetodene	26
Tabell 3-5: Oversikt for teknisk data for litium-ion batteriet	31
Tabell 3-6: Teknisk data for NiMH og NiCd batterier (IEC, 2011)	34
Tabell 4-1: Angitt data for MF Tide fjord driftsprofil	43
Tabell 4-2: Tabellen viser hvordan energiforbruket er fordelt på hybridsystemet	53
Tabell 4-3: Batteri bruk ved 71 % brenselcelle og 29 % batteri	55
Tabell 4-4: Tabellen gir en oversikt over energifordelingen mellom Brenselcellen og batteriet for den gitte tiden.	56
Tabell 4-5: Tabellen oppsummerer den forskjellige spesifikasjonen for de tre valgte energifordelingene	58
Tabell 4-6: Oppsummering av brenselcellene	61
Tabell 5-1: Tabellen viser en oversikt over de relevante reglene og de som er under utvikling uestedet av de største selskapene.	77

Forkortelser

Det er brukt forkortelser i rapporten hvor noen av dem blir forklart i teksten og her vises det en oversikt for de brukte forkortelsene.

HVL	Høgskolen på Vestlandet
PBE	Personbilenhet
LNG	Liquefied natural gas – flytende naturgass
NO _x	Nitrogenoksid
SO _x	Svoveloksid
CO ₂	Karbondioksid
HFO	Heavy fuel oil
MGO	Marin gass olje
MDO	Marin diesel olje
GT	Gross tonnage
SECA	Sulphur emmision control areas
ECA	Emmision Control Areas
kWh	Kilowattime
kW	Kilowatt
MJ	Mega joule
MW	Mega watt
Kg	Kilogram
MWh	Mega wattime
CH ₄	Metan
CO	Karbonmonoksid
PEM	Polymer electrolyte membran
SOEC	Solid oxide eletrolysis cell
MPa	MegaPascal
LHV	Lowerheating value
LH ₂	Liquid Hydrogen
Li-ion	Litium-ion
Ni-MH	Nikkel metallhydrid
NiCd	Nikkel Kadmium
ICE	Internal combustion Engine
Li-H ₂ O	Litium vann batterier
BMS	Battery Management System
AFC	Alkaline fuelcell
PEM	Proton Exchange Membrane
HTPEMFC	Hightemperature proton exchange membrane
V	volt
Ah	Amperetime
H	hydrogen

C	Karbon
O	Oksygen
AFC	Alkalin fuel cell
LIBs	Litium-ion batteri
DoD	Depth og discharge
DNV-GL	Stiftelsen Det Norske Veritas

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og motivasjon

Dagens sivilisasjon står overfor to hovedutfordringer. Den første utfordringen er koblet til den globale oppvarmingen. FNs klimapanel advarer det internasjonale samfunnet av å holde den globale temperaturen fra å stige 1,5 °C (SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS, 2017). Denne økningen påvirkes av menneskelig aktivitet ved at det er høy utslipp av klimagasser hvor en stor del kommer fra transport og maritim sektor. Den andre utfordringen er knyttet til energiforsyningen på grunn av uttømming av fossilt drivstoff. De forskjellige gass og olje plattformene holder på å nå sitt produksjonstopp. Den menneskelige veksten er avhengig av energiforbruk og denne faktoren vil sette et økende press på å finne alternative energikilder og energibærere. Hydrogen og brenselcelle teknologi i denne situasjonen er et potensielt svar på disse utfordringene som kan kombineres for å drive elektriske motorer. Interessen bak dette alternativet er hydrogenets høye energiinnhold, og effekten bak en brenselcelle hvor sluttproduktet er bare vann. Denne løsningen har både sine fordeler og ulemper, hvor det er viktig å finne den riktige balansen med tanke på konkurransevne, økonomi og miljøutfordringene som vi står overfor.

1.2 Formål

Formålet med prosjektet er å undersøke nullutslipp teknologi som brenselcelle og batteri. Motivasjonen har vært det høye energiinnholdet i hydrogen, og virkningsgradene for de nevnte teknologiene. Per dags dato har fergene varierende fremdriftssystem som dielelektrisk, LNG drevet, og batteri for å nevne noen. Gruppen ønsker å fokusere på hvilke måter hydrogen kan lagres på med hensyn på den mest utviklede teknologien som finnes i dag. Videre vil gruppen fokusere på hvilke type brenselceller og batteri som er best egnet for bruk i fergen som skal operere. Gjennom beregninger og vurderinger vil gruppen konkludere med en anbefalt energifordeling som hybridsystemet skal levere. Til slutt belyses lover og standarder som er egnet for bruk av hydrogen i maritim sammenheng.

1.3 struktur

Rapporten er delt i kapitler som starter innledningsvis med å gi et innblikk på de konvensjonelle drivstoffene og hvor mye av CO₂ utslippet den maritime sektoren står for. Kapittel 3 omhandler stort sett teorien bak hydrogen og dets anvendelse, samt hvilke produksjon og lagringsmetoder som anvendes. Under kapittel 3 blir det også gjennomgått virkemåte for brenselcelle og batteri og hvilke typer som finnes i dag. Kapittel 4 er metode delen hvor fergen som beregningene baserer seg på blir utledet. Her vil man finne en driftsprofil med det totale energibehovet. Videre legges det frem alternative energifordelinger samt valg av brenselcelle og batteri som anbefales av gruppen. Slutten av kapittel 4 diskuteres det frem forskjellige lademetoder og bunkringsmetoder. Kapittel 5 omhandler lover og standarder for bruk av et slikt hybridsystem. En endelig konklusjon vil oppsummere resultatene i kapittel 6.

1.4 Metoder for å løse oppgaven

Gruppen har undersøkt flere fagartikler og rapporter hvor ulike eksisterende løsninger var brukt innen maritim sektor, og eventuelt om det fantes andre teknologier eller en annen type kombinasjon. Teori delen av rapporten baserer seg på kilder hentet fra internett. Ved beregning og valg av batteri og brenselcelle ble diverse firmaer og fagpersoner kontaktet direkte for å avklare spørsmål knyttet til produktene. Beregningene er utført ved hjelp av kalkulator, og ved plassering av hybridsystemet i fergen ble programmet AutoCAD anvendt.

1.5 Avgrensninger og antagelser:

Gruppen har ikke hatt mulighet til å teste de ulike komponentene i energisystemet, og dermed er det foretatt ulike avgrensninger og antagelser. Følgende antakelser og avgrensninger er foretatt:

- All informasjon fra kildene som er referat i rapporten antas å være pålitelig, nøyaktig og korrekt.
- Gruppen har ikke gått i dybden på å analysere økonomi fordelene i dybden, men oppgir i grove trekk hvor mye systemet koster.
- Det er ikke tatt hensyn til nye elektriske motorer, og gruppen har valgt å bruke samme elektrisk motor som anvendes i dag på fergen.

- Det er gjort avgrensninger på tilleggskomponentene for brenselcellen og tyngden for tilleggskomponenter er heller ikke tatt med i rapporten.
- Det er gjort avgrensninger på hvilke måter hybridsystemet kan kobles på, men utførte en enkel virkemåte for det valgte hybridsystemet.
- Det er ikke gjort avanserte risikoanalyser. Plassering av det nye system baserer seg på lover, standarder og samtaler med sjøfartsdirektoratet og ekstern veileder.
- Resultatene vil ikke kunne verifiseres med virkelige tester da dette er en ren teoretisk oppgave og gruppen hadde ikke mulighet til å utføre test av komponentene.
- Opplysninger om virkningsgrader for de ulike komponentene som benyttes baserer seg på informasjon hentet fra en tidligere bacheloroppgave utført ved Høgskolen på Vestlandet.

2 Den norske maritime næringen

Den norske maritime næringen kjennetegnes av en unik innovasjon og verdiskapning. Utviklingen er drevet av vekst i verdenshandelen, energibehov og internasjonal regelverksutvikling. Denne næringen skaper muligheter og Norge har utnyttet dette og skapt en verdensledende maritim klynge. I distriktene skapes det bosetting, verdiskapning og sysselsetting. Den norske maritime næringen er definert i følge « Et kunnskapsbasert Norge» «*virksomheter som designer, utvikler, bygger, leverer, vedlikeholder, modifiserer, eier, operer og omsetter skip, utstyr og spesialiserte tjenester til alle typer skip og andre flytende virksomheter*» (NÆRINGS - OG FISKERIDEPARTEMENTET, 2015) Næringen har sysselsatt 110 000 over hele landet med en verdiskapning på 190 milliarder (Maritim forum, 2016).

2.1.1 Den norske fergeflåten

Med Norges geografiske forhold og den spredte kystbefolkningen er ferjeforbindelsen en viktig del av samferdselsnettet. Med ca.430 fergestrekninger og over ca. hundre samband er fergene med å være blant de største bidragsyterne til utslippene fra skipsfarten i Norge (DNV GL (a), 2015).

Fergene vill kunne variere i størrelse, alder og installert kraft, alt fra 20 PBE til 290 PBE. Typisk for alle ferger i Norge er at de er symmetriske og kan operere i begge retninger, men det finnes forskjellige skrogkonsepter som for eksempel enkeltskrog og katamaran. Fergene kan være bygget i aluminium eller stål. Forskjellen mellom fergene er type maskineri, energilagring og energibærere. Det mest dominerte fremdriftssystemet er dieselmekanisk, som består av en dieselmotor i hver ende som er koplet til hver sin propell via kløtsj. Elektrisk kraft besørgeres av diesel generatorer. En diesel fyrkjel er med å besørge oppvarming når restvarme ikke er tilgjengelig eller elkraft er begrenset (DNV GL (a), 2015). Ulempen med dette fremdriftssystemet er den lave virkningsgraden for dieselmotorer som typisk er mellom 35-40 %.

De mest vanlige maskinkonfigurasjonene er:

- En eller flere hovedmotorer med påhengt generator (lager elektrisitet) + to eller flere hjelpemotorer
- Diesel elektrisk anlegg – Elektriske motor sørger for fremdriften
- Kombinasjon av punktene ovenfor
- Batteridrevet
- Hybrid løsning mellom punktene nevnt ovenfor

Maskinkonfigurasjoner kombinert med forskjellige hybridløsninger som for eksempel med batterier vil kunne være mer utbredt fremover. Fordelen er at man kan slå av dieselmotoren ved miljø sensitive områder, bruke ren batteridrift i ventesituasjoner og i havneområder (DNV GL, 2014). De mest aktuelle fossile brenslene som anvendes for fergedrift er marin diesel olje og LNG naturgass (DNV GL, 2014).

2.1.2 Energibærere

Et større press på oljeressurser og miljøfokus har ført til endringer på synet om alternative energibærere i transportsektoren. Det har vært en lang tradisjon i den norske maritime næringen å benytte petroleumsdestillater og tung olje som drivstoff. Det er ingen reelle alternativer som kan erstatte bruken av tungolje innenfor alle segmenter i skipsfarten i dag (Norges rederiforbund, 2014). LNG har vært blant annet en av løsningene som leder an. Motorleverandører, rederier og lasteier arbeider med mulige energibærere som biodiesel, etanol, metanol og hydrogen. Utslippet har en direkte innvirkning på miljøet da det er stoff som NO_x , SO_x og CO_2 som slippes ut til miljøet. Ved å bytte energibærer kan man redusere CO_2 utslippet, der CO_2 faktoren (Forholdt mellom mengden drivstoff forbrent og resulterende utslipp av CO_2 , basert på karboninnhold) varierer for eksempel fra 0 for hydrogen til ca. 3.2 for marin gass olje (DNV, 2011)

Drivet bak reduksjonen av utslipp er kommende og eksisterende lokale og internasjonale krav til reduksjon av utslipp som CO_2 , NO_x og SO_x , diverse avgiftspolitikker og økt forventning til mer miljøvennlige og bærekraftige virksomheter.

Hensikten med kapittelet er å gjøre kort rede for de eksisterende drivstoffene som er i bruk i dag å trekke frem prisen på hver enkelt av dem, og hvilke regelverk som er lagt til rett for å redusere utslippet.

2.2 Konvensjonell drivstoff

Innenrikstrafikken domineres av tre ulike skipstyper: Passasjerskip, offshoreskip og fiskefartøy, hvor disse står for 55 % av drivstofforbruket (DNV GL (b), 2015). Referanse drivstoffene som brukes i norsk farvann er HFO(heavy fuel oil) og MGO(marin gas oil).

Fiskefartøyene er drevet av mellom-til høyturtallsmaskiner med dieselmekanisk drift, der det anvendes marin gass olje (MGO) eller marin diesel olje (MDO) som drivstoff. Fiskefartøyene er vanligvis gamle og er litt mindre (5000 GT) (DNV GL (b), 2015). Det samme drivstoffet anvendes også for passasjer skip. Passasjer skip kan være i størrelse fra 1000-25000 GT og er alt fra små ferger til store cruiseskip, hvor driftssystemet er dieselmekanisk og har i hovedsak mellom til høyturtallsmaskiner. I offshore bransjen finner man nyere og mer moderne skip(forsyningskip). Disse er enten mellom-til høyturtallsmaskiner med dieselmekanisk drift, eller dieselektrisk konfigurasjoner. Der anvendes det drivstoff som er marin gass olje (MGO), marin diesel olje (MDO) og LNG (DNV GL (b), 2015).

2.2.1 Tung olje

Tung olje har dominert som drivstoff for internasjonal skipsfart på grunn av den økonomiske lønnsomheten og teknisk sett fordi den er egnet som drivstoff for marint maskineri (Norges rederiforbund, 2014). Tungolje er et resultat av petroleumsdestillering når produkter som gasser, nafta, parafin, diesel, lette fyringsoljer og smøreolje er tatt ut (DNV, 2011). Tung oljen har en tetthet på 900kg/m^3 ved 15 grader (BAHLS, 2015) og et innhold av svoveldioksid på 1 % (DNV, 2011) . Prisen på tung olje per dagsdato er 3178 NOK/tonn. Gjennom MARPOL Annex VI ble det innført fra 2015 lokale utslippsgrenser for ECA/SECA(Emmision Control Areas / Sulphur emmision control Areas) til bruk av bunkers med 0,1 prosent svovelinnhold, og fra 2020 eller senest 2025 skal det utvides globalt til 0,5 prosent (Klima- og miljødepartementet, 2013).

2.2.2 Marin gassolje/ marindiesel olje (MGO/MDO)

Marin gassolje/Marin diesel olje er petroleum destillater hvor marin gassolje er ren olje destillat og har det laveste svovelinnholdet (Environment Canada). Marin gas olje har en lavere forbrenningsverdi på 42,7 MJ/kg, og øvre brennverdi 45,9 MJ/kg (Bunker Oil). Forbrenningsverdien til et stoff angir energien som er forbundet med avbrenning av en bestemt mengde av stoffet. I tilfellet her vil det si at det er lagret 42,7 MJ per kilogram marin gass olje. Drivstoffene blir tradisjonelt klassifisert i henhold til deres kinematiske viskositet, densitet og svovelinnhold. De fleste drivstoffene til marin bruk som tidligere nevnt er fraksjoner fra raffineriprosesser, og må fortsatt følge de internasjonale bunkers marked standard ISO 8217 som sier noe som den maksimale viskositeten. Dette fordi maskinene er designet ved bruk av forskjellig viskositet. Tettheten er også avgjørende for drivstoffet, fordi de ble rensset før bruk for å kunne fjerne vann og smuss. I forbindelse med dette må oljen ha en tetthet som er forskjellig fra vann (Viscopedia).

Marin gass olje tilfredsstiller kravene fra International Maritime Organisasjon ved kravet om 0,1 % svovelinnhold fra 2015 (Klima- og miljødepartementet, 2013) og kravet om 2.0gNO_x/kWh for dieselmotorer som trede i kraft 1.januar 2016 (IMO, 2017). CO₂ faktoren for marin gass olje er 3,2 t/t MGO noe som er høyere enn senere nevnte drivstoff (DNV, 2011). En diesel motor har ca. en virkningsgrad opp mot 42 % av relevant størrelse og kan ha en kostnad fra 3000 kr/kW til 6000 kr/kW avhengig av motoreffekten (DNV, 2011).

Prisen på MGO er på ca.4432 NOK/ton (SHIP & BUNKER, 2017)¹. NO_x avgiften må også vurderes hvor alle fergefirmaer er en del av NO_x Fondet. Gebyret er på 4 NOK/Kg NO_x (NHO). For tiden er det ingen CO₂ utslipps avgift på ferge.

2.2.3 Flytende naturgass (LNG)

Flytende naturgass (LNG) er naturgass som er nedkjølt (-162 °C) og kondensert til flytende form, for å kunne gjøre transport og lagring enklere. LNG er lettere enn luft, fargeløs og verken giftig eller korrosiv (AGA, 2017) med en forbrenningsverdi på 52 MJ/kg, noe som er høyere enn de drivstoffene nevnt ovenfor. Det forventes en økning i bruk av LNG som drivstoff i verdensbasis, men spesielt i nærskipfarten. Det er flere fordeler ved bruk av LNG som drivstoff som blant annet en utslippsreduksjon på 20 % CO₂ ved forbrenning, Utslipp av

¹ Valuta kurs per 08.05.17 (1 USD=8,9765NOK)

NO_x kan reduseres med 85 %, og SO_x og partikler kan tilnærmes null, samtidig som at LNG ikke inneholder Svovel (DNV GL (b), 2015). LNG har lavere CO₂ faktor enn MGO på 2,75 tCO₂/tLNG (DNV, 2011). I et livsløpsperspektiv er ulempen CO₂ utslippet forbundet med produksjon, lagring og transport. Det er en utfordring å lagre LNG som er volumkrevende enn diesel(3-3,5 mer plass) (DNV, 2011).

Når det gjelder kunnskap, erfaring og kompetanse med gassdrift er Norge i en særstilling. Per februar 2017 er det 100 LNG drevne fartøy som operer i verden, hvor nærmere halvparten av dem er i Norge (Stensvold, Gass er avgjørende for å få ned utlipp fra skipsfarten, 2017). Norge tok i bruk første LNG drevet ferge i år 2000, Glutra som hadde en elektrisk overføring med 4 generator på 675 kW hver (Wärtsila). LNG motorer har typisk 5-10 % bedre effekt enn olje drevet motor, og kan levere en virkningsgrad opp mot 48 %, og kan forvente høyere virkningsgrader ved økt utbredelse av gassmotorer (DNV GL (b), 2015). Enhetsprisen for LNG motor varier med størrelsen på installert effekt, og reduseres trinnvis med økende motorstørrelse, fra 20 000 NOK/kW for små båter/motorer, til 7 000 NOK/kW for de største, inkludert tank kostnad (DNV GL (b), 2015).

Tilgangen på bunkring langs den norskekysten er forholdsvis god i små skala. Satsingen videre for investering vil basere seg på prisen på LNG og ekstrainvestering på skip, som vil egentlig være det samme punktet for hydrogen.

2.2.4 Biodrivstoff

Biodrivstoff er en fornybar energibærer og er en felles betegnelse på flytende eller gassform drivstoff basert på biomasse som kan anvendes i forbrenningsmotor (DNV GL (b), 2015). Biostoff kan utvinnes fra biogent materiale og fremstilles av et bredt antall organiske materialer som spiselig avling (raps og mais), ikke spiselig avling, slam, trevirke og kompost, matavfall/fett og alger (eksperimentell produksjon) (DNV GL (b), 2015). De tre typene som det skilles mellom er biodiesel, bioetanol, og biogass. Fossil diesel og biodiesel har mye av de samme egenskapene, og kan anvendes i de fleste av dagens dieselmotorer (med en lav innblanding ca. 20 %) (DNV GL (c), 2016). Biogass kan nedkjøles likt LNG, og kan anvendes ved samme tekniske løsning (DNV, 2011). Egenskapene til vegetabilsk olje ligner mer på tyngre fossile produkter enn vanlig diesel og er mer tyktflytende. Denne type biodrivstoff er ikke egnet for innblanding, men kan anvendes rent i dieselmotor med mindre modifikasjoner av motor og drivstoffsystemer (DNV GL (c), 2016).

Biodiesel gir ca. 50 % lavere netto CO₂ utslipp enn tradisjonell diesel dersom man ser på hele syklusen fra produksjon til forbruk. Dette er avhengig av hva slags råstoff som blir brukt, men som regel vill reduksjonen være på mellom 60-90 % med bruk av biodiesel (Statens vegvesen). Biodiesel har tendens til å øke utslipp av NO_x, men kan unngås ved å spesialjustere motoren for biodiesel (Statens vegvesen). Biodrivstoff bidro til en utslippsreduksjon på 500.000 tonn CO₂ i 2015. Utslippene ville ha vært 4,4 % høyere dersom biokomponenter ikke hadde blitt blandet i bensin og diesel (Norsk Petroleumsinstitutt, 2016)

MF selje var ut som verdens første ferge som brukte kun biodrivstoff i 2016 sammen med to andre ferger på strekningen Hella-Dragsvik-Vangsnes (Sysla, 2016). Torghatten Trafikkselskap går ny veg i ferjeteknologi. Den blir verdens første som går på både biodiesel og batteri, en teknologi som kalles for biodiesel plugg-in hybrid. Det er en forventning på drivstoff reduksjon på 20 %, samt en installasjon for NO_x rensing (Sysla, 2016)

For skip og ferger vil biodrivstoff være mest aktuell dersom den blandes som et produkt hvor en mindre andel blandes med LNG/diesel. Dette vil uansett koste mer enn LGO/MGO, men fra et miljøperspektiv er det bedre. Den høye kostnaden for den totale verdikjeden ved småskala produksjon, fører til at biodrivstoff i dag er mindre aktuell som en primær energikilde for drift av skip i Norge, men dersom det er storskalaproduksjon vil dette være annerledes.

2.3 Mot et grønnere skifte i transport sektoren

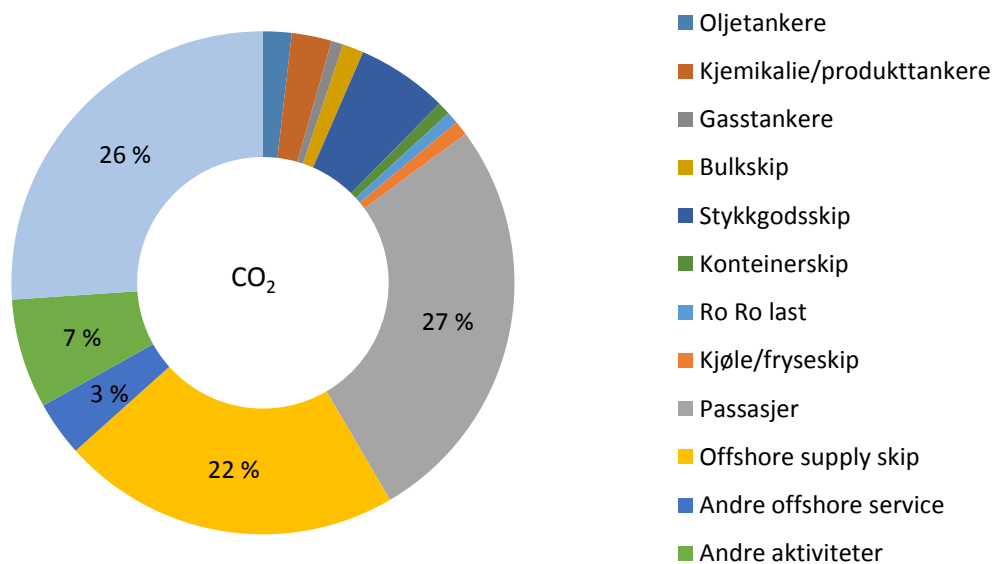
Den maritime næringen har en sentral utfordring som er reduksjonen av klimagass utslipp. Utslippene skal reduseres, tross en økning i transportbehovet. Skipsfarten skal tenke og se på nye løsninger som elektrifisering, LNG, hybrider og hydrogen. Paris avtalen (COP21) har inkludert Norge med å forplikte seg for å redusere utslipp fra skipsfarten, som er en stor bidragsyter til ikke-kvotepliktige utslipp. Den norske regjeringen presenterte den 29. mai 2015 en strategi for den maritime næringen «Maritime muligheter – blåvekst for grønn fremtid» (Energi- og miljøkomiteen, 2016). Det ble også vedtatt en utslippsforpliktelse der målet er å redusere utslippene med minst 40 % i forhold til 1990 innen 2030, og bli et lavutslippssamfunn innen 2050. I Norge vil det grønne skifte føre til verdiskapning og gi den maritime næringen et konkurransefortrinn.

2.3.1 Dagens CO₂ utslipp & miljøkrav.

I dag bidrar skipsfarten til betydelig luftforurensning og klimagassutslipp, både nasjonalt og internasjonalt. En studie utført av DNV GL viser at totale drivstoffbruket fra alle typer skip ble beregnet til 2,3 millioner tonn. I utslipp tilsvarer dette 7 millioner tonn hvor den innenlandske skipstrafikken stod for 55 % av utslippene, noe som tilsvarer 9 % av de nasjonale utslippene (DNV-GL, 2014). Utslipet og forbruket domineres av passasjerskip og ferger, offshore- og fiskefartøy. Det er ikke overraskende at disse er øverst på listen, nemlig på grunna av høy operasjonstid i norsk farvann.

Dersom målet om å redusere utslippet i 2040 i forhold til dagens nivå må 28 % av den seilende flåten altså 2750 skip operere med alternative drivstoff i 2040 (DNV-GL, 2014) Drivstoffene varierer med skipstype. Som vist i (figur 2-1) utgjør passasjerskip 27 % av CO₂ utslippet.

CO₂ Utslipp fra innenriks skipsfart i norske farvann



Figur 2-1: CO₂ utslipp fra innenriks skipsfart i norske farvann (DNV-GL, 2014)

3 Hydrogen

I det store puslespillet overgangen fra fossil til fornybar energi er hydrogen en av de viktigste brikkene. I likhet med elektrisitet er hydrogen en energibærer som betyr at hydrogen kan brukes til å transportere, lagre og levere energi. Som energibærer er den veldig fleksibel der gassen kan produseres fra alle typer energikilder. Hydrogen sammen med brenselcelle vill være med å minske både miljøbelastningen og effektivisere energibruket. Gjennomføringen av hydrogen i norsk maritim sektor er i startfasen og interessant fordi teknologien og regjeringens posisjon på et grønnere skifte er bakgrunnen for satsingen. En rekke løsninger kan være f.eks. LNG, hybridløsninger med LNG/diesel og batterier og biogass. I dette kapitlet fokuseres det på hvordan hydrogen har potensialet til å oppnå null utslipp fra produksjon til forbruk. Det blir også lagt frem om hydrogenets egenskaper og hvordan den kan måle seg opp til andre konvensjonelle drivstoff.

3.1 Hva er hydrogen

Hydrogen er en utslippsfri energibærer som kan fremstilles fra en energikilde og regnes for å være det mest riket grunnstoffet i universet. Den har det kjemiske symbolet H og er nummer 1 i periodesystemet med en atomvekt på 1,008 u (Per L.Kofstad & Bjørn Pedersen (UiO)). På jorden danner hydrogen kjemiske forbindelser med de fleste grunnstoffene på grunn av at den er så lett ($0,08987\text{kg/m}^3$). Dermed er det vanlig at hydrogen kan fremstilles fra veldig varierte kilder. Den inngår også i forbindelse med karbon, som utgjør hovedbestanddelen av alle kjente levende organismer.

Hydrogen kan være i forskjellige tilstands former som flytende, gassform eller fast form. Trykk og temperatur avgjør hvilken tilstand hydrogenet har. For eksempel ved normalt trykk og rom temperatur er den i gassform mens flytende hydrogen har en temperatur på $-253\text{ }^\circ\text{C}$ (FORNYBAR, 2016). Tilstands former er avgjørende for bruksområde og lagringsmetode som vi kommer senere inn på i kapitlet 3.6. Det er egenskapene til hydrogen som gjør den spesiell i forhold til konvensjonelle drivstoff. Med hydrogenforbrenningsverdi på 14,79 MJ/kg (The Engineering ToolBox) gjør at den har et energiinnhold tre ganger høyere per vektenhet enn i bensin og diesel. Den volumetriske energitettheten (kWh/m^3) er veldig lav selv i høyt trykk.

I forbrennings prosesser er hydrogengass svært brennbar og kan brenne med så lite som 4 % H_2 luft. Selvtenningstemperaturen angir temperaturen for en substans ved hvilken temperatur

den vil antenne uten at det er flamme eller gnist tilstede. Hydrogen har en selvtenningstemperatur på 500 °C noe som er høyere enn bensin, diesel og naturgass (HYDROGEN TOOLS). Denne forbrenningsprosessen gir en ren reaksjon:



Hydrogen gass (H_2) reagerer med oksyngengass (O_2) og produktet er vann (H_2O) og energi. Energien hentes i en brenselcelle i form av elektrisitet, eller i forbrenningsmotor/turbin der det danner varme og trykk som skaper bevegelse. Hydrogen blir derfor sett som fremtidens energibærer, nemlig på grunn av den gir null utslipp hos sluttbrukeren. Hydrogen har ikke vært ledende som en alternativ drivstoff på grunn av flere faktorer. Oppfatning om konsekvenser bak produksjon, kostnad og teknologi har vært sentrale faktorer.

3.1.1 Hydrogen Markedet

Internasjonalt har satsingen på hydrogen og brenselceller fått et betydelig løfte i de siste årene. Det er etablert internasjonale samarbeid og økt initiativ innen forskning og utvikling. Den økende energietterspørselen og internasjonale klimaavtaler gjør at hydrogen tas i bruk som en energibærer. I følge en rapport utført av (Persistence Market Research) har den globale hydrogen markedet en verdi på 255.3 billion dollar per kubikk meter. Det forventes en økning på 3,5-5,6 % fra 2014 til 2020 (PERSISTENCE MARKET RESEARCH). Innen transportformål i følge "Hydrogen Today" er det totalt 274 hydrogen fyllstasjoner i verden hvor 106 av dem er i Europa.

3.1.2 Markedspris og produksjonskostnad

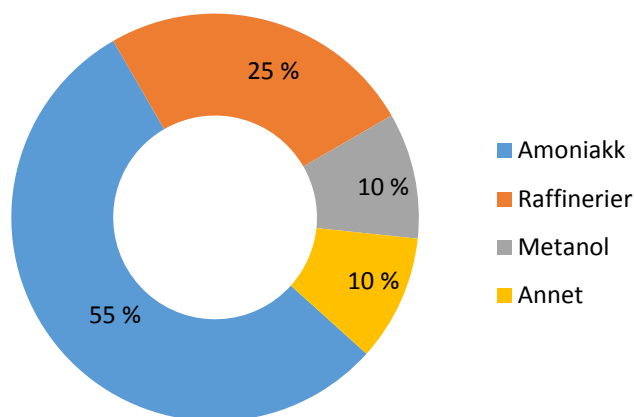
Markedsprisen for hydrogen vil være viktig å konkurrere med andre energibærere. Det er vanskelig å anslå prisen for hydrogen på grunn produksjon, transport og lagringskostnader virker inn på sluttprisen. For eksempel vil listepriisen for hydrogen på flaske(0,7 kg) fra AGA og Praxair koste over 4000 kr (DNV GL (d), 2016). Renhetsgraden er tilstrekkelig for bruk i en brenselcelle. Ved en større skala og i bruk i industriformål hvor renhetsgraden er mindre vil det omtrent koste 100 kr/kg. På fyllstasjoner koster hydrogen i dag 90 kr/kg(hvor et hydrogen bil forbruker 0,1kg/mil). Sammenlignet med bensinbiler vil dette gi samme pris dersom man legger til et grunt bensinforbruk på 0,6l/mil og en pris på 15 kr/l (DNV GL (d), 2016).

En produksjonskostnad på 0,9 USD/Kg gjennom naturgass, tilsvarende 2,2 USD / kg i Europa, og 3,2 USD/kg i Japan, som er basert på naturgasspriser, 13,76 og 56 USD/MWh. Prisen på hydrogen produsert gjennom elektrolyse vil kunne også gi en rimelig pris siden det er en moden teknologi. På kort sikt vil den gi omlag 50 NOK/dag, forventet å bli 30 NOK/kg (LMG Marin (Torbjørn Bringedal), CMR Prototech, 2013-2017).

3.2 Anvendelse av hydrogen

Hydrogen forbruket er fordelt på tre industrisegmenter som utgjør 90 %. Mesteparten av hydrogen anvendes til industrielle formål som ammoniakkproduksjon, fjerning av svovel i drivstoff i oljeraffinering, rakettdrivstoff og resten blir brukt til andre kjemiske prosesser (Sintef, 2016). Resterende 10 % blir fordelt på andre applikasjoner som produksjon av matvarer, elektronikk og metallurgisk industri og medisiner som vist i figur 3-1. I dag er det mer fokus på at hydrogen skal kunne fungere som en energibærer i transportsektoren, gas industri, elektrisitet og varmeutvikling (heat generation).

Globalt hydrogenforbruk



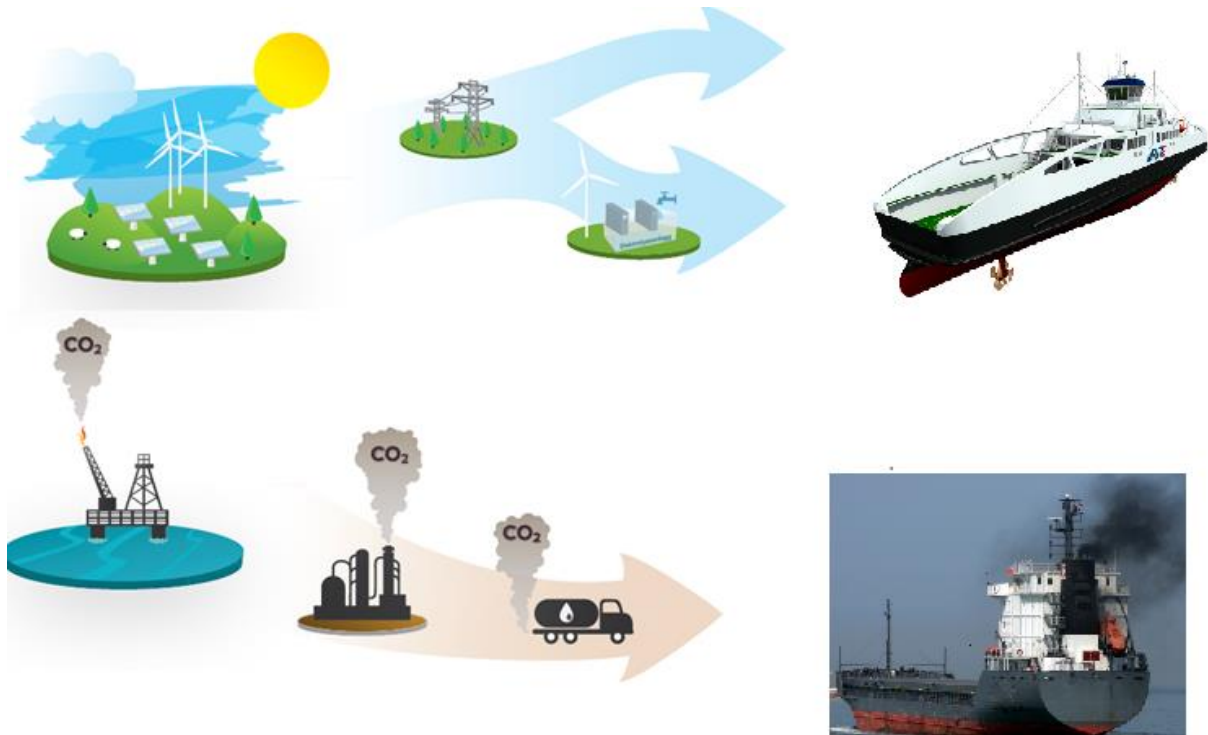
Figur 3-1: Figuren hvordan det globale hydrogenforbruket er fordelt på de forskjellige industriområdene (Sintef, 2016).

Hydrogen kan brukes i forbindelse med de fornybare energikildene sol og vind. Ulempen bak disse kreftene er at de er periodiske ressurser, og kan noen ganger produsere høyere elektrisitet enn gitteret kan tåle. Ved å bruke dette overskuddet kan det produseres hydrogen, hvor den omdanner elektrisitet ved hjelp av brenselceller. Denne løsning vil gi en fornybar lagringsmetode av hydrogen samt balansere behovet ved høyere etterspørsel (Planetenergi, 2015). Varme og kraft i butikker og i bygninger kan fremstilles ved hjelp av stasjonære brenselceller. Her vil størrelsen og vekten på brenselcellene være mindre viktig, og hydrogen kan produseres lokalt.

I transportsektoren er det på verdensbasis flere hundre kjøretøy og flere titalls hydrogenstasjoner i bruk. I 2015 kom det hydrogen biler fra selskapene Hyundai, Toyota og Honda. I følge Toyota oppnår brenselcellen en maksimal ytelse på 114 kW (154 hk) og et ytelsesforhold på 3,1 kW/L. Man kan fylle en full tank på 3-5 min som gir en rekkevidde på 550 km (SYSLA GRØNN, 2016). Prisen på Mirai er per 2016 på 609.500 kr i Norge (Hydrogenbilen Toyota Mirai er i salg, 2016). I tillegg til biler har busser vært i bruk både i Europa og i Norge.

I Tyssedal Har Selskapet Tizir Titanium & Iron (TTI) brukt kull i produksjonsprosessen. Det har blitt inngått avtale med Sunnhordaland Kraft og Green Stat om hydrogenproduksjon, og det sentrale element har vært å fase ut kull til fordel for hydrogen. Produksjonen av hydrogen vil være gjennom elektrolyse hvor anlegget vil levere 30 tonn hydrogen per dag. Dersom dette oppnås i stor skala kan dette redusere energiforbruket i produksjon med ca.40 prosent og CO₂ utslippene med 90 % (ENERGI RIKE, 2017).

Hydrogen kan anvendes i en bred sammenheng. 24. januar 2017 startet et nytt hovedprosjekt kalt Green Fish Farming ledet av CMR Prototech som går ut strategisk satsing på grønt havbruk (NCE Maritime CleanTech, 2017). Målet med prosjektet er å drive oppdrettsanlegg med null utslipp til luft og sjø. Man ser for seg et anlegg med flere energikilder (vind, sol, bølge eller småkraft), som kan brukes i et elektrolysrør som produserer hydrogen. Ved denne produksjonen vil biproduktet være oksygen noe som fisken vil trenge dessuten har man skapt produksjon av hydrogen som kan anvendes videre i andre sammenheng (CMR, 2016).



Figur 3-2: Fornybar kilde (H₂) VS fossildrivstoff

3.3 Tilgjengelighet og infrastruktur i Norge

Det har vært lange tradisjoner for produksjon av hydrogen i Norge. En god kompetanse er opparbeidet innenfor en rekke hydrogenteknologier på produksjon, lagring og bruk av hydrogen. Norske hydrogenrelaterte produkter blir også solgt på verdensbasis. Ammoniakk for kunstgjødselproduksjon ble industrielt fremstilt av Norsk Hydro allerede i 1928, og siden 1920 har dem produsert hydrogen ved vannelektrolyse i stor skala med vannkraft som energikilde. I forbindelse med metanolproduksjon har Statoil siden 1997 fremstilt hydrogen ved fabrikken på Tjeldborgodden i Møre og Romsdal, det produseres også hydrogen ved raffineriet på Mongstad (NOU Norges offentlige utredninger, 2004).

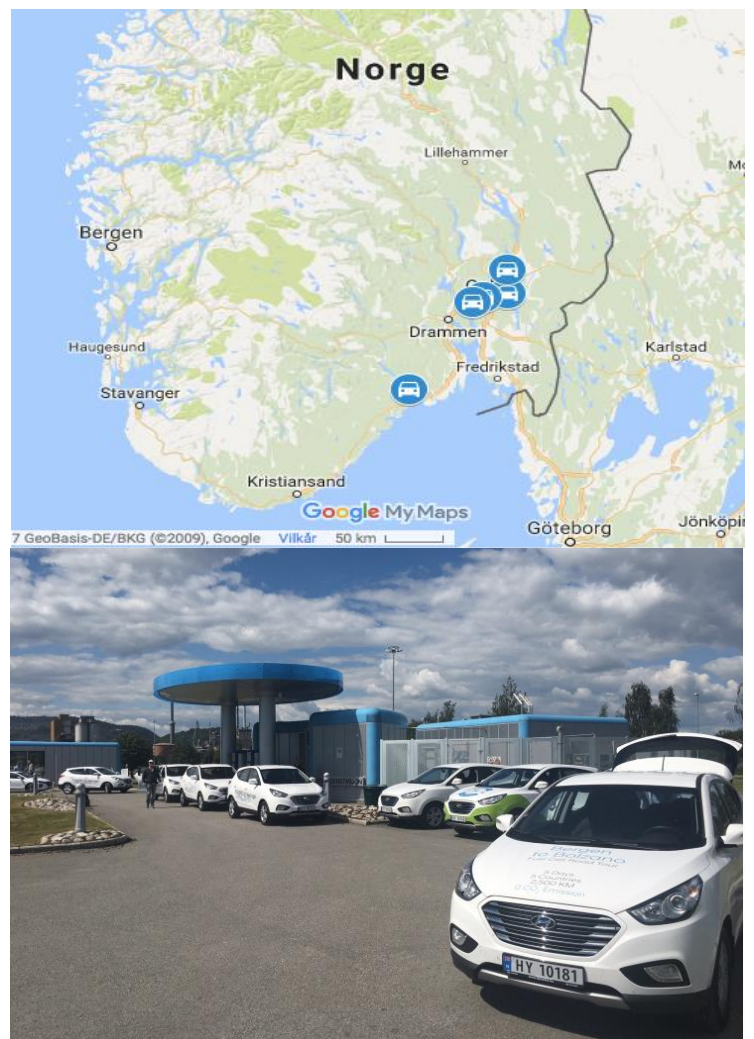
I motsetning til at hydrogen bruket har kun vært i forbindelse med industrielle formål, ble hydrogen først introdusert til transport sektoren gjennom prosjektet Hynor i 2003. Prosjektets målsetting var å legge til rette hydrogen ladestasjoner langs veien mellom Oslo og Stavanger i løpet av perioden 2005-2008 (NOU Norges offentlige utredninger, 2004), hvor Norges første fyllestasjon åpnet allerede i 2006 i Forus Stavanger. Med Norges utvikling har det dermed

vært viktig å posisjonere seg i dette hydrogen utviklingen og være klar når tiden er inne for virkelig bruk av hydrogen i transportsektoren.

I Norge er det per i dag underkant 50 hydrogenbiler og fem offentlig tilgjengelige fyllestasjoner der en er under bygging og kommer i drift i 2017 i Høvik. Fire av disse driftes av HYOP og er ledende operatør mens en er drevet av Uno - X som åpnet sitt første hydrogen stasjon i slutten av 2016 i Sandvika Bærum. Hydrogenstasjonen har en kapasitet opp mot 200 kilo hydrogen i døgnet noe som tilsvarer full tank for 50 biler (BELLONA).

Uno - X hydrogenstasjonen er en del av et større prosjekt hvor NEL og Uno - X sammen skal levere minimum 20 hydrogenstasjoner som skal dekke de største byene i Norge innen 2020 (Uno X, 2016). Videre har stortinget godkjent innstillingen fra energi og miljøkomiteen om at utbygging av et nasjonalt nettverk av hydrogenstasjoner fra 2017 der målet er 50.000 hydrogen biler innen 2025. Dersom dette skal være oppnåelig innebærer det minst hundre stasjoner på landsbasis (NEL, 2015).

Forsyningen av hydrogen for hydrogenstasjonene (både Hyop og Uno-X) skjer ved at hydrogenet produseres ved vann elektrolyse og transporteres til stasjonen. Det planlegges videre produksjon på stedet, ved for eksempel hjelp av strøm fra solceller. I dag er det begrenset med hydrogen drivstoff, men det forventes en økning i bilflåten i de kommende årene og hydrogenet vil også introduseres i taxiflåten. Lønnsomheten på stasjonen først vil oppnås ved at det finnes nok hydrogen biler i på veien. Dersom det finnes nok hydrogen i markedet vil dette også være en fordel for at hydrogenet er lett tilgjengelig ikke bare for biler men også for den maritime sektoren.



Figur 3-3: Offentlig tilgjengelige hydrogen stasjoner, stasjonen viser en Av HYOP sine hydrogenstasjoner

3.4 Produksjon av hydrogen

Dette avsnittet omhandler hydrogen produksjon hvor det blir sett på fra et miljømessig synspunkt. Hydrogen gir ingen utslipp hos sluttbruker, men selve fremstillingen i seg selv har en betydelig innvirkning på miljøet. Når man skal vurdere ulike energikilder er energieffektivitet og utslipp to av de viktigste faktorene. Det må også tas hensyn til aspekter som for eksempel tilgjengelighet av aktuell energikilde, kostnader, personsikkerhet og andre miljøkonsekvenser. Produksjon av hydrogen kan være enten fra eller ved hjelp av ulike energikilder. I dag produseres det globalt 50 millioner tonn hydrogen, hvor omtrent 96 % er fra fossiler. Den mest anvendte og billigste metoden for produksjon av hydrogen er reformering av naturgass som står for 48 % av den globale produksjonen. Ulemper knyttet til denne metoden er dannelse av CO₂. I dag finnes teknologien for å separere, men krav til deponering øker kostnadene for fremstilling av hydrogen fra naturgass.

I denne rapporten er det valgt å se på produksjonsmetoder for hydrogen ved å spalte vann ved hjelp av elektrisitet (elektrolyse) eller oppvarming av hydrokarboner sammen med vann(damp) og eventuelt luft eller oksygen (dampreforming).

3.4.1 Damp reformering

Dagens viktigste kilde for produksjon av hydrogen er reformering av hydrokarboner (f.eks. metanol, metan eller naturgass) Det er tre forskjellige metoder for reformering (omdanning) til hydrogen, dampreforming (steam reforming), delvis oksidasjon (Partial oxidation) og autoterm reformering (autothermal reforming).

Den mest dominerende, kostnads og energieffektive metoden for å produsere hydrogen i storskala er dampreforming av naturgass. Damp reformeringen av naturgass utgjør omtrent 48 % av global produksjon (Sintef, 2016). I reformering skilles prosessen det mellom lette hydrokarboner (f.eks. metanol metan, eller naturgass) og tunge hydrokarboner gjennom partiell oksidasjon. Det tas utgangspunkt i lette hydrokarboner (metan CH₄). Prosessen innebærer flere trinn: selve dampreforming, vannskiftreaksjonen, og hydrogenrensingen.

Først omdannes metan med vanddamp i mangleørers reaktor over nikkelbasert katalysator ved høy temperatur (typisk 700-850 °C), og trykk fra 3-25 bar (IEA, 2006). Den første prosessen er endoterm, det vil si at det forbrukes varme.



Produktet inneholder ca. rundt 12 % karbonmonoksid (CO). I en såkalt skiftreaksjon omdannes videre det produserte karbonmonoksidet og vann til hydrogen. Den andre prosessen er svakt eksoterm og ofte er det slik at den eksterne varmen er tilført ved å forbrenne fyr gass, som utgjør en fraksjon av innkommende fødegass som blandes med andre tilgjengelige avgasser som for eksempel fra hydrogenrensesystemet (Forskningsrådet, 2006).



Av det produserte hydrogenet stammer om lag 50 % fra vannet og en tilsvarende andel fra det riket H_2 metanmolekylet. I en stor skala dampreforming kreves det i praksis en energimengde på typisk 2-2,25 kWh/Nm³ H₂ med en effekt på 70-80 %. Teoretisk energimengde som kreves er noe lavere, ca. 0,78 kW/Nm³. Det er vanskelig å oppnå den teoretiske energimengden på grunn av ulike praktiske tap som varmeoverføring og varmeutnyttelse.

For å kunne realisere en bærekraftig fremtidig H₂ produksjon vil dampreforming ikke være egnet dersom man ser på det totale bildet med CO₂ utslippet/fangst, lagring og transport.

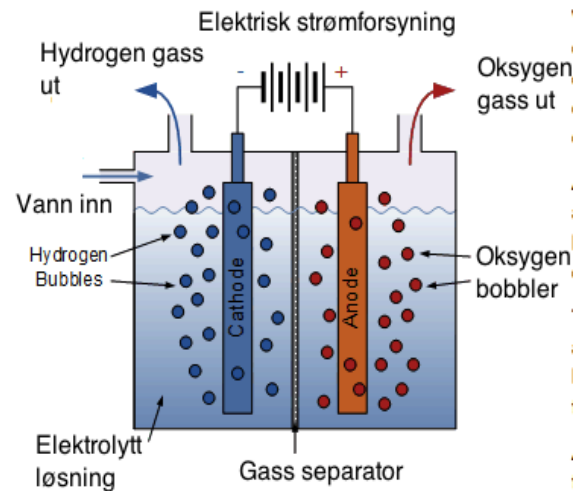
Tabell 3-1 oppsummerer teknologiene og utfordringene bak dem.

Teknologi	SMR	ART eller POX
Fordeler	Høy virkningsgrad Utslipp Bespargelse ved storskala produksjon	Mindre størrrelse Bespargelse for liten skala produksjon Enkelt system Lavere virkningsgrad
Utfordringer	Avansert system Sensitiv til natur gass kvalitet	H ₂ rensing Høyere utslipp

Tabell 3-1 Sammenligning av teknologi for produksjon av hydrogen fra naturgass (IEA, 2006)

3.4.2 Vann Elektrolyse

Hydrogen produksjon via vann elektrolyse kan tilby muligheter for samvirkning med variabel kraftproduksjon som er karakteristisk for noen fornybare energiteknologier. Observeringen av elektrolyses kan spores tilbake til 1800-tallet (Emmanuel Zoulias). Ved vannelektrolyse splittes vann til hydrogen og oksygen ved at det tilføres elektrisk energi. Enheten består av et positivt element anode (+) og et negativt element katode (-) og en elektrolytt som kan lede en strøm. Ved at anoden og katoden senkes i vannet og tilsetning av elektrisk spenning vil det negative hydrogen atomene trekkes mot katoden og det positive oksygen atomene mot anoden som vist nedenfor i figur 3-2. En type membran anvendes for å separere protonene og elektronene fra hydrogenet. Reaksjonen beskrives som:



Figur 3-2 Skjematisk beskrivelse av vann elektrolyse (ENERGY:GOV).



Produksjon av hydrogen ved vannelektrolyse gir en mye mer renere hydrogen (99.99) sammenlignet med dampreforming, der hydrogenet må gjennom flere trinn for å få ren hydrogen. Fordelen er videre i bruk i brenselceller der hydrogenet må være ren siden brenselceller kan være sensitive mot karbonmonoksid (CO) og sulfur (S). Med denne produksjonsmetoden kan man produsere hydrogen lokalt eller ved forbruker, for eksempel på hydrogenstasjon der hydrogenet kan anvendes for transportformål, eller i fabrikker hvor hydrogenet inngår som råstoff. Her vil man kunne benytte elektrisitetsnett for transport av energien fra kilden og unngå transport og videre distribusjon av hydrogen. Kostnadmessig er vannelektrolyse dyrere på grunn av høyt energiforbruk, men lønner seg som produksjonsmetode i perioder med lav elektrisitets pris.

3.5 Oversikt over elektrolyse teknologier

De mest utbredte elektrolyseteknologiene er Alkalisk, PEM (polymer electrolyte membrane) og SOEC (solid oxide electrolysis cell), der alkalisk elektrolyse er mest moden teknologi i Norge og er tilgjengelig kommersielt. PEM elektrolyser er kommersielt i dag og er bruk i små skala produksjon. Parameterne som skiller de forskjellige teknologiene er materialbruk, driftstemperatur, strømtetthet, elektrolytt type, sammensetning av systemene og PH – verdien (NORSK ENERGI & CMR Protech, 2016). SOEC elektrolyser har den høyest virkningsgraden og har en driftstemperatur på 600-1000 °C. Av disse teknologiene er SOEC minst utviklede teknologien på grunn av problemer knyttet til materialer. Tabell 3-2 viser oversikt for de forskjellige teknologiene og deres parametere.

Teknologi	Alkalisk	PEM	SOEC
Modenhhet	Moden, langerfaring	Moden	Ikke kommersielt tilgjengelig
Virkningsgrad (HHV)	70-75 %	65-70 %	75 %
Virkningsgrad 5-10 år	75-80	80-85 %	80-90 %
Elektrolyser pris per KW	1000-1200 €	1900-2100 €	N/A
Elektrolyser pris per KW 5-10 år	600 €	760 €	1500 €
Estimert kostnad per kg inkludert kompresjon og fylling	50 Nok/kg	60NOK/kg	N/A
Estimert kostnad per kg inkludert kompresjon og fylling, 5-10 år	30 NOK/kg	30NOK/kg	30 NOK/kg

Tabell 3-2 Sammenligning av vannelektrolyse teknologi (NORSK ENERGI & CMR Protech, 2016).

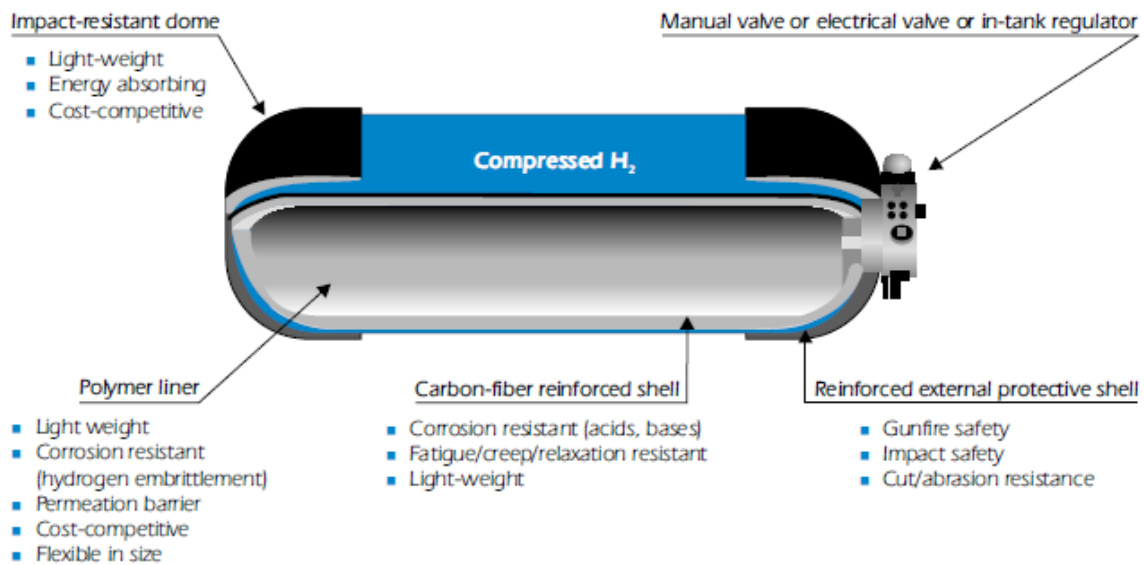
3.6 Lagringsmetoder

Hydrogen lagring er nøkkelteknologi for realisering av hydrogen som energibærer. Med hydrogenets egenskaper er det flere punkter man må ta hensyn til. Hydrogen har den høyeste energi per masse av hvilken som helst drivstoff, og dets lave tetthet gir lav energi per volumenhet, noe som krever avanserte lagringsmetoder som har potensialet for å gi høyere energitetthet. Energitettheten reduseres ytterligere i praksis som følge av tankens vekt og plassbehov. Materialvalget er også begrenset fordi hydrogen forårsaker sprøhet og brudd i enkelte metaller. Det kan dessuten oppstå lekkasjer gjennom de minste sprekkene på grunn av hydrogenmolekylet er så lite. Videre er det satt høy sikkerhetskrav rundt bruken av hydrogen og lagringsmetoden.

Hydrogen kan lagres i gassform som komprimert gass, væske ved 20 K (-253 °C), eller i faste stoffer på overflaten (ved adsorpsjon) eller innom stoffet (ved absorpsjon) og kryogenisk komprimert. Hver metode har forskjellig vekt og volum, og med disse karakterene er det viktig og forstå hvilken av metodene er gjennomførlig. De to førstnevnte metodene er vel nokså etablerte teknologier der hydrogen lagret i høytrykks form anvendes i dag i biler og busser. De neste kapitlene omhandler kort om de forskjellige lagringsmetodene og utfordringene bak dem.

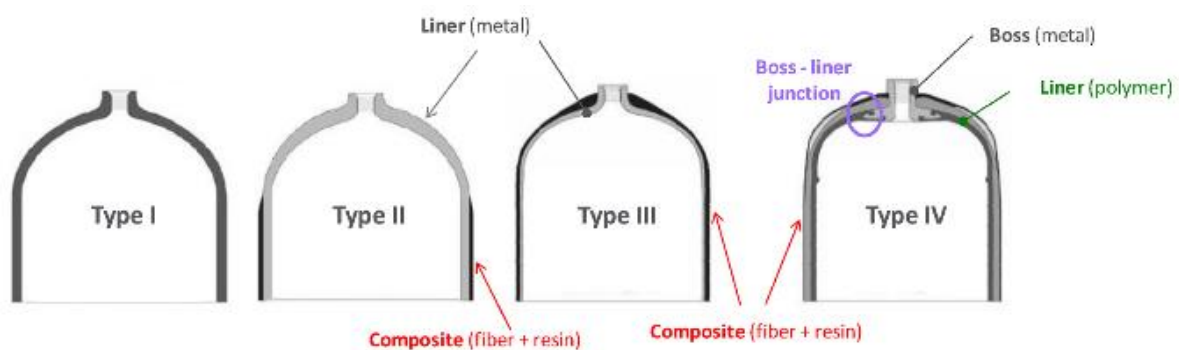
3.6.1 Gass form

Å lagre hydrogen i sin naturlige form (1 atm, 293K) ved å komprimere gassen er den mest brukte og enkleste metoden. Lagringstrykket vil avhenge av leveringstrykket og mengden som skal lagres. Komprimert hydrogen kan lagres i ståltanker, austenittisk stål og kompositt tanker. Kompositt tankene er typisk innpakket i karbonfiber, som vist i figur 3-4 (OECD/IEA, 2006) Innen transportsektoren er utviklingen gått mot trykk satt hydrogen med trykk på 35 MPa for busser og 70 MPa for personbiler. For eksempel i biler er det en fordel med 70 MPa da det er viktig og minimere volumet. Lagring av 5 kg komprimert hydrogen ved 350 bar krevet et volum på 212 L. Det gravimetrisk lagringskapasiteten for en 700 bars tank er 4,5 %, derimot den volumetriske kapasiteten er bare 0,025 kg H₂/L, som tilsvarer 0,83 kW/L. Ved å gå videre til et høyere trykk, vill energien som kreves for å oppnå det trykket være 15 % av LHV av hydrogenet lagret i byen, og der møter det praktiske og sikkerhet utfordringer å ha 700 bars tank i en bil.



Figur 3-4: Skjematisk figur av kompositt tank (OECD/IEA, 2006).

En kompositt tank er en tank laget av blandingsmaterialer der man utnytter de egenskapene til hver av bestanddelene. Videre skilles det mellom fire typer lagringstanker. De forskjellige typene velges ut i fra hvilket trykk man ønsker å lagre hydrogenet på. Figur 3-5 og tabell 3-3 viser de forskjellige typene og trykk. For eksempel ved industriell bruk kan hydrogenet lagres ved et trykk på 20-30 MPa i metallisk type I. Disse tankene har lav en lav masselagringseffektivitet (ca.1 wt % av lagret hydrogen). Trykkbeholdere av typen II består av ei tykt metallisk foring med fiberviklinger som for eksempel glass, fiber/aramid eller karbon fiber. For et høyere trykk som for eksempel det som er ønsket i biler som nevnt ovenfor kan det lagres i type III og IV. Trykkbeholderne av type III og IV er kompositt tanker som typisk består av karbonfiber med polymer foring (H. Barthelemy, 2016).



Figur 3-5 Det er fire typer lagringstanker å kunne lagre hydrogen på. De forskjellige typene tåler forskjellige trykk og er laget av forskjellige materialer (H. Barthelemy, 2016).

	Teknologi modenhet
Type I	Trykk begrenset til 50 MPa
Type II	Trykk ikke begrenset
Type III	For $P \leq 45$ MP, vanskelig å passere et trykk høyere enn dette.
Type IV	For $P \leq 100$ MPa

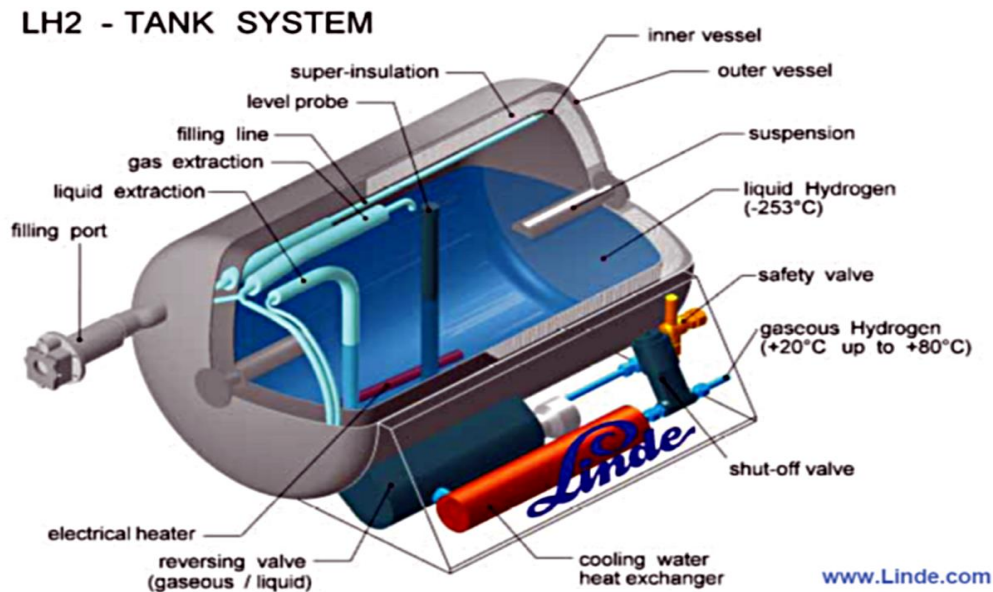
Tabell 3-3 Karakteristikk for komprimert gass trykkbeholdere (H. Barthelemy, 2016).

3.6.2 Flytende hydrogen (LH₂)

Lagring av flytende hydrogen kan oppnås ved at hydrogenet kjøles ned til sitt kokepunkt på 20 K (-253 °C). Ved denne temperaturen har hydrogenet en tetthet på 70,8 kg/m³ noe som er høyere enn komprimert gass nevnt ovenfor. For eksempel vil 5 kg av flytende hydrogen kreve 71 l, som er ekvivalent til dagens tank i biler (European Commission, 2003). Den teoretiske gravimetrisk tettheten av LH₂ er 100 %, men bare 20 wt % H₂ av det kan oppnås ved de praktiske metodene som fins i dag. Flytende gjøring av hydrogen er en kompleks prosess og energikrevende der ca. mellom 30-40 % av energien går tapt under prosessen (Technical Annex, 2015). En annen ulempe er fordampningen av hydrogen som kan forårsake høyere trykk og temperatur i beholderen. Dermed må ekstremt godt isolerte trykktanker anvendes, som typisk består av en indre tank og en ytre beholder med isolasjonsmateriale eller høyvakuum imellom. På grunn av fordampningen må tanken også være utstyrt med trykkavlastningssystem og sikkerhetsventil. Figur 3-6 viser en typisk beholder for LH₂. Fordampningen er ekstremt brennbar der sikkerhetsrisikoer er nødvendig for å unngå brann. For mindre stasjonære energisystemer er denne metoden utelukket på grunn av den komplekse prosessen og de høye kostnadene ved investering og drift. Hoved fordelen med å lagre hydrogen i flytende form er den høye tettheten som kan oppnås ved relative lave trykk.

Videre utvikling og forskning for denne lagringsmetode baserer seg på punktene:

- utvikle effektive prosesser for flytende gjøring
- minke kostnadene og forbedre isolerte beholdere
- utvikle systemer som automatisk fanger fordampningen



Figur 3-6 Figuren viser tank systemet for oppbevaring av flytende hydrogen (LINDE)

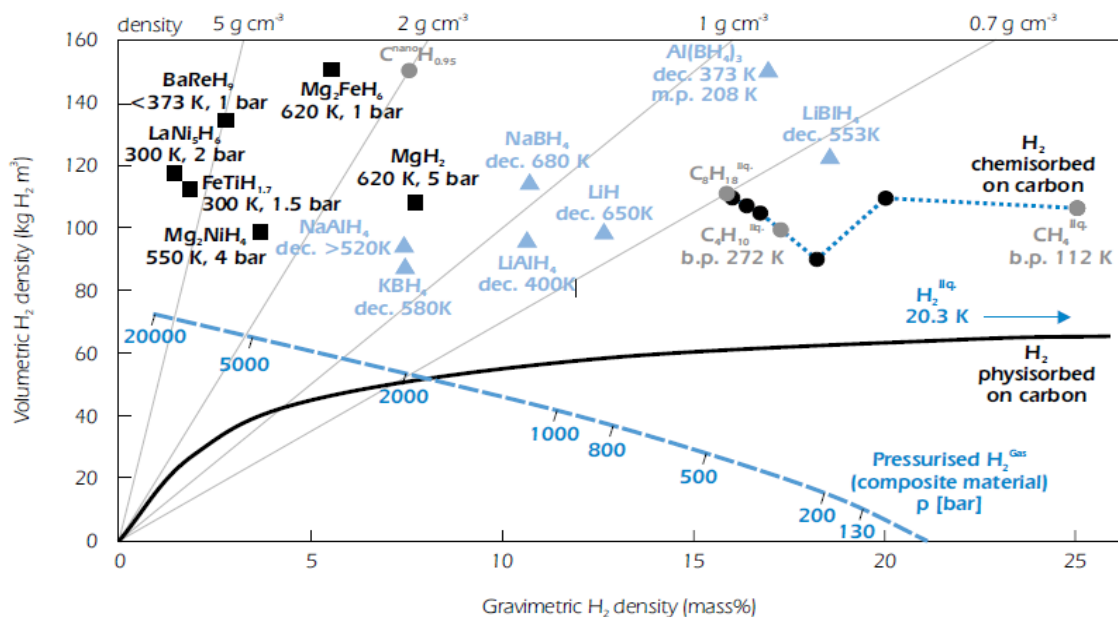
3.6.3 Kryogenisk-komprimert hydrogen

Denne lagringsmetoden kombinerer egenskapene både fra komprimert og flytende hydrogen systemet. Det er utviklet slik at man minimerer avdampingen samtidig beholde en høy energitetthet. Hydrogenet lagres i isolerte tanker som kan tillate kryogeniske temperatur som 20 K og et høyt trykk (i det minste 30 MPa) ved omgivelsestemperatur (H. Barthelemy, 2016). For eksempel har BMW Group startet validering av kryo-komprimert hydrogen lagring for hydrogen kjøretøy. Ut fra (H. Barthelemy, 2016) viser det seg at Kryo- komprimert H₂ får man høy lagringstetthet på 80 g/L. Lagringstankene er tyngre enn flytende hydrogen, og består av tank type III kompositt tank.

3.6.4 Metall hydrid

Hydrogen kan også lagres i metallhydrider, som er et stoff bestående av et eller flere metaller. Den kan lagres ved hjelp av absorpsjon, altså at hydrogenet blir tatt opp i bulken av metallhydridet eller på overflaten ved hjelp av adsorpsjon. Metaller tar opp hydrogen ved forskjellige trykk og temperatur, og tilsvarende vil det være for desorpsjon (fjerning av den

absorberte gassen fra et stoffs overflate). Hydrogenet frigjøres ved at det tilføres varme (pyrolyse) for eksempel ved at tanken oppvarmes og trykket reduseres, eller ved å reagere med vann (hydrolyse) (OECD/IEA, 2006). Av de overnevnte lagringsmetodene har metallhydrid et potensial for å bli en trygg og effektiv måte for å lagre hydrogen både for stasjonær og mobil anvendelse. Utfordringen med denne metoden er å finne riktige hydrider med god ytelse tanke med på kapasitet, reversibilitet ved temperatur og trykk nært omgivelsestrykk som 270-360 k og 1-10 bar (Prabhukhot Prachi R, 2016). Metall hydrider har bedre volumetrisk tetthet, men det er vanskeligheter med at metaller er generelt tunge, noe som vil påvirke tyngden på tanken. Figur 3-7 viser noen utvalgte metall hydrider med deres volumetrisk og gravimetrisk tetthet. For eksempel hydridet Mg_2FeH_6 har det høyeste volumetriske tettheten med 150 kg/m^3 , som er dobbelte av flytende hydrogen. Nesten alle materialer gir fra seg hydrogen på en temperatur mye høyere enn $90 \text{ }^\circ\text{C}$, og disse som klarer det ved lavere temperatur klarer ikke å lagre store mengder hydrogen (OECD/IEA, 2006). Det er behov for forståelse og utvikling rundt mekanismen og termodynamikken for å kunne utnytte metall hydrider som en effektiv lagringsmetode.



Figur 3-7 volumetrisk tetthet og gravimetrisk for de forskjellige lagringsformene, i metallhydrider, diverse hydrokarboner og karbon nanorør (OECD/IEA, 2006).

3.7 Konklusjon og videre anbefaling

Hver av lagringsmetodene møter utfordring på grunn av hydrogenets egenskaper. Hoved utfordringen mellom komprimert gass og flytende hydrogen er at den gravimetriske og volumetriske hydrogentettheten er sterkt avhengig av størrelsen på tanken ettersom overflaten til volumforholdet avtar med økende størrelse. Per dags dato er komprimert gass som lagringsmetode den mest modne teknologien på bakgrunn av økt bruk innen kjøretøy. Innen metallhydrid som lagringsmetode er Magnesium hydrid den mest lovende kandidaten. Videre forskes det på utvikling av trykkbeholder innen forbedring av holdbarhet, pålitelighet og sikre sikkerheten rundt bruk av trykktanker opptil 70 MPa. Gruppen ser for seg at den best egnede lagringsmetode er komprimert hydrogen.

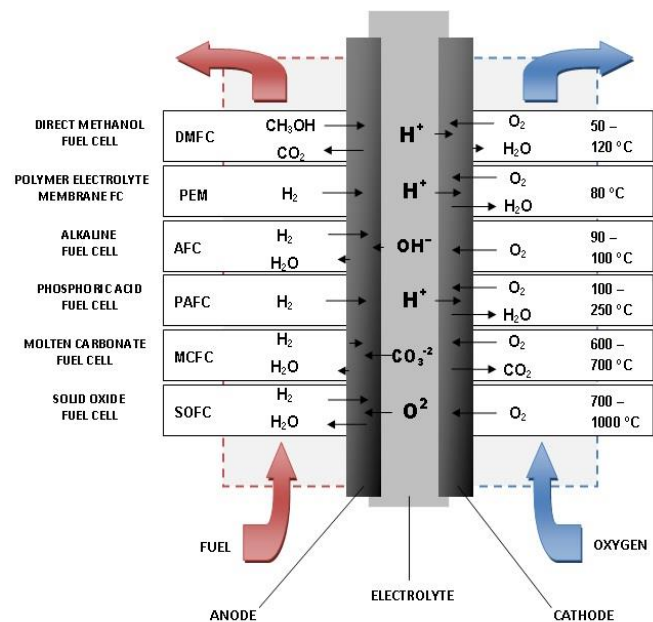
	Gassform	Flytende hydrogen	Metallhydrid
Status	Kommersielt tilgjengelig, høy kostnad	Kommersielt tilgjengelig, høy kostnad	Tidlig i forskning og bruk
valgmulighet	De fire tanktypene som ble utledet i avsnitt 3.6.1	Sfæriske, sylindriske tanker, kryogenisk isolerte tanker	For tidlig å fastslå, da det finnes potensielle alternativer: oppladbar hydrid, kjemiske hydrid, metall hydrid
Forskning og utviklings problemer	Brudd mekanikk, sikkerhet, kompresjons energi, redusering av volum	Høy energi for flytendegjøring, fordampning og sikkerhet	Vekt, lavere desorpsjon, høyere desorpsjonskinetikk, ladetid og trykk, levetid, varmestyring

Tabell 3-4 Oppsummering for de forskjellige lagringsmetodene

3.8 Brenselcelle teknologi

Den første brenselcellen «Gas Battery» ble oppfunnet av William Robert Grove i 1839. Senere i 1960 – tallet ble brenselcellen anvendt i forbindelse med NASAs romfart oppdrag, og her demonstrerte brenselcellen potensialet som en bærekraftig energikilde (FuelCellToday). Prinsippet bak en brenselcelle er den elektrokjemiske reaksjonen hvor hydrogen og oksygen omformes til elektrisitet, varme og vann. En typisk Brenselcelle består av 2 elektroder og en membran i midten. Elektrodene består av karbon med et tynt lag av platina som vender mot membranen. Fordelen med brenselcellen er at flere alternative drivstoffer kan anvendes. Brenselcellen har ingen bevegelige deler noe som resulterer i støyreduksjon i forhold til Internal Combustion Engine (ICE). Brenselcellen er allerede brukt i dag for stasjonære formål der brenselcellen forsyner både hus og bygninger (VITEN).

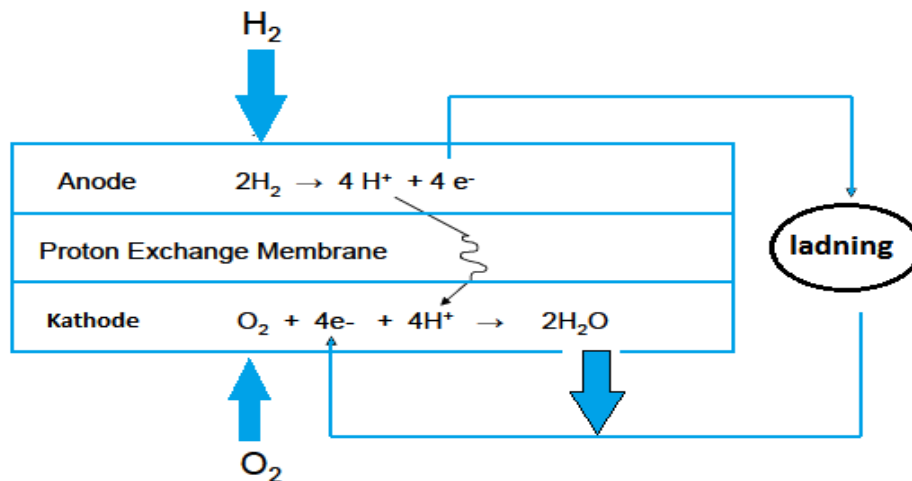
Det er 6 generelle klasser brenselceller kan fordeles i, hver med forskjellige kjemiske reaksjoner, formål og egenskap. Brenselcellen fordeles igjen i to driftstemperaturområder. Lavtemperatur brenselceller er brenselceller som har en driftstemperatur på 50-220 °C (PEM, AFC, og PAFC) og høytemperatur brenselceller med driftstemperatur på over 650 -1000 °C (MCFC, SOFC) som vist i figur 3-8 (EMSA , 2017). Brenselcellene MCFC og SOFC kan anvende fossile brensler (LNG, CO) og brukes vanligvis til stor skala kraftproduksjon og varmegenerasjon. Ulempene for disse brenselcellene er lang oppstartstid, lav energitetthet (per vekt og volum) samt lavere virkningsgrad enn lavdriftstemperatur brenselceller. I vurderingen av bruk i ferge vil disse brenselcellene være lite egnet. Dermed er det fokusert på brenselcelle typene PEM, AFC og HTPEM. Virkemåten for brenselcellen vil basere seg på PEM brenselcellen som blir utledet i neste avsnitt.



Figur 3-8: Oversikt over brenselcelle typer

3.8.1 Proton ledende Membran (PEM «Proton Exchange Membran»)

Proton ledende membran (Proton Exchange membran) er den raskeste voksende teknologien, grunnen er dens utvikling og anvendelse innen transportsektoren, og andre områder som krever høy energi. Ved operasjon kreves det rent hydrogen og luft og drifts temperatur er lav (50-100 °C) (EMSA , 2017). Figur 3-9 nedenfor viser reaksjonen i en PEM brenselcelle. PEM brenselcelle består av tre hoveddeler anode, katode, og membran. I anode siden (negativ) oksiderer hydrogen gassen der elektronene frigjøres til den eksterne kretsen og protonene føres gjennom membranen. På katode siden (positiv) reduseres oksygenmolekylet med elektronene fra kretsen og bindes sammen med protonene for å forme vannmolekyler, som vist nedenfor i figur 3-9.



Figur 3-9: Skjematisk figur av Proton Ledende Membran (PEM)

Brenselcellen generer elektrisitet med en termisk virkningsgrad (elektrisk arbeid ut/drivstoff energi inn) omkring 50-60 % avhengig av belastningen. Den lave driftstemperaturen gjør det ikke mulig for varmegjenvinning, samtidig som det oppstår kompleksitet rundt vann styringen. På grunn av den lave driftstemperaturen må membranen være våt. PEM brenselcellen leverer en effekt/vekt på 100-1000 W/kg og krever mindre vekt og volum (EMSA , 2017).

3.8.2 Alkalisk Brenselcelle (AFC)

Alkalisk brenselcelle (AFC) er en av de første og eldste typen av brenselcellene. Under drift må brenselcellen operere med ren hydrogen og oksygen for å unngå degradering (CO forgiftning). Kostnadmessig er den billig og kan operere ved romtemperatur og har mindre materialkostnader sammenlignet med de andre klassene. AFC brenselcelle er fleksibel med lav driftstemperatur og kan hurtig startes. Moderate AFC brenselcelle har en virkningsgrad på rundt 50-60 %. Den kjemiske reaksjonen er vist nedenfor (EMSA, 2017).

Anode reaksjon



Katode reaksjon



Total reaksjon



3.8.3 Høy temperatur PEM

Forskjellen mellom HTPEMFC og PEMFC er driftstemperaturen. HTPEMFC har en driftstemperatur på 200 °C hvor elektrolytten er mineralsyre istedenfor en vannbasert. HTPEM er mindre sensitiv til CO og svovel forgiftning. Brenselcellen krever ingen vann håndteringssystem. HTPEM har lav tetthet, men virkningsgraden er det samme. Siden brenselcellen opererer ved et høyere temperatur enn PEM er det et potensial for at varmen kan gjenvinnes.

3.9 Batteriteknologi

3.9.1 Bakgrunn

Strengere miljøkrav om reduisering utslipp har vært den store driveren for å vurdere bruk av batteri i sammenheng med transportmål. Bruk av batteri som en del av et hybrid fremdriftssystem i marine bruk vil kunne gi store reduksjoner i drivstofforbruk, vedlikehold, støyreduisering og miljøforurensing. Studier har vist at for eksempel et forsyningskip kan redusere drivstofforbruket med 20 % (TU, 2013). Kort sagt er batteri et elektrokjemisk system som kan lagre store mengder elektrisitet med høy reaksjonsevne. Ved operasjon er fordelen å lagre ubrukt energi og utnytte energien ved behov for drift av skipet. Denne evnen har vist å være utmerket i hybrid biler, hvor batteriet er med å jevne belastningen på motoren.

Tradisjonelt har batterier ikke blitt utnyttet i stor skala i maritim sektor og offshore bruk. Grunnen har vært den spesifikke effekten og energitettheten av batteriene som er tilgjengelig, som ikke møter kravene for slike anvendelser. Videre har det blitt tatt hensyn til økt sikkerhet og strengere krav til levetid. I de neste kapitlene blir det utledet teori om hvordan et batteri fungerer, samt aktuelle batteriteknologier som blir vurdert for videre bruk i prosjektet.

3.9.2 Grunnleggende teori for batteri

Et batteri er en komponent som har lagret energi i kjemisk form, der energien avgis i form av elektrisitet. Batteriet er en samling av galvaniske celler som utgjør to elektroder en anode (minus pol) og en katode (pluss pol) og en elektrolytt. Elektrolytt er en løsnings som tillater at ionene transporteres. Elektrodene i batterier er av forskjellige materialer, som er nøkkelen for hvorfor batterier fungerer. Et av materialene gir fra seg elektroner, mens den andre tar opp elektroner. I anoden frigis elektronene som strømmer gjennom en ekstern krets, og produserer elektrisk energi. Videre transporteres ionene gjennom elektrolytten å gjenforenes med elektronene på den andre siden. Det skilles mellom to batterityper: ikke lad bare og lad bare batterier. Dersom batteriet er lad bart reverseres prosessen nevnt ovenfor ved at det tilføres elektrisk energi slik at elektronene sendes tilbake samme vei (electrical4u, 2011-2017).

Batteriets egenskaper er avhengig på hvilket område de skal brukes på. Ved bruk innen elektriske kjøretøy og fartøy er egenskaper som energitetthet, spesifikk energi, pålitelighet, ladeegenskaper og leve tid de viktigste. Målet er å ha mest mulig energi med lavest mulig volum og masse. De mest utbredte batteriene innen biler og fartøy er Litium-ion, og Ni-MH (nikkel metallhydrid). Litium ion blir mest brukt i helelektriske kjøretøy, mens Ni-MH i hybridkjøretøy (US DEPARTMENT OF ENERGY). Litium-ion batteriene har blant annet blitt brukt i den elektriske fergen MF Ampere, mens Litium-polymer batterier ble brukt i forsyningskipet viking lady. Batteritypene Li-ion, Ni-MH, og Lead Acid vil bli gjennomgått i dette kapitlet.

3.10 Batteri typer

3.10.1 Litium-ion batterier (Li-ion)

Litium batteriene ble først kommersielt i 1991 av Sony og Ashai Kasei (Bruno G. Pollet, 2012) og har siden blitt anvendt i stor grad innen forbruker produkter som PCer, telefoner etc. Som nevnt i forrige kapittel blir Litium-ion batteriet blitt også brukt i hel elektriske kjøretøy og innen maritime sektor. Litium er det letteste av alle metaller, noe som gjør at den har det høyeste energitetthet per vekt, typisk to ganger høyere enn standard nikkel-kadmium (IEC, 2010).

Med en høy nominell spenning på 3,7 volt, vil det kunne redusere antall celler som er i serie med tilhørende tilkoblinger for å kunne oppnå den ønskede spenningen. For eksempel vil en litium-ion celle erstatte tre NiCd eller Ni-MH celler som har en cellespenning på 1,2 volt (IEC, 2010). Det kreves mindre vedlikehold for denne type batteri. Ut i fra tabell 3-5 viser det at virkningsgraden for litium-ion batteriet ligger mellom 95-98 %, energitetthet og effekt tetthet er de høyest blant de oppladbare batteriene som er veletablert i dag.

Batteriteknologi	Nomell Spenning	Kapasitet per celle	Reksjonstid tid	Energitetthet [Wh/kg]	Energitetthet [Wh/L]	Effektthet [W/L]	Virkningsgrad
Li-ion	3,7	0,05-100	<sek	60-200	200-400	1 300-10 000	95-98 %

Tabell 3-5: Oversikt for teknisk data for litium-ion batteriet

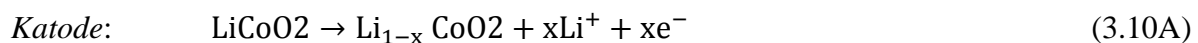
3.10.2 Virkemåten for litium-ion batteri

Felles for batterier er det samme for litium-ion batteriet er at den består av en anode som mottar elektroner, en katode som avgir elektroner og en elektrolytt som transporterer ioner mellom dem. Det er nødvendig med en separator, for ellers vil oppstå kortslutning. Anoden i Li-ion batteri består oftest av karbon. Elektroden er vanligvis en løsning av ulike karboner og noen tilsetningsstoffer for forbedring av spesifikke egenskaper. Nedenfor er det et eksempel på anoden, katoden, elektrolytten og separatorene:

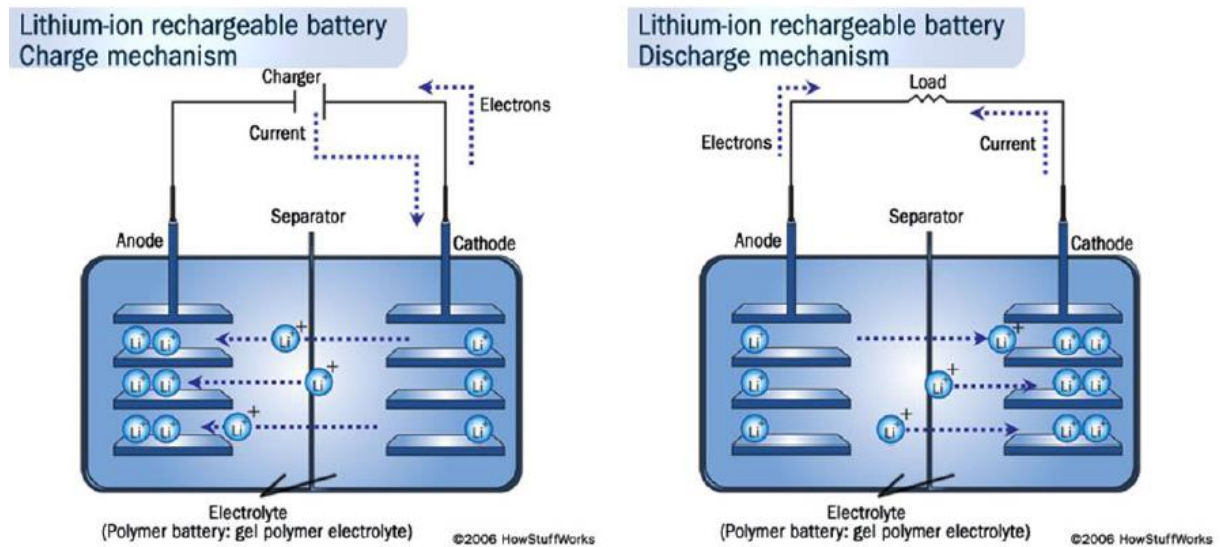
- Anode: Grafitt - Mesocaron Microbeads
- Katode: Litium metalloksid (LIMO₂) – LiCoO₂
- Elektrolytt med løsning av litiumsalt som f.eks. litiumheksafluorfosfat (LiPF₆) blandet med organisk løsemiddel: Ethylene Carbonate-Dimethyl Carbonate (EC-DMC)
- Separator: Laget av porøs polymer

Ved bruk av batteriet (utlading) vil litium ionet flytte seg fra anoden til katoden. Dette oppnås ved at Li-ionene går gjennom elektrolytten og separatorene, mens elektronene går gjennom den ytre kretsen. Ved lading vil Li-ionene bevege seg den andre veien, fra katoden til anoden som vist skjematisk i figur 3-10.

Dersom katoden er LiCoO₂ vil reaksjonen ved opplading bli:



Der $x \cong 0,5$ og $V_{\text{cell}} = 3.7 \text{ V}$



Figur 3-10: Skjematisk fremstilling av en litium-ion batteri (DNV GL (b), 2015)

Utfordringene knyttet til li-ion batteriet er den høye kostnaden som er høyere enn nåværende konkurrerende batteriteknologi. Produksjonskostnaden for li-ion batteriene er for eksempel 40 % høyere enn nikkel-kadmium batteri (BATTERY UNIVERSITY). Andre begrensninger er at temperaturkontroll, sikkerhet, og det har vist at batteriet har evne til å eldes selv uten bruk. For å opprettholde en konstant spenning må det være en beskyttende sikring. Andre utfordringer er restriksjoner på transport av li-ion batterier. Det forskes mye på videre utvikling og forbedring av Li-ion batteriene. Områder som kjemien i anoden, katoden og elektrolytten er sentral. Målet er også å skifte ut grafitt LiCoO_2 i anoden og katoden med materialer som kan yte mer både med hensyn til kapasitet og kostnad, samt finn tryggere og pålitelig elektrolytt system (Bruno Scrosati, 2009). Det forventes en reduisering i kostnad for litium-ion batteriene og et økt bruk dets bakgrunn for økt bruk innen kjøretøy. Det forventes at 70 % av hybrid elektrisk kjøretøy og 100 % av alle batteri elektrisk drevne kjøretøy å anvende litium-ion batteriene (Bruno Scrosati, 2009).

3.10.3 Nikkel – metallhydrid og Nikkel-Kadmium batterier (Ni-MH), NiCd)

Før den kommersielle introduksjonen av nikkel metall hydrid i 1995, har nikkel kadmium vært kommersiell siden 1915. Sammen lignet med lead acid batterier har nikkel basert batterier en høyere effekt tetthet, bedre energi tetthet og antall sykluser er høyere (IEC, 2011). NiCd er det eneste batteriet om kan operer godt i lave temperaturer i område -20 °C til -40 °C (IEC, 2011). På grunn av giftighet i kadmium, er denne typen kun brukt for stasjonær bruk. Til å begynne har NiMH batteriene blitt utviklet for å erstatte NiCd batteriene. Derimot har NiMH batteriet de viktige egenskapene av NiCd batteriet, med unntak av den maksimale nominelle kapasiteten, som er ti ganger mindre sammenlignet med NiCd batteriet og Lead Acid. Dessuten har NiMH batteriet mye høyere energi tetthet. Som tidligere nevnt er denne typen batteri anvendt i hybrid biler, som har vist seg å være robust, og mye mer sikker og pålitelig sammenlignet med Li-ion batteriet.

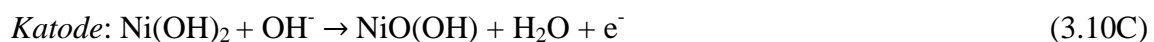
Batteriteknologi	Nominell Spenning [V]	Kapasitet per celle [Ah]	Rekasjonstid	Energi tetthet [Wh/Kg]	Energi tetthet [Wh/l]	Effekt tetthet W/l]
NiCd	1,2	0,05-25	<sek	30-45	80-100	75-700
NiMH	1,2	005-110	<sek	40-80	80-200	500-3000

Tabell 3-6: Teknisk data for NiMH og NiCd batterier (IEC, 2011)

Et eksempel på innholdet på komponentene i Ni-MH batteri:

- Anode: Hydrogenabsorberende metallhydrid legering (MH)
- Katode: Nikkelhydroksid (Ni(OH)₂)
- Elektrolytt: kaliumhydroksid (KOH)

I et Ni-MH batteri ved oppladning vil reaksjonen i cellen være slik:



“M” er en intermetallisk legering som kan danne et metallhydrid fase (Bruno G. Pollet, 2012)

3.10.4 Lead Acid batteri (Li)

Lead Acid batteriet er mest vidstrakt brukt batteri type som har vært kommersielt siden 1890. Batteriet er både brukt for mobilt og stasjonær bruk. Anvendelsen av et slikt batteri er mest vanlig i Internal combustion engine (ICE) kjøretøy hvor vekt ikke skal være en bekymring (Siang FuiTie, 2012). Typisk levetid for lead Acid batteriene er 6-15 år med en livssyklus på 1500 sykluser. Lead Acid batteriet er en vel utviklet og moden teknologi og har lave kostnader med en rekke typer som er tilgjengelig. Ulempen er at brukskapasitet minker ved utlading av høy effekt. For eksempel dersom batteriet er utladet i en time, vil bare omtrent mellom 50-70 % av den nominelle kapasiteten være tilgjengelig (IEC, 2011). Videre har Lead Acid batteriet lavere energi tetthet og er ikke miljøvennlig ved verken produksjon eller deponering og bruken av bly i enkelte land er enten forbudt eller begrenset (IEC, 2011).

3.10.5 Litium-vann batterier (Li-H₂O)

Et annet potensielt batteri er Litium-vann batteriet (Li-H₂O), som muligens ville være en av fremtidens batterier. Potensialet for bruk av disse batteriene er rettet mot bruk på fartøyer hvor vann er en uendelig kilde, der batteriet regnes som veldig miljøvennlig. Sammenlignet med Li-ion batteriet vil den teoretiske spesifikke energien vil være opp mot 8530 Wh/kg noe som er mye høyere enn litium ionet, men er ikke kommersielt enda (Takashi Katoha, 2011). Det er flere utfordringer rundt separatoren, hvor det må ha utviklet en separator som klare å isolere Li-metallet fra vannet, samtidig at det tillates at li-ioner passerer fra anoden til elektrolytten. Utfordringen bak dette er den parasittiske reaksjonen som er eksoterm og gir ingen elektrisk energi. Det er en reaksjon som må kontrolleres eller kunne fjernes helt (Takashi Katoha, 2011)

Komponentene i et Li-H₂O batteri utgjør en anode av litium som forbrukes, en elektrolytt, og katoden som er av vann/sjøvann, som strømmer gjennom batteriet, da fartøyet senkes ned i vannet. Det vil genereres elektrisk energi ved at litium anoden forbrukes og sjøvannet strømmer inn på katoden. Reaksjonene er vist nedenfor:

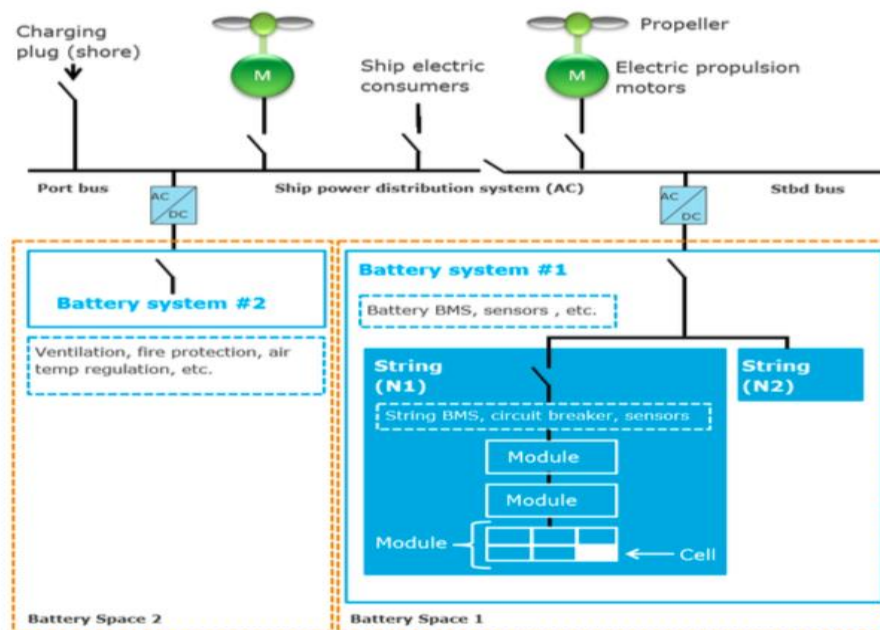




Det jobbes med å kunne få ut denne slags batteri ut på markedet og en av selskapene som jobber med å gjøre batteriet kommersielt er Polylus Battery Company som er et amerikansk firma. Deres batteri har oppnådd en energi tetthet på 1300 Wh/kg. Interessen for batterier innen maritime bruk vokser raskt. Et slikt miljøvennlig batteri med høy energitetthet vil kunne være et godt valg dersom batteriet utviklet og er tilgjengelig for fullt i markedet.

3.10.6 Typisk Maritimt batteri system

Et felles og generelt system for det grunnleggende og anbefalte batteri systemet for et maritimt batteri system er utledet av (DNV GL (c), 2016). Som vist i figur 3-7 der hoved delene i dette systemet celler, maskinvare som er nødvendig for å lage batterimoduler og strings, de nødvendige komponentene for varme styring, sikkerhetsfunksjoner og andre diverse komponenter. Det blir kort forklart noen av de viktigste enhetene.



Figur 3-7: Et generelt maritimt batteri system (DNV GL (c), 2016)

- **Celle:** Cellen er den minste elektrokjemiske enheten
- **Modul:** Forsamling av celler, som inneholder noen grad av elektrisk kontroll/ og eller overvåkning. Den minste enheten kan være elektrisk isolert i en sammenstilt batterisystem
- **String:** String er den minste enhet med samme spenning som systemnivået (f.eks. seriekoblet celler eller moduler)
- **Batterisystem:** En eller flere batteri string som inkluderer alle nødvendige systemer for det tiltenkte formålet
- **Batteri plass:** Er den fysiske plassen for installasjonen som inkluderer, vegger, gulv, tak og alle funksjoner og komponenter for å klare å holde batteri systemet i det definerte rommet i et miljømessig forhold (f.eks. temperatur eller fuktighet)
- **Battery Management system:** System som omfatter kontroll, overvåkning og beskyttende funksjoner i batterisystemet. Dette systemet er viktig for å kunne sikret batteriets sikkerhet og ytelse som et energilag. Oppgaver for BMS er blant å sikre tilstrekkelig spennings balanse mellom cellene i systemet.
- **Ventilasjon:** Ved misbruk eller feiltagelse vil typisk litium batteriene avgi gasser som kan forårsake forbrenning. Elektrolyttsammensetningen, ladningsstilstand, temperatur, indre celletrykk, og celle alder avgjør sammensetningen av gassen. Videre er disse funnet å være korrosive, giftige og brennbare, og potensielt eksplosiv. For å hindre oppbygging av brennbare gasser og spredning av giftige gasser til andre avdelinger i skipet må disse egenskapene vurderes i utformingen av batterirommet og ventilasjonssystemet.
- **Brannvern:** I forbindelse med batteri er det utfordringer med de utvalgte forskjellige stoffer som kan være brennbare. Utformingen må derfor inkludere en hensiktsmessig utformet oppsamling eller brannslukkesystem. De forskjellige klassene er Klasse A-D som er væsker, elektriske, og metall komponenter. Vann er foretrukket som kjølemedium
- **Styresystem for varme:** Varme kan produseres fra batterisystemet avhengig av driftsforhold. Batterier er generelt følsomme for drift ved høy temperatur, som kan utgjøre en sikkerhet og ytelses risiko som fører til akselerert nedbrytning. Batterisystemet krever da kjølesystemer som typisk er luftsirkulasjon eller flytende kjøling, dermed må kjølesystemet være tilpasset bruksområde, batteritype, utforming og plassering.

- Integrering av kraftsystemet: installasjonen av batteriet må være riktig integrert i kraftsystemet samt strømstyringssystemet. Kraftsystemet kan bestå av landforbindelse, generatorer, distribusjon og forbrukere.

3.11 Eksisterende prosjekter for bruk av hydrogen i maritime sektor

Gjennom årene har det vært flere prosjekter ved bruk av brenselceller og hydrogen innen maritime sektor. Så langt har det vært stort fokus på bruk av LNG og varierte drivstoff. Brenselcellen har derimot vært anvendt som hjelpemaskineri og ikke for bruk for selve driftssystemet. Årsaken har vært knyttet til den høye kostnaden av brenselcellen. Det har vært mindre prosjekter som blir nevnt i det neste kapitlet.

ZEM Ships (Zero emission ship)

ZemShips var et prosjekt som hadde et mål om å bygge null utslipp passasjerferje i urbane området av Hamburg. Driftssystemet er basert på hybrid brenselceller og batteri, med to PEM maritime brenselceller med 48 kW hver, og batteripakke med en total kapasitet på 560 V og 360 Ah levert av en Proton Motor. Passasjerferjen hadde 50 kg komprimert hydrogen, hvor ferjen kunne operere i tre dager uten å fylle på (EMSA , 2017).

Submarine

Ubåten av typen 212 ble utviklet på forespørsel fra den tyske marinen som ble bygget av Howaldtswerke Deutche Werft GmbH (HDW) og Thyssen Nordseewerke. Ubåten anvender hybrid driftssystem med brenselceller og en diesel motor. Brenselcellen er av typen PEM og anvender hydrogen som drivstoff, som består av 12 brenselceller som yter 34 kW hver som gir totalt 300 kW. Lagringsmetoden er metallhydrid, hvor systemet er lagt opp til å gi 14 dager neddykket, med en evne til å kjøre opp til 8 knot alene på brenselceller (EMSA , 2017).

MF Vågen

MF vågen varden første fergen i Norge med fremdrift basert på brenselcelle som opererte i 2010. Prosjektet var et samarbeid mellom ulike aktører med CMR Prototech og ARENA-project. Hydrogenet ble lagret i metallhydrid under lavt trykk som frigjøres ved oppvarming. Brenselcellen var av typen høy temperatur PEM med en kapasitet på 12 kW. Det var satt sikkerhetskrav rundt anvendelsen av ferjen med passasjerer (Rønning).

Viking lady

Viking lady er et offshore forsyningsfartøy som var den første av sin slag til å operere med brenselcelle teknologi i 2009. Fartøyet var designet av Wartsila Ship design. Viking lady var installert med dual-fuel flytende naturgass/diesel elektrisk kraftverk. Den kunne også rekonfigureres for å operere med metanol. Motoren for fartøyet bruker MCFC og LNG for å produsere det krevde strømkravet. Operasjonstemperaturen for brenselcellen er 650 °C og kan generere en kraft på 320 kW, og det har vist seg at brenselcellen har hatt en god levetid på mer enn 18.500 timer (EIDSVIK, 2012). MCFC brenselcelle sammenlignet med PEM trenger ikke ren hydrogen. Batteriets oppgave er å ta toppbelastningen og motoren og brenselcellen lader batteriet når effektbehovet er lavere. Den kombinerte bruken av brenselceller og gassmotor, kunne fartøyet redusere utslippet med 100 % svovel oksyd, nitrogen med 85 % og karbondioksid med 20 % (ShipsTechnology.com).

3.12 Fremtidige prosjekter

Fiskerstrand hydrogenferge

Gjennom PILOT E som er etablert av Forskningsrådet, Enova og Innovasjon Norge har Fiskerstrand fått utdelt oppgave om å utvikle og designe en ferge basert på hydrogen og brenselceller. For å oppnå best mulig effekt av drift vil det brukt batteri for å få en hybridløsning. Det er satt et mål om at fergen skal være i drift før 2020. Prosjektet bidrar blant annet med å fremskynde godkjenningprosesser for bruk av hydrogen av innen maritim transport. Videre vill dette prosjektet resultere kunnskap for bruk av andre skipstype som egner seg for et fremdriftssystem basert på batteri og hydrogen teknologi (Fiskestrand, 2016).

Osterøy ferjeselskap – MF Ole Bull

Fergen MF Ole Bull eies av Osterøy ferjeselskap og trafikkerer strekningen Breistein til Valsestrand på Osterøy utenfor Bergen. CMR Prototech leder test prosjektet hvor det er planlagt å erstatte en av to dieselmotorer med elektromotor drevet av hydrogenbrenselceller, støttet av en batteripakke på rundt 100 kWh. Hydrogen vill kunne dekke 70 prosent av energiforbruket. Målet er å kunne oppnå resultater som kan være grunnlag for maritim bruk og andre prosjekter. Selv om overfarten er bare på 2 km, noe som kunne dekkes av batteridrift er det avgjørende å bruke denne som en testplatt form for å kunne teste ut teknologien. Andre ting som er tatt hensyn til er forsyning av hydrogen. I en tidlig fase ser man for seg tilkjørt hydrogen, men det legges opp planer for hydrogenproduksjon på kai eller i nære områder. Fergen kan være i drift i løpet av 2017.

SF Breeze

SF Breeze (San Fransisco Bay Renewable Energy Electric vessel With Zero Emmision) er et samarbeid mellom Sandia National Laboratories og andre aktører i USA. Prosjekt startet i 2015 og et studie ble framlagt for gjennomførligheten ved bruk av hydrogen på høyfart passasjerferge. Studien la frem blant annet tekniske utfordringer, økonomisk aspekter, regelverk og sikkerhet. Formålet med SF Breeze er å bygge passasjerferge med opptil 150 passasjerer, drevet av PEM brenselceller, som anvender flytende hydrogen. Fergen skal være bygget av aluminium med to elektriske motror som yter 2,5 MW drevet av 41 brenselceller med 120 KW hver. På grunn av sikkerhetsaspekter vil tanken for flytende hydrogen være plassert på toppen av fergen, også for å spare plass som ellers ville være brukt for passasjerer. Videre er det planlagt bygging av fyllestasjoner for fergen.

4 Metode

4.1 Metode – MF Tidefjord Ferge

I denne utredningen er det valgt å ta utgangspunkt i fergen «MF Tidefjord» hvor gruppen ser for seg at det skal installeres brenselcelle/batteri hybridssystem hvor drivstoffet er hydrogen. MF Tidefjord er bygget av Fiskerstrand Verft AS og trafikkerer mellom Hareid og Sulesund for Norled AS. Den 7,7 km lange strekning gir en overfartstid på ca. 25 min med 34-48 daglige avganger, hvor fergens hastighet er 13 knop (24,1km/t). Fergen har en kapasitet for 120 personbiler, vogntog á18 meter og 347 passasjerer, der det også er tilrettelagt salonger for passasjerer som er plassert på hoveddekk. Med en symmetrisk design er det mulig for fergen å brukes i begge i fartsretninger. Fergen er klasset i DNV * 1A1-R4-Car Ferry-B-E0, operasjonsområde 2.

Hovedmaskineri

- 2 stk. hovedmotorer fabrikat Mitsubishi, type S6R2-MPTKF, 640 kW, 1500 RPM.
- 2 stk. hovedmotorer fabrikat Mitsubishi, type Mitsubishi S12R-MPTA, 1110 kW, 1500 RPM.
- 2 stk. el. motorer for fremdrift fabrikat ABB/Stadt, AMA450L6L BAFMH, à 1200 kW, 1200 RPM, 660 V
- Kjeler: 1 kjele fabrikat Pyro sentralkjel, type E 1124, effekt 174 kW

For mer informasjon følger fartstøy data i vedlegg.

Som vist ovenfor har fergen installert fire Mitsubishi dieselmotorer som totalt yter 3500 kW. To el-motorer besørger for fremdriften med hver 1200 kW. Etter samtale med Norleds Prosjekt leder i Stavanger ble det nevnt at det er to ekstra motorer for redundans. Ved ordinær drift brukes kun to motorer, som går via hoved tavlen til de to el-motorene. Videre i rapporten er målet å beregne frem energiverdier for å kunne forstå hvordan hybridssystemet skal fordeles mellom brenselcelle og batteri. Gruppen tar også hensyn til masse og plassering av de forskjellige komponentene som blir erstattet med det gamle energisystemet.

4.1.1 Driftsprofil

For å kunne forstå hvordan energiforbruket fordeles er det valgt å sette opp en driftsprofil, som består av følgende punkter:

- Manøvrering fra kai
- Akselerasjon (med eventuell overgangs transittperiode med redusert fart)
- Transitt
- Retardasjon (med eventuell overgangsperiode med redusert fart)
- Manøvrering til kai
- Kai ligge

Mengden energi som er nødvendig for å kunne skyve en ferge over en gitt distanse er avhengig en rekke variabler. Energimengden for å holde en jevn fart er avhengig av våt overflate (friksjonsmotstand) og skrogform (bølgeomotstand). I følge beregninger gjort av MARIN (Holtrop & Mennen, 1982) og informasjon fra forskjellige ferger typisk 120 PBE som kan sammenlignes med den valgte fergeren «MF Tidefjord» legges det frem en profil som viser sammenhengen mellom fart gjennom vannet og effektbehovet.

Følgelig varier fergerne i størrelse, fart og drivstoff, dermed er det gjort forenklinger i profilen, og i følge rapporten og i samråd med Energi Norge, er det videre valgt standard 120 PBE ferge med en typisk fart på 12 knop som basis for rapporten. Estimaten vil mulig avvike fra dagens situasjon, men mener at disse forutsetningene er robust nok til å gi overslag over energiforbruket. Gruppen har sammenlignet dataen fra profilen som viste at ved manøvrering brukes det 45 sek med snittfart på 2 knop, ved akselerasjon på 45 sek, og en overfartstid som baserer seg på fart og lengde, videre er retardasjon og manøvrering til kai på totalt 275 sek. Ved sammenligning av profil med «MF Tidefjord» som har en topphastighet på 13 knop klarte fergeren i utgangspunkt komme seg over på ca. 24 min, dets grunn er litt unøyaktigheter med avlesing av graf, også ved selve profilen har det vært nødvendig å forenkle forutsetninger. Videre mener gruppen profilen er nærme nok for å kunne sette opp en driftsprofil og angi den tilhørende motorlasten.

Beregninger for den generiske driftsprofilen for « MF Tidefjord »

Punkt 1 – Fra kai – Manøvrering

Avlesing av profil ga en hastighet på 4,5 knop

Bruker Lineære bevegelsesligninger for å kunne beregne tilbakelagt distanse.

$$V_f^2 = V_o + 2as$$

Hvor V_f^2 er den nåværende farten, V_o er starthastigheten, a er akselerasjon, og s avstanden fra startpunkt.

$$a = \frac{v}{t} \rightarrow a = \frac{4,5\text{knop}}{45\text{sek}} = 0,1\text{knop/sek, hvor 1 knop er 0,51 m/sek} \quad (4.1)$$

Distansen blir

$$d = \frac{(4,5 \times 0,51 \text{ m/s})^2}{2 \times 0,1 \times 0,51 \text{ m/s}} = 51,6 \text{ m} \approx 52 \text{ m} \quad (4.2)$$

Tilsvarende snittfart i knop blir

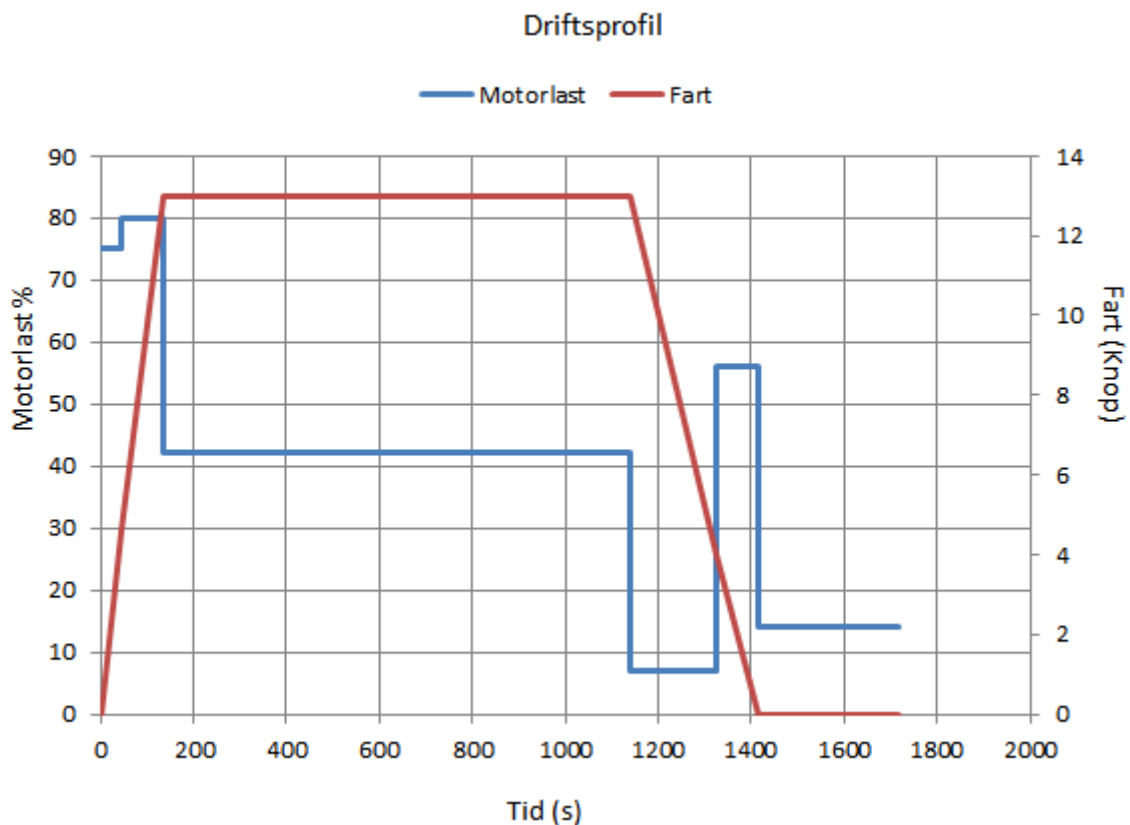
$$52 \frac{52 \text{ m}}{45 \text{ sek}} = 1,155 \frac{\text{m}}{\text{sek}} \rightarrow \text{farten i knop} = \frac{1,155}{0,51 \text{ m/sek}} \approx 2,3 \text{ knop} \quad (4.3)$$

Tilsvarende er det gjort med de andre punktene for akselerasjon, retardasjon og til kai manøvrering. Dataen som er markert med rødt er konstant for hver operasjon som vist i tabell 4-1, utenom overfartstiden hvor det ble tatt hensyn til distanse og den gitte toppfarten i «MF Tide fjord som er 13 knop. Overfarts tid og distansen ble regnet frem ved å ta differansen mellom de konstante operasjonene.

	Fra kai - Manøvrering	Akselerasjon	Overfart	Retardasjon	Til Kai - Manøvrering	Landligge	Hareid - Sulesund
Tid i operasjonsmodus (s)	45	90	1006	185	90	300	25 min
Snittfart i operasjonsmodus (knop)	2,3 knop	6,7	13	6,5	3,3 knop	0	13
Tilhørende motorlast (%)	75 %	80 %	42 %	7 %	56 %	14 %	14
Distanse m	52	206	6672	616	154	0	7700
Energi forbruk KWh	20,6	44,4	260	8	31,1	26	390.1 KWh

Tabell 4-1: Angitt data for MF Tide fjord driftsprofil

Videre ble energiforbruket beregnet for punktene ved at to motorer er i drift og totalt yter 2220 kW. For å finne resultatet multipliseres antall prosent i de gitte operasjonsmodusene med motorlasten. Enheten for energiforbruket er i kilowattimer (kWh), som i dette tilfellet blir 390,1 kWh for en overfart. Det er i tillegg lagt til 5 min for landligge hvor energiforbruket er 14 %. Norleds driftsinspektør mente dette var en god nok tilnærming som driftsprofil for «MF Tidefjord». Gruppen vil da basere seg på denne informasjonen for videre regning. Figur 4.1 viser driftsprofilen for MF Tidefjord.

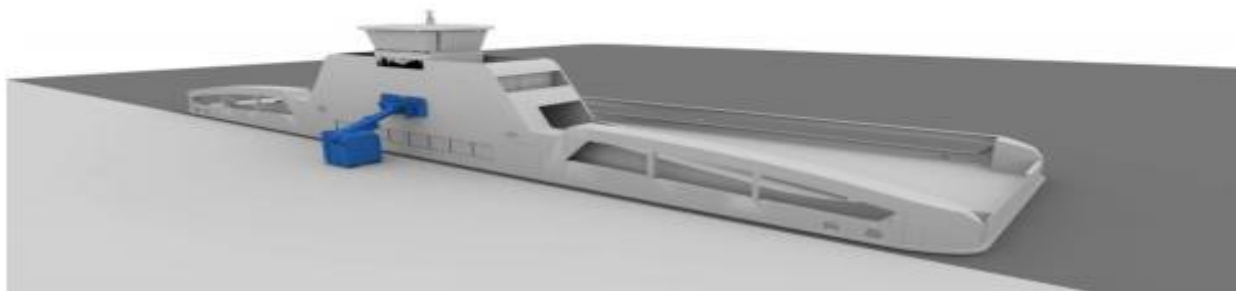


Figur 4-1: Driftsprofil for MF Tidefjord

4.1.2 Brukt tid i havn og fortøyningssystem

Tiden som brukes ved kai kan variere med antall kjøretøy og vil variere fra anløp til anløp og varier også over døgnet. Tiden baserer seg på lossing og lasting om bord, og tid til klargjøring for å løfte/stenge bom. Men det kan antas at kjøretøy losses med en hastighet på 40 PBE/min og lastes om bord igjen med en hastighet på 20 PBE/min.

Dersom det skal losses 120 PBE vil det ta ca. totalt 4 min, og ca. 6 min for lasting, i tillegg til tid til løfting og stenging av bom antas det ca. totalt 10 min ved kai. Fergen benytter normalt propulsjon for å holde posisjon inntil kai. Forbruket er på 14 % i følge tabellen som ble beregnet til å være 26 kWh. Gruppen tar utgangspunkt at det er 10 min ved kai som tilsvarer 51,8 kWh. Ved installasjon av fortøyningssystem vil man kunne sørge for å holde ferjen i posisjon for å unngå dette behovet. Gruppen mener at siden man kan unngå dette behovet er det valgt å bruke et slikt fortøyningssystem. Fortøyningssystemet som ønskes å installeres ved kaien er fra Cavotec vist i figur 4-2. Cavotec er en global ingeniør firma som sørger for produkter som forbedrer produktivitet og tilbyr produkter innen sikkerhet. Produktet som er valgt fra Cavotec er MoorMaster, som anvender store vakuumputer med en tiltrekningskraft på 20 tonn for å sikre skipet inntil land. Putene overvåkes, styres og posisjoneres ved hjelp av en hydraulisk styrt robot. Typisk er det hydrauliske trykket 170-250 bar (Cavotec, 2017).



Figur 4-2: Figuren viser et fortøyningssystem som holder en ferge i posisjon (Cavotec, 2017)

Energiforbruket ved havn i dette tilfellet vil da minskes med 14 % da vil det da bespares 51,8 kWh, og det totale energiforbruket for en overfart blir da 364,1 kWh.

4.1.3 Forbruk av drivstoff

Hvor mye marin diesel olje som forbrukes for «MF Tidefjord kan beregnes ved å benytte energiforbruket for drift av fergen, og energiinnholdet i drivstoffet inkludert virkningsgraden for dieselmotoren. Gruppen baserer beregningene på at fergen operer 7 dager i uken 52 uker i året. Energiforbruket ble beregnet frem til å være 364,1 kWh for en overfart hvor årsforbruket blir 4771166,4 kWh. Det er kjent at dieselmotoren ikke kan yte 100 % hvor en del går tapt og dermed er virkningsgraden ca. rundt 40 % (ZERO, 2014).

Ved å benytte denne formelen kan det regnes frem det totale årlige dieselforbruket:

$$\frac{Kg_{drivstoff}}{\text{år}} = \frac{\text{Energiforbruk}/\text{år}}{\text{Energiinnhold}_{MDO} \times \eta_{dieselmotor}(\%)}$$

De følgende faktorene er brukt i beregningene:

- Energiinnhold i MDO=11,6 kWh/kg (Nektalova, 2006)
- Virkningsgrad for dieselmotor=40 %

$$\frac{Kg_{drivstoff}}{\text{år}} = \frac{4771166,4/\text{år}}{11,6kWh \times 0,4} = 1028268,19 \text{ kg}/\text{år}$$

Ut i fra beregningen ovenfor viser det seg at den totale mengden som kreves for ett års forbruk er 1028.27 tonn.

Reduksjon av utslipp ved implementering av hydrogen

Fordelen med å implementere hydrogen er at CO₂ og NO_x utslippene reduseres. For å finne reduksjonen i CO₂ og NO_x for ett år blir det totale forbruket for ett år multiplisert med faktoren for CO₂ utslippet 3,2tCO₂/tCO₂ som var oppgitt i kapittel 2.2.2.

Ved implementering av hydrogen hvor det antas at hydrogen blir produsert ved bruk av fornybar kilde vil CO₂ utslippet redusere med 3290,464 tonn.

4.2 Nødvendig energibehov fra hybridsystemet

I kapitlene ovenfor ble det regnet frem at energibehovet for en overfart er 364,1 kWh. Dette energibehovet skal fordeles mellom batteri og brenselceller i hybridsystemet. Gruppen har vurdert forskjellige energifordeling som blir utledet i de neste avsnittene. Energifordelingene som gruppen har vurdert er 56 % av energien kommer fra batteriet, og 44 % fra brenselcellen, 50- 50 %, og 71 % brenselceller 29 % batteri. Valg av energifordeling baserer seg på mengde hydrogen som er nødvendig med hensyn på tyngde og plass, og vurdering av batteri baserer seg på ladingssyklus, tyngde, areal og virkningsgrad. Det blir også diskutert hvilken type batterier, lagringsmetode for hydrogen, og type brenselcelle som er best egnet for drift av fergen. Til slutt blir ladesystemer og bunkringsmetoder drøftet. Gruppen har antatt ferjen operer 36 ganger per dag og beregningene baserer seg på en dagsforbruk.

Formålet med batteriet er at den skal brukes under såkalt «Peak shaving», hvor lasten skal utjevnes og redusere toppbelastningene ved drift. Gruppen ser for seg at batteriene blir brukt under hurtig akselerasjon, manøvrering/styring, retardasjon og kai manøvrering. Det er mulig at brenselcellen kan lade batteriet under drift dersom det skulle oppstå problemer ved kai.

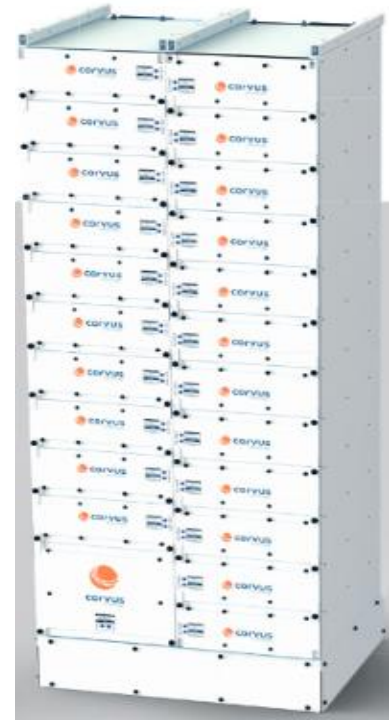
4.3 Valg av batteri

Valg av batteri for maritim bruk baserer seg på den spesifikke effekten, energi tettheten, sikkerhet, og leve tid. Innledningsvis ble det nevnt at batteriene Li-ion og Ni-MH er allerede i dag brukt i forbindelse med kjøretøy og maritim sektor. Nikkel baserte batterier og lead acid er ikke så fullt miljøvennlige heller ikke med tanke på vekt, og ikke egnet for bruk ved høy utlading/lading. Derimot er Ni-MH et av de miljøvennlige batteriene som har ca.- 50 % selvutlading sammenlignet med Ni-CD, men har en ulempe med å ta lenger tid ved lading enn lead acid- og Ni-Cd, og generer et større mengde varme ved lading. Til slutt var det nevnt at Litium-vann kan være en av de mest lovende teknologiene som ikke er kommersielt enda. Batteriet har mye høyere energitetthet enn dagens batterier og det amerikanske selskapet Poly- Plus Technology vil være med å fremme bruken av denne type batteri innen maritim bruk. Videre ut fra grunnlaget for de diverse utnevnte batteriene er det valgt å ta utgangspunkt i Li-ion batteriene som er en velutprøvd teknologi, og så vell som at den er allerede anvendt i visse maritime prosjekter.

Batteri fra Corvus Energy

Fordelen med dette batteriet er at den har en høy ladesyklus, og batteriet har en DoD (Depth of discharge) på ca. 15 -20 %. DoD angir hvor mye batteriet kan utlades.

Ladningstemperatur ligger på rundt 18-21 grader. Under utladning av batteri kan nominell spenning forårsake skade eller ødelegge batteriet. Batterier har et elektronisk system hvor hver enkelt celle bør overvåkes. Overlading over en viss tid kan skade batteriet. Batteriene taper cirka 3-5 % av energien hver måned, dermed er det viktig at batteriet bør oppbevares i romtemperatur. Batteriet fra Corvus Energy kan enten kjøles ned vha. luft eller vann.



Figur 4-3: Batteristabel fra Corvus Energy

4.4 Installert effekt – Batteri

Ved installasjon av batteri er det vurdert to varierende effekter av samme type modell. Den første typen består av 13 stabler hvor 1 stabel inneholder 22 battericeller hver som vist i figur 4-3 og enkel batteripakke vist i figur 4-4. Energien fra en stabel tilsvarer 113 kWh som totalt blir 1469 kWh. Batteriet har en DoD på 16 % og en ladesyklus på 1,5 C. C-rate angir hvor mange syklus batteri kan tåle kontinuerlig under lading og utlading. En høyere C-rate vil si at batteriet kan lade en større mengde energi enn et batteri som har lavere C-rate. Leve tiden på type 1 er 10 år med en pris til 885000 USD. Installert effekt fra den andre tilsvarer 904 kWh som består av 8 stabler. Maks utladning på denne typen er 23 %, som har en C-rate på 3 med en levetid opptil 5 år. Prisen for 8 stabler blir for 550000 USD.



Figur 4-4: Et sett med 21 batteri celler fra Corvus Energy

Batteri type/model	Energi (KWh)	Antall (n)	Total energi (KWh)	$\eta_{DC/D}$ C	η - CPU	total energi klar for levering	maks utladning (%)	levetid (år)	DoD	lading ved 10 min	pris	lade syklus
Litium-ion 6C-Peak	113	13	1469	0,8	0,9	1057,68	81,36	10 år	16 %	290	885000 USD	1,5 C
Litium-ion 6C-Peak	113	8	904	0,8	0,95	687,04	85,88	5 år	23 %	450	550000 USD	3 C

Figur 4-5: Oppsummering av batteri modellene

Energi krav fra kai for lading av batteri:

Under energitilførsel til batteriet finnes det to alternativer for å kunne lade lik mengde energi med forskjellig ladetid. Ladetid er avhengig energitilførsel mengde (C-rate) per tidsenhet. Det kan leveres ønsket energimengde til den ønskede tiden, men det er viktig å ta hensyn til batterikapasiteten for å unngå skade på batteriet. Det er også avhengig av hvor stor effekt det er ved kai. Under hurtig lading vil batteriet miste gradvis den opprinnelige kapasiteten og vil vil ikke levere den samme mengde energi etter en viss tid og dermed vil levetiden være mindre som oppgitt i alternativ 2.

Gruppen ser på energien som må lades i løpet av 5 min og 10 min. Det er også regnet frem hvor stor kapasitet som trengs fra land.

Alternativ 1: Ved å sette inn 13 stabler med li-ion 6C batteripakke i ferjen for 36 krysninger og 36 lading og utlading i løpet av 10 minutter. Beregningen baserer seg på energifordeling 1 som blir forklart senere i avsnitt 4.4.2. Her vil batteriet ta 56 % av energiforbruket, og brenselcellen 44 %. Energiforbruket blir da 204,1 kWh som batteriet må dekke.

Målet med lav C-rate (1,5C) er å kunne lade batteri i løpet av 10 minutter og øke levetid ved jevnt fordeling av samme energimengde som fordeles på batteriene. Ulempen med lav C-rate er at de blir utsatt for motstand fra spenning i kretsen. Med tanke på levetid er det nyttig å ha høykapasitet for (6C-rate), men kan bruk lavere (1,5C-rate) for lading og utlading i løpet av 10 minutter.

Via samtale med Corvus ble det oppgitt at det er ca. 6-7 % tap, men gruppen har valgt å velge 10 % i verste case scenario. Informasjon om installert effekt ved kai er hentet fra DNV GL sin studie «elektrifisering av bilferger i Norge» hvor det er antatt at Ca. 4,6 MW bør være installert ved kai dersom fergen kun skal operere på batteri.

Energikravet fra kai blir da:

$$E_{krav ved land} = \frac{E_{ladet}}{t} \times 60 \text{ min} + E_{tap} \quad (4.4A)$$

$$E_{krav ved land} = \frac{204,1 \text{ kWh}}{10 \text{ min}} \times 60 \text{ min} + 204,1 \text{ kWh} \times 0,1 = 1244,41 \text{ kWh}$$

Det totale energikravet fra kai som må leveres for å kunne lade batteriene i fergen i løpet av 10 minutter blir 1244,41 kWh. Energi kravet fra kai til batterisystemet er mye lavere (4/1 eller 47/12) enn faktisk energi som er ved kai.

Alternativ 2: Ved å sette inn 8 sett med li-ion 6C batteripakke i ferje for 36 kryssninger og 36 lading og utlading i løpet av 5 min.

Energikravet fra kai blir da:

$$E_{krav ved land} = \frac{E_{ladet}}{t} \times 60 \text{ min} + E_{tap} \quad (4.4B)$$

$$E_{krav ved land} = \frac{204,1 \text{ kWh}}{5 \text{ min}} \times 60 \text{ min} + 204,1 \text{ kWh} \times 0,1 = 2469,61 \text{ kWh}$$

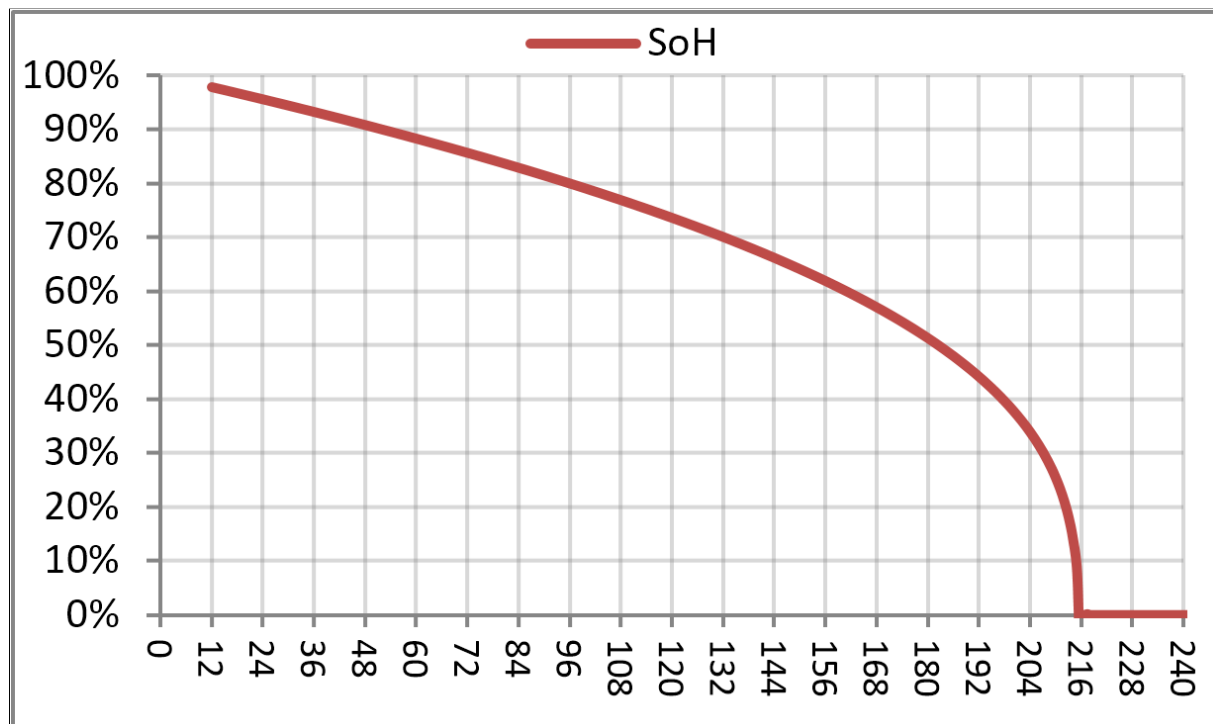
Målet med høy C-rate (3C) er å kunne halvere ladetiden og levere lik mengde energi til et mindre antall batteri pakker. Ut i fra beregninger viser det seg at ca. dobbelt av energien kreves for å kunne lade i løpet av 5 min. Etter samtale med Corvus energi ble det også nevnt at dersom 3C rate ble anvendt vil det også påvirke levetiden på batteriet.

Dersom det totale energikravet må leveres av batteriet som er 364,1 kWh må det leveres så mye fra kai i løpet av 5 min:

$$E_{krav ved land} = \frac{E_{ladet}}{t} \times 60 \text{ min} + E_{tap} \quad (4.4C)$$

$$E_{krav \text{ ved land}} = \frac{364,1 \text{ kWh}}{5 \text{ min}} \times 60 \text{ min} + 364,1 \text{ kWh} \times 0,1 = 4405,61 \text{ kWh}$$

Ut i fra beregninger ser det ut som alternativet som egner seg best for drift av fergen er alternativ med installert effekt på 1469 kWh med en levetid på 10 år. Fordelen med batteriet som har en levetid på 5 år vil være at batteriet kan byttes ut med hensyn til at teknologien stadig utvikles.



Figur 4-6: Tilstandsverdien for batteriet med hensyn på tid.

Figur 4-6 viser SOH(State of Health) som er tilstandsverdien til batteriet i forhold til den opprinnelige tilstanden. (f.eks. 100 % ved produksjonstidspunkt, og med tid og bruk vil den reduseres). Som vist i figur 4-6 vil batteriet ha en SOH på 70 % etter 120 måneder (10 år).

4.4.1 Bruk av brenselcelle til lading av batteri under drift.

Siden brenselcellen i hovedprinsipp benytter kjemisk energi i en elektrokjemisk prosess er det mulig at brenselcellen kan lade batteriet under drift. Det er lurt å kunne lade batteriet dersom det skulle oppstå problemer med ladesystemet eller eventuelt om det elektriske nettet ikke er i stand til å levere energi til batteriet. Spørsmålet rundt dette alternativet er om at det er lønnsomt og om effekten vil være like god dersom man skulle lade batteriet ved kai.

Utregningen viser hvor mye energi som kreves fra brenselcellene for å kunne levere den samme mengden energi til batteriet i løpet av 10 minutter.

$$E_{inn,PEM} = \frac{E_{batteri\ krav}}{\mu_{BC} \times \mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{204,1\text{ kWh}}{0,55 \times 0,80 \times 0,98} = 473,33\text{ kWh} \quad (4.4D)$$

Mengde H₂ som kreves for å kunne lade batterisystemet i løpet av 10 minutter blir:

$$m_{H_2} = \frac{E_{inn,PEM}}{LHV_{H_2}} = \frac{473,33\text{ kWh} \times 3,6\text{ MJ/kWh}}{120,1\text{ MJ/kg}} = 14,2\text{ kg} \quad (4.4E)$$

Total H₂ mengde for å kunne lade batterisystemet for en hel dagsoperasjon.

$$m_{H_2} = 14,2 \times 36\text{ strekninger} = 510,7\text{ kg} \quad (4.4F)$$

Dersom batteriet skal levere den samme mengden til batteriet forbrukes det 14,2 kg, og dersom det skal lades hver tur for en hel dag vil det forbrukes 510,7 kg. Det er uten tvil bedre å lade batteriet ved kai, når kostnadene vil være høyere å produsere 510,7 kg hydrogen, og at hydrogen må transporteres eller produseres ved kai avhengig av bunkringsmetode. Mengden hydrogen vil være ganske høy med tanke på at det må også legges til hydrogen mengden som skal sørge for drift. En annen ulempe med dette alternativet at det oppstår tap i brenselcellen, videre at energien må leveres til batteriet som igjen skal konvertere energien til elektrisk energi. Den leverte energien fra land vil koste mindre enn at brenselcellen lader batteriet, dermed konkluderer gruppen at det ikke er lønnsomt at brenselcellen lader batteriet. For videre anbefaling er det lurt å ha ekstra mengde hydrogen i tilfelle det skulle oppstå problemer med lading ved kai.

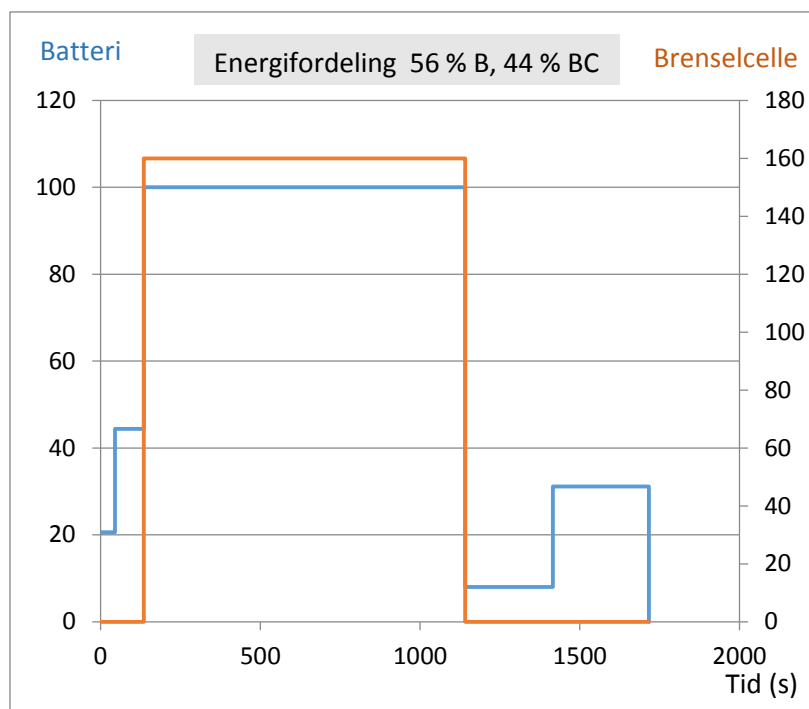
4.4.2 Energifordeling Alternativ 1

Dersom energifordelingen er 56 % batteri og 44 % Brenselcelle vil det se slik ut:

Operasjonsmodus	Tid (s)	Total Energi (KWh)	Batteri (kWh)	Brenselcelle (kWh)
Fra kai manøvrering	45	20,6	20,6	0
Akselerasjon	90	44,4	44,4	0
Overfart	1006	260	100	160
Reterdasjon	185	8	8	0
Til kai manøvrering	90	31,1	31,1	0
Landligge	300	0	0	0
Totalt forbruk		364,1	204,1	160

Tabell 4-2: Tabellen viser hvordan energiforbruket er fordelt på hybridsystemet

Ved denne driftsprofilen må brenselcellen levere 160 kWh. Her er det tatt hensyn til at en DC/DC omformer har en virkningsgrad på 80 % og en PCU med en virkningsgrad på 98 %. Brenselcellen har en virkningsgrad på 55 %. Ved denne profilen ser gruppen for seg at batteriet operer under hele turen, hvor brenselcellen og batteriet fordeler energibehovet på overfarten som tilsvarer 260 kWh.



Figur 4-7: Figuren viser Energiforbruket fordelt på batteri og brenselcelle

Energimengden brenselcellen må levere er da:

$$E_{inn,PEM} = \frac{E_{ut,PEM}}{\mu_{BC} \times \mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{160 \text{ kWh}}{0,55 \times 0,8 \times 0,98} = 371 \text{ kWh} \quad (4.4G)$$

Mengden hydrogen som trengs for å levere denne energien blir da:

$$m_{H_2} = \frac{E_{inn,PEM}}{LHV_{H_2}} = \frac{371 \times 3,6 \text{ MJ/kWh}}{120,1 \text{ MJ/kg}} = 11,12 \text{ kg} \quad (4.4H)$$

Det kreves her da 11,12 kg for en overfart for å dekke energibehovet på 160 kWh som leveres av brenselcellen. Hydrogen forbruket for en dag med 36 overfarter tilsvarer 400,32 kg H₂.

Hydrogen tank

Hydrogen tankene som gruppen har sett på er fra Hexagon Composites (vedlegg). Det er gjort en vurdering mellom 700 bars hydrogentank og 350 bar. Dersom tanken skal ha et trykk på 700 bar vil hydrogen tanken veie 63,1 kg med plass til 3,1 kg hydrogen. Tanken har en dimensjon med lengde på 1050 mm, og ytre diameter på 440 mm. En 350 bars hydrogen tank vil veie 120,4 kg hvorav 8,4 kg av vekten er hydrogen. Tanken har en lengde på 2342 mm og en ytre diameter på 509 mm. Ut i fra opplysningene om tankene viser det seg at jo lavere trykk jo mer hydrogen tanken kan oppbevare. Dermed vil gruppen lagre hydrogenet i 350 bars trykk tanker.

Dersom tanken fra Hexagon Composite skal kunne oppbevare 400,32 kg H₂ trengs det antall hydrogen tanker:

$$\frac{400,32 \text{ kg}}{8,4 \text{ kg per tank}} \approx 48 \text{ tanker} \quad (4.4I)$$

Volum på en tank er:

$$V = \pi r^2 \times h = \pi 0,2545 \text{ m}^2 \times 2,342 \text{ m} = 0,47655 \text{ m}^3 \quad (4.4J)$$

$$\text{Totalt volum for 48 tanker: } 48 \times 0,47655 \text{ m}^3 = 22,8744 \text{ m}^3 \quad (4.4K)$$

Totalt vekt for H₂ tankene:

$$48 \times (m_{H_2} + m_{\text{tank}}) = 48 \times (8,4 + 112) \text{ kg} = 5779,2 \text{ kg} \quad (4.4L)$$

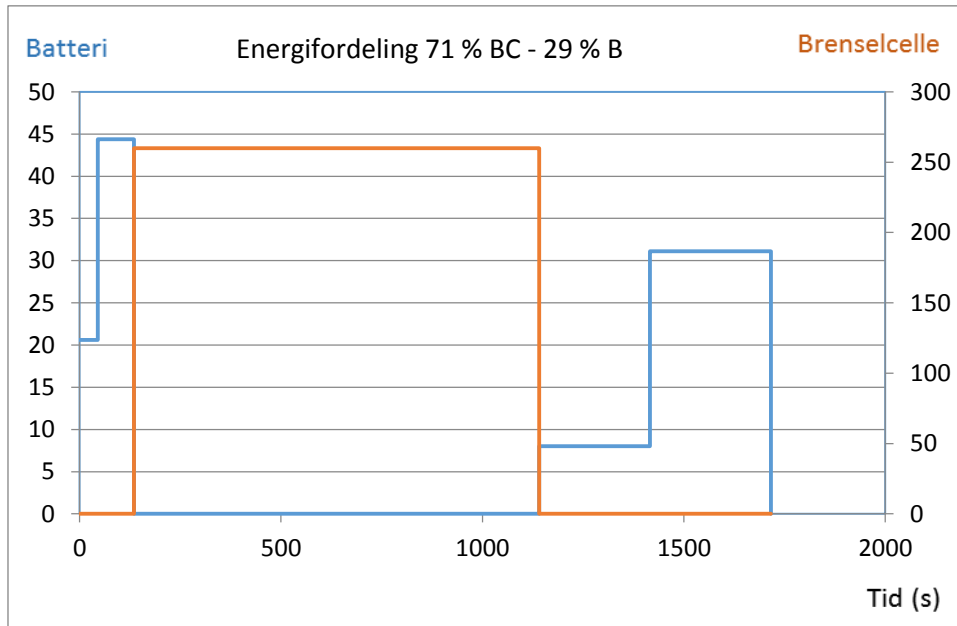
Dersom hybridssystemet er fordelt slik vil det trengs 400,32 kg hydrogen og batteriet er med på overfarten og de andre operasjonsmodusene. Med tanke på plass så er det rimelig at det er 48 tanker med et volum på 22.8744 m³. Selvsagt vil mengden hydrogen øke dersom brenselcellen må dekke de andre operasjonsmodusene.

4.4.3 Energifordeling Alternativ 2

Energifordeling alternativ 2 baserer seg på at brenselcellen sørger for 71 % av energibehovet, og resterende kommer fra batteriet. Her vil brenselcellen levere 260 kWh for hele overfarten som er på 1006 sekunder, som vist i tabell 4-3. Fordelen ved denne profilen er at batteriet utjevner den største belastningen som er fra kai manøvrering, akselerasjon, retardasjon, og til kai manøvrering. Batteriet vil da bruke 104,1 kWh på hver krysning. Batteriet vil kunne lade mengden som er nødvendig ved kortere tid, samtidig kreves det mindre energi fra land. Energimengden som må leveres er 635 kWh som er lavere enn alternativ 1. Mengden hydrogen blir for denne overfarten 18,07 kg hydrogen hvor dagsbehovet blir 650,52 kg H₂. Dette tilsvarer 78 hydrogen tanker, hvor den totale vekten blir 9391,2 kg inkludert hydrogenet. Volumet for hydrogen tankene er beregnet til å være 37,1709 m³.

Operasjonsmodus	Tid (s)	Total Energi (KWh)	Batteri (kWh)	Brenselcelle (kWh)
Fra kai manøvrering	45	20,6	20,6	0
Akselerasjon	90	44,4	44,4	0
Overfart	1006	260	0	260
Reterdasjon	185	8	8	0
Til kai manøvrering	90	31,1	31,1	0
Landligge	300	0		0
Totalt forbruk		364,1	104.1	260

Tabell 4-3: Batteri bruk ved 71 % brenselcelle og 29 % batteri



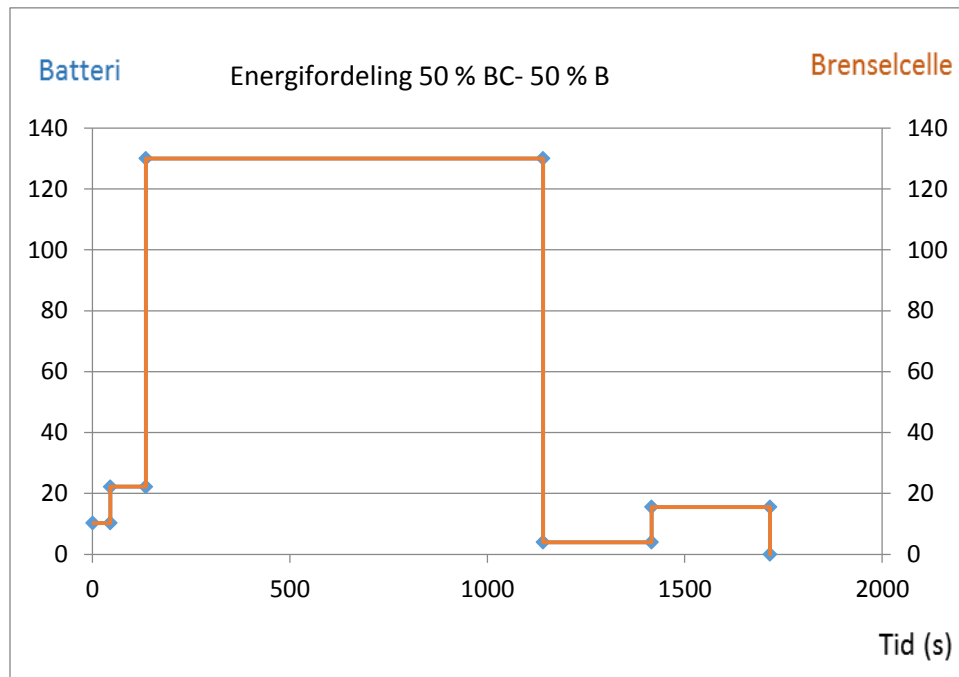
Figur 4-8: Batteri forbruk ved 71 % brenselcelle og 29 % batteri

4.4.4 Energifordeling Alternativ 3

Det tredje alternativet vil energifordeling være fordelt like mye på hybridsystemet. Batteriet og brenselcellen vil operere samtidig under hele turen, og er i drift gjennom hele dagen. Energiforbruket som må leveres fra hver er 182,05 kWh som vist i tabell 4-4 og driftsprofilen i figur 4-9. Ved denne fordelingen vil hydrogen forbruket for en overfart tilsvare 12,65 kg H₂ hvor dagsbehovet blir 456 kg H₂. For denne mengden kreves det 55 tanker fra Hexagon Composite hvor den totale vekten blir 6622 kg. Volumet for hydrogen tankene er regnet frem til å være 25,869 m³ Energikravet levert fra land for denne energifordelingen vil være mindre enn alternativ 1 som tilsvare 1111 kWh. Mengden hydrogen er mer enn de to andre alternativene. Generelt har batteri en høyere virkningsgrad enn brenselcellen, og dermed er det anbefalt som tidligere nevnt at batteriet utjevner de største belastningene. Fordelen her er at energibehovet fordeles slik at batteriet ikke må levere fullt av energibehovet.

Operasjonsmodus	Tid (s)	Total Energi (KWh)	Batteri (kWh)	Brenselcelle (kWh)
Fra kai manøvrering	45	20,6	10,3	10,3
Akselerasjon	90	44,4	22,2	22,2
Overfart	1006	260	130	130
Reterdasjon	185	8	4	4
Til kai manøvrering	90	31,1	15,55	15,55
Landligge	300	0	0	0
Totalt forbruk		364,1	182,05	182,05

Tabell 4-4: Tabellen gir en oversikt over energifordelingen mellom Brenselcellen og batteriet for den gitte tiden.



Figur 4-9: Tabellen gir en oversikt over energifordelingen mellom Brenselcellen og batteriet for den gitte tiden.

4.4.5 Valg av Energifordeling

Gjennom utregning av de tre energifordelingene ble det beregnet frem hvor mye hydrogen som var nødvendig for en overfart og et hel dags forbruk, antall H₂ tanker og volumet på tankene, samt energikravet som må leveres fra kai, som oppsummert i tabell 4-5. Frem tidsmessig vil alternativ 2 hvor brenselcellen står for 71 % av energiforbruket vil være lønnsomt med tanke på at hydrogen prisen vil synke. Alternativ 3 er interessant med tanke på at energifordelingen deles likt. Her vil mengden hydrogen være mer enn alternativ 1 og forskjellen i tyngden på H₂ tankene er ikke så stor. Generelt har batteriet en høyere virkningsgrad enn brenselcellen, og målet med å vurdere de tre alternativene er blant å kunne minke mengden hydrogen med tanke på prisen, systemvolumet og tyngden på hydrogen tankene. I dag vil gruppen anbefale alternativ 1 hvor 56 % av energibehovet dekkes av brenselcellen og resterende fra brenselcellen. Batteriet vil operere under hele driften, men brenselcellen er med å dekke energibehovet ved overfarten. Med denne energifordelingen vil det bespares mengde hydrogen samt ha et akseptabelt systemvolum og systemtyngde.

Spesifikasjoner	Alternativ 1: 56 % Batteri 44 % BC	Alternativ 2: 71 % BC 29 % Batteri	Alternativ 3: 50 % Batteri 50 % BC
Mengde Hydrogen(kg)	400,32	650,52	456
Antall H ₂ Tanker	48	78	55
Total vekt for H ₂ tankene(kg)	5779,2	9391,2	6622
H ₂ tank, Volum m ³	22,8744	37,1709	25,869
Energikravet fra kai (kWh)	1244,41	635	1111

Tabell 4-5: Tabellen oppsummerer den forskjellige spesifikasjonen for de tre valgte energifordelingene

4.4.6 Valg av brenselcelle

Som tidligere nevnt i kapittelet om brenselceller er det seks generelle klasser (vist i figur 4-10) det fordeles på to driftsområder som lav og høy temperatur. På bakgrunn av de presenterte klassene i avsnitt 3.8 har gruppen valgt å se bort fra klassene MCFC, SOFC og PAFC. Videre er PEM valgt til å brukes på grunn av den høye effektiviteten, og er blant de letteste og mest kompakte av brenselcelle typer. Teknologien er moden og er kommersielt tilgjengelig.

Ved valg av brenselcelle er det to spesifikasjoner det er tatt hensyn til. Spesifikasjonene er gravimetrisk strømspesifikasjonen, og den volumetriske strømspesifikasjonen. Den gravimetrisk strømspesifikasjonen er definert som:

$$\text{Gravimetrisk strømspesifikasjon: } \frac{\text{Utgangseffekt (KW)}}{\text{Masse av brenselcelle (Kg)}} \quad (4.4M)$$

$$\text{Volumetriske spesifisering: } \frac{\text{Utgangseffekt (KW)}}{\text{Volum av Brenselcelle (m}^3\text{)}} \quad (4.4N)$$

Målet med brenselcellen er å ha best mulig gravimetrisk spesifisering som gir maksimal effekt ved minst mulig masse. På samme måte er det ønskelig å ha best mulig volumetriske strømspesifisering for å oppnå maks strøm produksjon innenfor det gitte volumet som kan begrense antall installert brenselceller om bord på fergen.

FC teknologi	PEM	Alkalisk	HTPEM	PAFC	MCFC	SOFC
Typiske anvendelser	- Transport - Reservekraft - Desentralisert kraft	- Militær - Romfart - Reservekraft - Transport	- Reservekraft - Desentralisert kraft - Maritim (APU) ⁴³ - Romfart	- Desentralisert kraft	- Desentralisert kraft - Storskala kraftproduksjon - Maritim (APU) ⁴⁴	- Desentralisert kraft - Storskala kraftproduksjon
Temperatur	< 120°C	< 100°C	100-230°C	150-200°C	600-700°C	500-1000°C
Drivstoff	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen	Hydrogen, Metan/LNG, CO	Hydrogen, Metan/LNG, CO
Elektrisk Virkningsgrad (LHV)	50-60 %	50-60 %	50-60 %	40 %	50 %	60 %
Elektrisk Virkningsgrad (LHV) 2025	60-65 %	60 %	70 %	40-50%	55 %	70 %
Pris per kW	1 800 \$	3 000 €	10 000 €	4 300 \$	4 000 \$	10 000 €
Estimert pris per kW 2020^{45,46}	800 \$	2 000 €	2 500 €	4 000 \$	4 000 \$	3 000 €
Estimert pris per kW 2025^{2,3}	400 \$	1 500 €	1 000 €	2 000 \$	2 000 \$	1 500 €
Fordeler	- Moden teknologi - Rask responstid - Lav temperatur	- Moden teknologi - Rask oppstart - Lav temperatur	- Høyere temperatur gir økt virkningsgrad - Forenklet fuktkontroll - Mulig utnyttelse av restvarme - Økt tolerant til urenheter i drivstoff	- Mulig utnyttelse av restvarme - Økt toleranse for urenheter i drivstoff - Stabil/lang levetid	- Moden teknologi - Mulig utnyttelse av høyverdi restvarme	- Høy virkningsgrad - Mulig utnyttelse av høyverdi restvarme (kombinert virkningsgrad på 85 % i kombinerte systemer) - Fleksibel på drivstoff
Ulemper	- Sensitiv til urenheter i drivstoff - Dyrt katalytisk materiale	- Håndtering av elektrolytt - Sensitiv til CO2 - Høy vekt	- Umoden/lite utprøvd i stor skala - Oppstartstid	- Lang oppstartstid - Høy pris - Lav virkningsgrad	- Lav energitetthet (per vekt og volum) - Lang oppstartstid	- Krever teknologiutvikling (prisreduksjon) - Høy temperatur krever varnehåndtering - Lang oppstartstid
Vurdering bruk i ferjer	- Godt egnet	- Middels godt egnet	- Mindre godt egnet (på kort sikt). Godt egnet på lengre sikt	- Lite egnet	- Lite egnet	- Godt egnet på lengre sikt, særlig som del av hybridløsning med PEM FC/batterier

Figur 4-10: Oversikt over forskjellig brenselcelle teknologi (NORSK ENERGI & CMR Protech, 2016)

Ved vurdering av brenselceller ble forskjellige bedrifter kontaktet om hva som er best tilgjengelig og mest egnet for bruk i ferge. Det er valgt å ta utgangspunkt i tre selskaper: Ballard Power system, Hydrogenics og PowerCell som tilbyr PEM brenselceller.

Fra Ballard Power system er det valgt å se på to brenselceller HD-100 og FCvelocity– XD. Brenselcellen HD-100 har dimensjonene (1200 x 869 x 506)mm der effekten er 100 kW, med en tyngde på 285 kg (BALLARD, 2016). Den gravimetrisk strømspesifikasjonen er regnet frem til å bli 0,35kW/kg og volumetrisk strømspesifikasjon 189,51 kW/m³.³ Brenselcellen FCveloCity-XD har en effekt på 200 kW med en tyngde på 1300 kg og dimensjonene(2000 x 1800 x 580)mm. Med disse opplysningene blir gravimetrisk strømspesifikasjon 0,15 kW/kg og volumetrisk strømspesifikasjonen 95,78 kW/m³.

³ Gravimetrisk spesifikasjon: $\frac{100\text{kW}}{(1,2 \times 0,869 \times 0,506)\text{m}^3} = 189,51\text{kW/m}^3$
Samme utregningsmåte er anvendt for de andre brenselcellene

Allerede ser man at tyngden og volumet påvirker disse strømspesifikasjonene. Brenselcellen fra Hydrogenics HyPM HD 30 har en effekt på 30 kW med en vekt på 75 kg og dimensjonene (658 x 429 x 259)mm. Det som er interessant med denne brenselcellen er effekten, dimensjonen og vekten. Den gravimetrisk strømspesifikasjonen er 0,4 kW/kg og volumetriske strømspesifikasjon på 410,33 kW/m³. Hydrogenics tilbyr en «Rack system» som består av fire HyPM HD 30 brenselceller som tilsvarer 120 kW med dimensjonene (2000 x 1070 x 762)mm. Ulempen med denne er at gravimetrisk og volumetriske spesifikasjon degraderer på grunn av volum og vekt. Spesifikasjonene blir da 0,15 kW/kg og 96,07 kW/m³.

Det siste selskapet er PowerCell Sweden AB som er et ledende brenselcellefirma i Norden. Selskapet utvikler og produserer miljøvennlige brenselceller for stasjonære og mobile anvendelser. Deres brenselceller er konstruert for å håndtere ren hydrogen, også hydrogen som er reformert for eksempel fra biogass, biodiesel og naturgass. Brenselcellen fra Powercell, Powercell S3-335C er designet med en effekt på 100 kW. Dimensjonene for brenselcellen er (149 x 444 x 419) mm og har en tyngde på 32.3 kg (PowerCell S3, 2016). Brenselcellen har en driftstemperatur i området -30-70 °C. Strømspesifikasjonen for denne brenselcellen er mye høyere enn de overnevnte brenselcellen fra Ballard og Hydrogenics.

Den gravimetrisk strømspesifikasjonen er 3,05 kW/kg og volumetrisk strømspesifikasjon 3607,58 kW/m³. Den største fordelene utenom gravimetrisk og volumetrisk strømspesifikasjonen er størrelsen på brenselcellen og tyngden. Figur 4-10 viser hvordan brenselcellen ser ut.



Figur 4-11: Figuren viser brenselcellen PowerCell S3-335C fra Powercell

Oppsummering av vurdering

Fra de forskjellige fabrikantene er det 100 kW-PEM fra Powercell som skiller seg ut med hensyn til størrelse, tyngde, og strømspesifikasjonene som er veldig godt egnet for bruk i fergen. Tabell 4-6 oppsummerer spesifikasjonene for de vurderte brenselcellene.

Brenselcellen vil kunne levere den effekten som er nødvendig, samtidig at det er mye plass å spare. Brenselcellene kan seriekobles eller plasseres fritt avhengig av effekten som må leveres. Fra avsnitt 4.4.5 ble alternativ 1 valgt for energifordeling. Her måtte brenselcellen levere 160 kWh. Dersom brenselcellen fra Powercell anvendes må det installeres nok brenselceller.

Type brenselcelle	Gravimetrisk strømspesifikasjon (kW/kg)	Volumetrisk strømspesifikasjon (kW/m ³)	Fabrikant, modell
100 kW- PEM	0,35	189,51	Ballard, HD-100
200 kW-PEM	0,15	95,78	Ballard, FCveloCity-XD
30 kW – PEM	0,4	410,33	Hydrogenics HyPM HD 30
120 kW- PEM Rack System	0,15	96,07	Hydrogenics, 120 kW «Rack system
100 kW-PEM	3,06	3607,57	Powercell, Powercell S3-335C

Tabell 4-6: Oppsummering av brenselcellene

Antall brenselceller beregnes ved å finne effekten som må leveres ved å anvende formelen:

$P = \frac{E}{t}$, P er effekt hvor tiden er 1006 sekunder for en overfart og energien er 160 kWh:

$$P = \frac{160 \text{ kWh}}{\frac{1006}{3600} \text{ h}} = 572,56 \text{ kW} \quad (4.40)$$

Ut i fra beregningene er det mulig å installere seks brenselceller for å dekke denne effekten. For å kunne ha redundans ser gruppen for seg at det installeres fire brenselceller ekstra. Den totale installerte effekten fra brenselcellene er da 1 MW.

4.4.7 Batteri størrelse

Batteri

Totalt volumet for batteri pakker er regnet med tanke på plassering:

$$V = H \times W \times D \quad (4.4P)$$

$$V = 2,07 \text{ m} \times 0,865 \text{ m} \times 0,710 \text{ m} = 1,27 \text{ m}^3$$

$$\text{Total volum for 8 stabler: } V_8 = 1,27 \text{ m}^3 \times 8 \text{ stykk} = 10,16 \text{ m}^3 \quad (4.4Q)$$

$$\text{Total volum for 13 stabler: } V_{13} = 1,27 \text{ m}^3 \times 13 \text{ stykk} = 16,51 \text{ m}^3 \quad (4.4R)$$

4.5 Energi forbruk fra batteri:

Bruk av energi fra batteri systemet er avgjørende av hydrogen mengde tilgjengelig på ferje, siden hydrogen tanker er ganske store og tar mye plass. Under energitilførsel fra batteri systemet (20 %) av energien går tapt ved DC/DC omformer og (2 %) ved PCU.

Energi tap til systemet fra kai manøvrering i løpet av de første 45 sekunder:

$$E_{\text{fra kai manøvrering, 45s}} = \frac{E_{\text{ut}}}{\mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{20,6 \text{ kWh}}{0,8 \times 0,98} = 26,275 \text{ kWh} \quad (4.5A)$$

Energi tap til systemet under hurtig akselerasjon i løpet av 90 sekunder:

$$E_{\text{akselerasjon, 90s}} = \frac{E_{\text{ut}}}{\mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{44,4 \text{ kWh}}{0,8 \times 0,98} = 56,63 \text{ kWh} \quad (4.5B)$$

Energi tap til systemet ved overfart i løpet av 1006 sekunder:

$$\text{kWh} = \frac{E_{\text{ut}}}{\mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{100 \text{ kWh}}{0,8 \times 0,98} = 127,55 \text{ kWh} \quad (4.5C)$$

Energi tap til kai manøvrering i løpet av de siste 90 sekundene:

$$E_{\text{til kai manøvrering, 90s}} = \frac{E_{\text{ut}}}{\mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{31,1 \text{ kWh}}{0,8 \times 0,98} = 40 \text{ kWh} \quad (4.5D)$$

Det totale energi forbruket fra batterisystemet som leveres til systemet under strekningen:

$$E_{\text{fra kai manovring,45s}} + E_{\text{akselerasjon,90s}} + E_{\text{overfart,1006s}} + E_{\text{til kai manovring,90s}} = \\ (26,275 + 56,63 + 127,55 + 40) \text{ kWh} = 250,12 \text{ kWh} \quad (4.5E)$$

Det totale forbruket for 36 strekninger inkludert tap:

$$E_{\text{totalt,36 strekninger}} = 9004,32 \text{ kWh} \quad (4.5F)$$

$$E_{\text{tap}} = 46,023 \text{ kWh} \quad (4.5G)$$

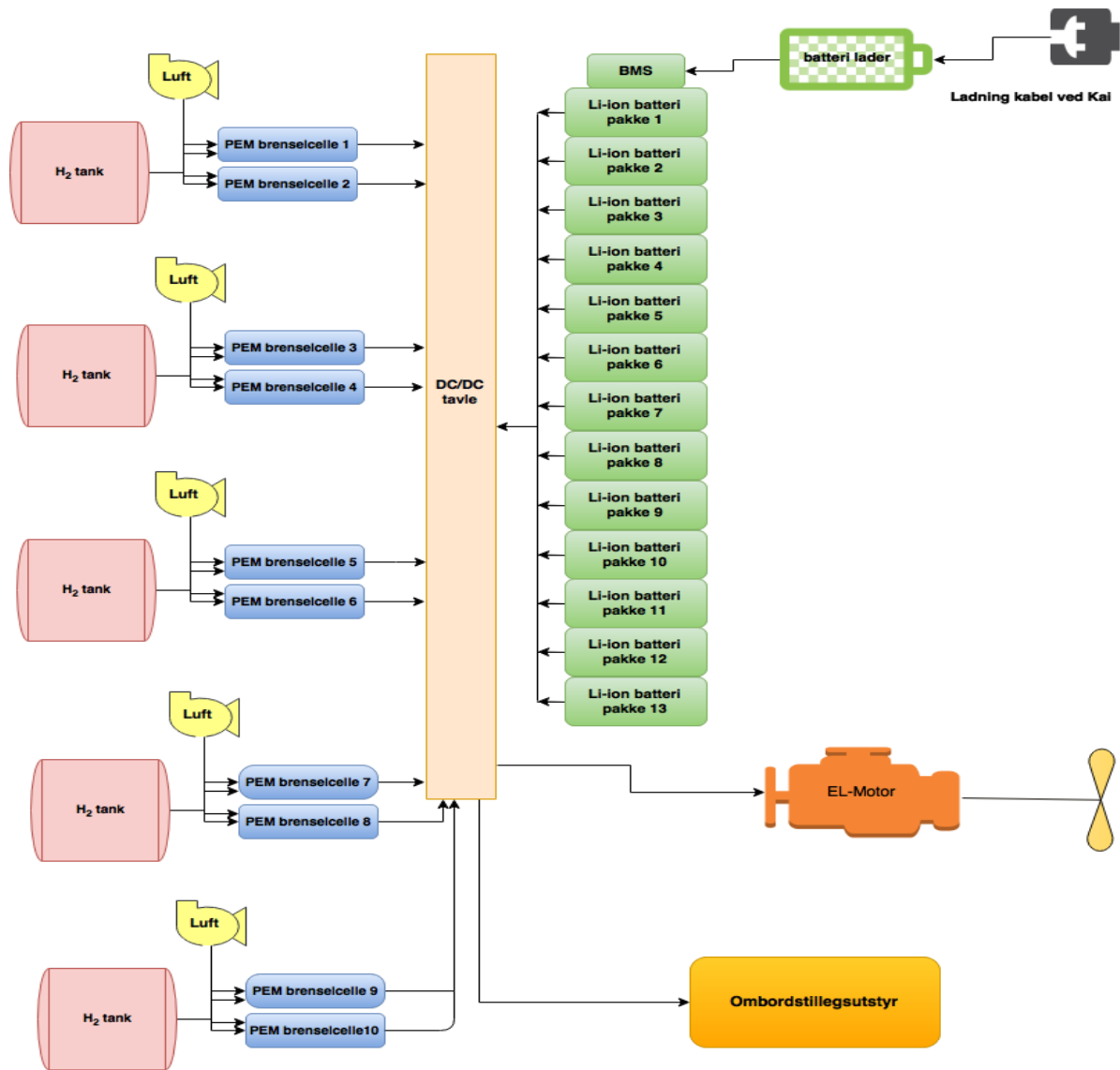
$$E_{\text{total tap}} = 1657 \text{ kWh} \quad (4.5H)$$

4.5.1 Virkemåte for det foreslåtte hybridsystemet

Energifordelingen som gruppen anbefalte var at 56 % av energibehovet skulle dekkes av batteriet som skulle levere 204 kWh og brenselcellen levere resterende energibehov på 160 kWh. Energifordelingen som ble foreslått og beregnet frem i avsnitt 4.4.2 vil i grove trekk fungere i slik som vist i figur 4-12.

Batteriet produserer elektrisk energi i form av likestrøm ut fra batteriet og gjennom DC/DC tavle og videre inn til PCU som fordeler energien til den elektriske propellen og til ombordstilleggsutstyr. Energibehovet ved overfarten skal dekkes av både batteriet og brenselcellen. Her vil hydrogen fra oppbevaringstankene strømme inn på anoden i brenselcellen, mens på katoden strømmer luften inn. Den elektriske energien strømmer inn i DC/DC som likestrøm, og får rett spenning og polaritet som videre sendes til PCU. Til slutt omdanner motorene den elektriske energien til mekanisk energi

4



Text

Figur 4-12: Virkemåte for det foreslåtte hybridsystemet.

4.6 Ladesystemer for fergen

Med batterier om bord på fergen må det også tas hensyn til at batteriene skal få nok elektrisk forsyning for å kunne være i drift i løpet av dagen. Dermed kan batteriene dimensjoneres for syklus per overfart eller syklus per dag. Med alternativet syklus per dag, vil batteriene være mye større noe som vil også kreve lengre kai ligge enn normalt. I denne metoden er det valgt at batteriene er dimensjonert for per overfart. Det er flere faktorer som spiller inn ved lading av batteriet. Det er blant hvor mye kapasitet det er installert på land, batteriets lade evne, type ladesystem og mengde batteri som skal lades. I dette kapitlet blir det utledet om de eksisterende ladesystemene hvor det blir konkludert med et valgt ladesystem som er best egnet for dette prosjektet

4.6.1 Induksjonslading

Ved induksjonslading vil man kunne lade batterier ved hjelp av elektromagnetisk induksjon. Induksjonslading tillater lading uten fysisk kontakt mellom batteriet og strømkilden. Med elektromagnetisk induksjon menes det at det er produksjon av elektrisk strøm ved hjelp av et magnetfelt. Elektromagnetisk induksjon innebærer at spenning og strøm produserer i en krets ved at den magnetiske fluksen (energi gjennom en flate) gjennom kretsen endres (snl, 2016)

Denne metoden er allerede i bruk for busser, trikker og i andre sammenhenger, og kommer til å bli tilgjengelig i nærmeste tid i maritim sammenheng. Det skal overføres enorme kraftmengde når fergen ligger ved kai og en pluggtilkobling er tidskrevende. Fordelen med induktiv lading er den elektriske sikkerheten under alle værforhold, samtidig som at det ikke kreves fysisk kontakt noe som vil eliminere pluggtiden og redusere skade på skip og kaianlegg. Siden ladesystemet er trådløst vil man også slippe problemer med is, snø og saltvann og unngå fysisk slitasje på kabler og kontakter. Ulempene bak denne metoden er lav effektivitet og høy strømtap, men ennå kan en kommersiell induktiv lader levere kraft opptil 86 % (Hussain Shareef, 2016).

Cavotec har utviklet et vakuumsfortøyningssystem og i samarbeid med Wärtsilä har de utviklet en kombinasjon av disse to løsningene. En modul som inneholder ladeplater og vakuumputer vill kunne besørge for både lading og fortøyning som vist i figur 4-13, og vil kunne klare å gi full effekt med en avstand opptil 50 cm (Innovasjon Norge). Induksjonsladesystemet er ment

å prøves ut på ”MF Folgefonn” i løpet av første halvåret 2017 som skal plasseres på kaia i Jektavik.



Figur 4-13: Ladesystemet og fortøyningssystemet i en modul, som vil sørge for lading og fortøyning (Innovasjon Norge).

4.6.2 Konduktiv lading

Konduktiv lading er en metode som krever fysisk kontakt, hvor en anvender en dirigent som kobler den elektriske enheten til ladeobjektet. Denne metoden er enkel med høy effektivitet, og anvendes allerede i busser, tog og i maritim sammenheng. Med konduktiv lading kan man enten utføre lading gjennom plug-in ordning eller pantograf. For eksempel har Ampere utstyrt seg med disse to ulike ladeteknologiene (Stensvold, 2015), figur 4-14 viser hvordan ladesystemene ser ut. Ordningen med Plug in er slik at når fergen legges inn til kai vil en sideluke foldes ut og en Plug kan senkes ned og starte ladingen. Pantografen fungerer på samme måte som for tog. Metoden er veldig rask med en tilkoblingstid på 30 sekunder, og tillater at fergen kan bevege seg opp og ned under lading. Fordelen med disse metodene er høy effektivitet, og at pantografen er dekket og kan operere i alle slags værforhold.

For fergene som operer mellom Elsinore-Helsingborg som kommer til å bli fullelektrisk i løpet av 2017 vurderer en type robot lading. Når fergen nærmer seg kai vil roboten motta signaler for å gjøre seg klar. Robot armen vil koble seg til fergen og ladingen foregår og vill styre seg selv ved bruk av 3D-scanning.



Figur 4-14: De to ulike ladeteknologien som blir anvendt for lading av ampere

4.6.3 Valg av ladesystem

Batterienergi kommer til å være i drift hele dagen, og skal kunne lade den nødvendige mengden energi for å klare en overfart. Som tidligere nevnt er det flere faktorer som spiller inn ved lading av batteriet som blant annet lademetode, batteriets lade evne og kapasitet installert på land. Ladesystemet avgjør for eksempel hvor fort man kan koble av/på til fergen, og hvor effektiv ladesystemet er. Fordelen med konduktiv lading er at den har høyere effekt siden ladingen krever fysisk kontakt og er brukt for busser, tog og i maritim sammenheng. Ved induktiv lading unngår man denne fysiske kontakten og dette vil eliminere tiden for pluggtilkobling. Fordelen med denne metode er at man vil unngå problemer med is, snø og saltvann, og unngå fysisk slitasje på kabler og kontakter.

Gruppen ser for seg at systemet som er utviklet av Cavotec og Wärtsilä som er et system bestående av vakuum fortøyningsstystem og induksjonsladesystem være godt egnet for MF Tidefjord. Dette systemet vil både spare plass, tid og energi (beregnet tidligere i kap. 4.1.2) for ferge drift.

4.6.4 Bunkring av hydrogen

Gjennom kalkulasjonen tidligere utført i rapporten kom det frem til at dersom fergen skulle operer en hel dag måtte det forsynes med 400,32 kg hydrogen. Gruppen ser for seg at man skal da kunne fylle på den mengden en gang om dagen for å kunne oppnå en dagsoperasjon. Det er tre generelle valgmuligheter for bunkring av fossile brensler som det er valgt å ta utgangspunkt i for bunkring av hydrogen. Bunkringsvalget er avhengig av hvordan hydrogen blir distribuert, og hvordan lagringsfasiliteten er på bunkringsstedet. De tre generelle bunkringsalternativene er:

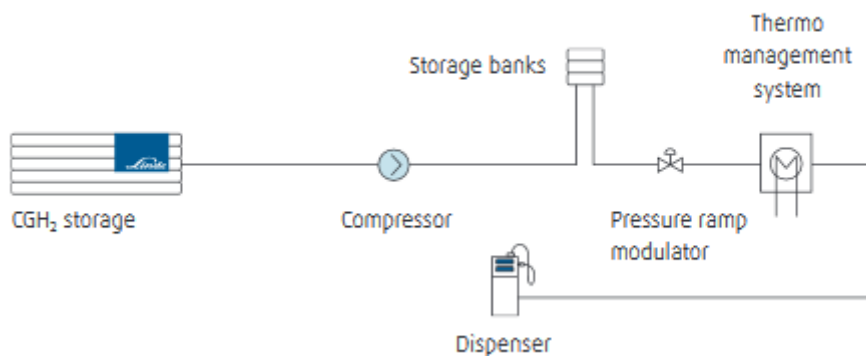
- Hoved tank til ferge
- Trailer til ferge
- Fartøy til ferge

4.7 Hovedtank til ferge

Kaien kan tilpasses slik at det bygges oppbevaringstanker som kan levere hydrogen direkte til fergen ved lengre landligge for eksempel om natten. Denne metoden kunne vært aktuelt dersom lagringsmetoden om bord hadde vært flytende hydrogen. Prosessen vil være lik LNG bunkrings operasjon med unntak av noen faktorer som må tas hensyn til som kokepunkt for LH_2 på 20 K, -253 °C og LNG som har -162 °C . Utstyr og rør har blitt utviklet og anvendt i flere tiår som reduserer varmeoverføringen til væsken. Et varmt rør vil bruke en del av hydrogen i prosessen, og linjen mellom tanken eventuelt traileren må være kort. Den andre utfordringen er at selv om linjen er kort, vil det ta lenger tid til å kjøle varme linjer og utstyr. Videre er ulempene med flytende hydrogen avdampingen og den energien som kreves for å flyte gjøre den. Hovedtanken må også fylles på hver gang den går tom og her vil det være lønnsomt å kunne fylle på hydrogenet direkte fra en trailer, også som vil kunne spare på mengden hydrogen som avdampes.

4.7.1 «Ladestasjon fra The Linde Group»

Et annet valg som er interessant som en bunkringsmetode er å anvende «The Linde Group» sin fylllestasjon. Fylllestasjonen ble brukt i forbindelse med prosjekt ZEMships for passasjerfergen «Alsterwasser (zemiships[ZERO EMISSION SHIPS], 2001). Hydrogenet kan enten oppbevares ved kai som flytende eller som mellomtrykk hydrogen som vist i figur 4-15. Dersom hydrogenet er flytende oppbevares den i kryo-tank ved en temperatur på $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. Gjennom fem trinn vil den «ioniske kompressoren» komprimerer det gassformige hydrogenet opptil 90 MPA. Stempellet har en ionisk væske som fører til at den ikke bindes sammen med gassen, og fungerer både som et smøremiddel og kjølevæske. Dette vil redusere slitasje. Sammenlignet med en klassisk stempelkompressor er at den «ioniske kompressoren» har mye mindre bevegelige deler, og vil gi en høyere energieffektivitet på komprimeringsprosessen. Smøremidler unngås og vil gi mindre forurensing av hydrogenet, og rent hydrogen er nødvendig ved bruk i brenselcellen.



Figur 4-15: Slik ser komprimeringsprosessen ut med «The Linde Group»

Fordelen med denne prosessen er at fylllestasjonen er enkel og rask å bruke. For Alsterwasser var det mulig å fylle på 50 kg i løpet av 12 min (zemiships[ZERO EMISSION SHIPS], 2001). Dersom det skulle brukes en fylllestasjon for MF Tidefjord som har et hydrogen behov på 400,32 kg vil det ta ca. 1 time og 36 minutter å fylle på, og ser lovende ut dersom det er flere pumper som hadde vært tilgjengelig.

Produksjonsanlegg fra Nel

En annen løsning vil være å produsere hydrogenet ved kai. En prefabrikkert containerløsning NEL-C150 vil kunne levere 330 kg hydrogen per dag.⁴ Produksjonsanlegget vil være med å redusere kostnadene for transport av hydrogenet da det kan produseres nær kai. Ved å implementere to slike containerløsninger vil hydrogen behovet dekkes og det vil også være noe til overs som kan anvendes dersom batteriet ikke klarer å levere den nødvendige effekten.

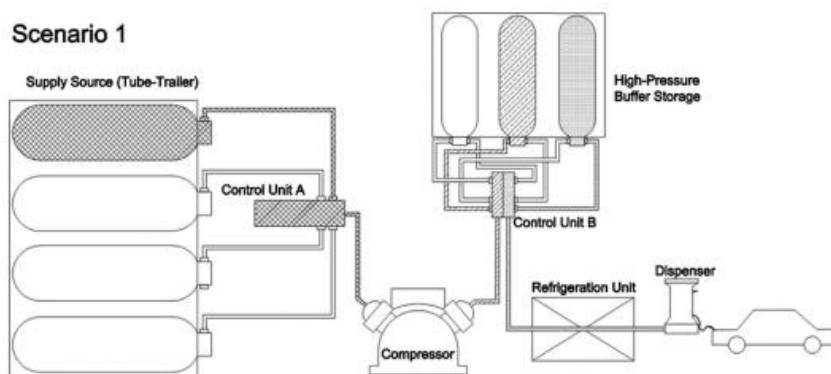
4.7.2 Trailer til Ferge

Denne metoden er en klassisk metode som anvendes hyppig innen fossile brenslere. For denne type metode vil hydrogenet som leveres er produsert i en industri område og leveres i såkalte «tube trailere». Tube trailere anvender tanker som er enten av stål eller kompositt tanker, typisk tanker av type fire med trykk på 200-500 bar, og kan transportere alt fra 300-1100 kg hydrogen (Amgad Elgowainya, 2014). For tube trailere som kan tåle opptil 500 bars trykk vil den kunne tømmes og fylles på i løpet av 60 min (The Linde group, 2013).

4.7.3 «Tube trailer operasjon»

Å fylle på hydrogen gjennom «tube trailere» er et vell utprøvd metode innen påfyllingsstasjoner for biler drevet av hydrogen og ser dermed at samme påfyllingsmetode kan anvendes som en bunkringsmetode for fergen. Prosessen starter med at tube traileren leverer hydrogen til kompressoren, som fyller opp en såkalt «buffer storage bank». En kontrollenhet B er plassert ved siden av lagringsenheten som etablerer en forbindelse mellom lagringsenhetene og utgangen av kompressoren, mens kontrollenheten A kontrollerer trykket fra traileren og kompressoren. Kjøleenheten sørger for å avkjøle hydrogenet som strømmer fra lagringsenheten og til dispensereren, videre styrer dispensereren strømningshastigheten. Prosessen er vist i figur 4-16.

⁴ E-mail informasjon fra Tomas Fiksdal fra Nel.



Figur 4-16: Figuren viser typisk påfylling fra tube trailer til bil

Ved bruk av denne bunkringsmetoden vil man kunne unngå å bygge ut produksjons eller lagringsheter for hydrogen, siden hydrogenet blir direkte levert av «tube trailere». Hvor mange ganger traileren skal levere er avhengig av mengden hydrogen som behøves for en dagsoperasjon.

4.7.4 Fartøy til ferge

Bunkring ved fartøy til fartøy er generelt i bruk i dag for fossile brensler, og har vært bruk til bunkring av både skip som ligger inntil land og ute på havet. For påfylling av hydrogen har denne metoden ikke vært i bruk enda i dag. Bunkringsmetoden kan både være til bruk for flytende og komprimert hydrogen. Dersom det er flytende hydrogen som skal bunkres så vill mye av LNG bunkringsprosedyren gjelde, og dersom det skulle være komprimert hydrogen så er det naturlig å lagre hydrogenet i enten stål tanker eller kompositt tanker. Fordelen med denne metoden er å kunne unngå utbygging av lagringstanker og produksjonsfasiliteter ved kai. Her må det også tas hensyn til at kaien er tilpasset slik at to fartøy kan stå inntil hverandre.

4.7.5 Valg av bunkringsmetode

Målet er å begrense nødvendig mengde hydrogen som lagres på kai, samtidig er det ønskelig at minst mulig hydrogen ventileres til atmosfæren. Påfylling av hydrogen skal skje raskest mulig og utført på en sikker måte. Bunkringsmetodene har sin bakgrunn for bunkring av fossile brensler og brukes også for LNG. Metoden som skiller seg ut for hydrogen er «Trailer til ferge» i såkalte «tube trailere». Det er ønskelig at denne metoden brukes som en bunkringsmetode pga. det er en vell utprøvd påfyllingsmetode for komprimert hydrogen som brukes i forbindelse med leveranse til mobile hydrogen påfyllingsstasjoner. Metoden er sikker hvor det også finnes prosedyrer for påfylling. Fordelen er at man unngår å bygge ut lagrings

og produksjonsfasiliteter. Frem tidsmessig vil produksjonsanlegg nær kai lønne seg da kostnader for leveransen kan fjernes. Kontainerløsningen som Nel tilbyr vil passe fint dersom hydrogen forbruket ikke overstiger produksjonsmengden anlegget kan levere.

5 Sikkerhet og standarder

5.1 5. Hydrogen egenskaper og Sikkerhetsaspekter ved bruk av hydrogen på skip

Forståelsen rundt sikkerheten ved bruk av hydrogen generelt er klar av alle stakeholdere. Sikkerhetsstudier for bruk av hydrogen ble påbegynt for flere tiår siden, som et resultat av ulykker i prosessindustrien. Sikkerhetsstudien har laget et grunnlag for bruk av hydrogen som den maritime industrien få nytte av. Dette avsnittet forklarer hydrogenets egenskaper og sikkerhetsaspekter ved bruk av hydrogen på skip.

Hydrogenets oppførsel er veldig annerledes enn hydrokarboner hvor

- Bred grense for brennbarhet
- Lav tennings og detonasjonsenergi
- Usynlig flamme

For sikkerhetsanalyser må man kunne estimere konsekvenser som

- Hvor sannsynlig hydrogen kan tennes og detoneres
- Hvilke overtrykk som bør unngås
- Hvilken grad av skade som kan forekommer

Forbrenningsegenskaper

Hydrogen er ikke veldig reaktiv stoff ved normal temperatur, med mindre den blir aktivert på en eller annen måte (f.eks. katalysator). Ved omgivelsestemperatur vil hydrogen sakte reagere med oksygen for å danne vann, men dersom dette reaksjonene akselereres vil det oppstå eksplosjon. Dersom hydrogen brenner i ren atmosfære vil flammen være synlig.

Sammenlignet med andre brensler har hydrogen en mye høyere flammetemperatur med en støkiometrisk blanding i luft med en temperatur 2403 K (Lloyds Register, 2017). Dersom man begrenser oksygen indeksen⁵ oksygen vil man kunne unngå spredning av flammen. Ingen blanding av hydrogen, luft og nitrogen ved normal trykk og temperatur kunne spre flamme dersom hydrogen indeksen er mindre enn 5 % i volum (Lloyds Register, 2017).

Tenningssegenskaper

⁵ Oksygenindeks er mengde oksygen som må være tilstede i luften dersom et stoff skal kunne brenne.

Gjennom erfaringer har det vist seg at ventilert hydrogen antennes lett og uforklarlig. Den minste energien som kreves for å antenne hydrogen er 0,019 MJ (metan 0,29 MJ) (Lloyds Register, 2017). Antennekilder kan være mekaniske gnister fra hurtiglukkende ventiler, gnister fra elektrisk utstyr, oppvarmingsutstyr etc. Dermed er det viktig at antennens kilder må elimineres og isoleres på en tilpasset måte slik at tenning unngås ved operasjon. I hovedsak er hydrogen en elektrisk isolator både i gassformig og flytende form. Strømmen eller agitasjonen av hydrogen kan generere ladninger av statisk elektrisitet og det er viktig at alle utstyr bør være grundig jordet. Hydrogen antennes selv i luft ved temperaturer over 510 °C.

Høy Gjennomtrengningsrate

Over tid kan hydrogen migrere gjennom nesten alle materialer og det kan skape utfordringer med lagring av hydrogen. Det finnes materialer som har høy gjennomtrengningsrate, og det kan hende at hydrogen tap kan forekomme etter måneder eller år. Det er noen viktige prinsipper som må tas hensyn til ved hydrogen tanker (350-700 bar). Det er viktig å blant annet unngå gassoppsamling med konsentrasjon >10-15 % (Lloyds Register, 2017). Ved plassering er det viktig å begrense mengde vs. romstørrelse eller design slik at gass kan finne veien raskt ut (oppdrift). Videre er det viktig å begrense obstruksjoner, der høytrykkslekkasjer bør tynnes ut i luft, og unngå flammeakselerasjon. Ved plassering og oppbevaring av tanker kan man vurdere å plassere dem høyt, og vurdere mengde lekkasjerate mot romvolum.

5.2 Standard og forskrifter

Brenselcelleteknologien innen maritim sektor er med å eliminere utslipp av NO_x, SO_x, og reduksjon av CO₂ sammenlignet med dagens motorer. Dermed er brenselcelleinstallasjon i maritim sektor diskutert nøye der det har blitt utviklet sikkerhetsregler og forskrifter som gjelder ved installasjon. Dette kapitlet gir en oversikt over gjeldende forskrifter, standarder og retningslinjer for bruk av brenselcelle, hydrogen og batteri ombord på skip.

International Maritime Organisation – IMO

IMO er en sjøsikkerhetsorganisasjon som ble opprettet i 1948 hvor formålet er å ivareta sikkerhet til sjøs og forhindre forurensing av det marine miljøet. Organisasjonen består av flere rekke komiteer hvor internasjonale lovgivninger og reguleringer blir utviklet.

IGF koden

Mangelen på internasjonale forskrifter for gass som drivstoff på skip, har det blitt foreslått å utarbeide en internasjonal sikkerhetskode hvor det anvendes gasser eller andre gasser med lavflammepunkt. Forslaget ble foreslått til "Marine Safety Committee (MSC) i 2004. I tillegg til kravet om spesifikk drivstoff med lav flammepunkt under 60 grader, bør IGF koden innehold også krav til alternative energimotorer som brenselceller.

I følge DNV regler "Fuel cell Installations" (Pt.6 ch.2 sec 3, Oktober 2015) blir brukt for å gi en full oversikt over klassifiseringsmetode for installasjon av brenselceller ombord på skip. Lagring av komprimert gass som kan forårsake flammer som natur gass og hydrogen (trykk over 10 bar), under dekk vil normalt ikke bli akseptert, men reglene er åpen for komprimert gass under dekk avhengig av hvert enkelt tilfelle. Selvsagt vil lagring over dekk vil være mindre utfordrende.

Fra samme studie Pt.6 ch.2 sec.5 – Gas fuelled Ship Application, er gass definert som en væske som har en damp trykk over 2.8 bar og en absolutt temperautr over 37.8 grader.

5.3 Standard for Brenselcelle bruk

Det er utviklet regler og standarder som dekker sikkerheten av brenselceller gjennom ”The International Electrotechnical Commission (IEC) og ” International Organization for Standardization (ISO). I utgangspunkt er standardene utviklet for all slags anvendelser og anses som relevant innen marine bruk og har vært anvendt i land som Tyskland, Canada og EU.

IEC 62282 -1 – 2012 ” Terminology”

Første delen av standard seriene viser ensartet terminology i form av digrammer, definisjoner og ligninger som er relatert for brenselcelle teknologi for alle anvendelser.

IEC 62282-2:2012: ”Fuel Cell modules”

Denne delen viser de minste kravene for sikkerhet og opptreden av brenselcelle moduler som opererer ved forskjellige trykk.

ISO 14687-3:2014: ” Proton exchange membrane (PEM) fuel celle applications for stationary appliances”

Formålet med denne delen å etablere en internasjonal standard for kvalitets karakteristikk for brenselceller for stasjonær bruk.

ISO 16110 -1 2007 –” Hydrogen generators using fuel processing technologies – Safety”

Del 1 av denne standarden viser hensyn til selvforsynt eller fabrikk matchet hydrogen generator system som har en kapasitet på 400 m³/h med en temperatur på 0 grader og et trykk på 101,325 kPa, som kan anvendes både innendørs og utendørs. Standarden inneholder instruksjoner om enkle brenselceller deler samt selve strukturen på brenselcellen.

Assosiasjon	Tittel på dokument	Status
Amerian Bureau of Shipping	Fuel cell Powered Ships Guide	Under utvikling
Bureau Verita	Guidelines for Fuel cell System On-board commercial Ships	Tilgjengelig siden 9.april
DNG GL	Rules for classification of ships, Pt.6.Ch 2.sec 3	Tilgjengelig siden jan.2016
Korean Register of shipping	Guidance for fuel cell systems on board of ships GC12-CE	Tilgjengelig siden 2014
Lloyds Register	LR Technical Papers – Development of requirments for fuel cells in the maritime environment- Performance and prescription	Tilgjengelig siden 2006.

Tabell 5-1: Tabellen viser en oversikt over de relevante reglene og de som er under utvikling utedet av de største selskapene.

5.4 Klasseregler som gjelder for batteri – brenselcelle hybrid installasjon

Fra DNV GL ” Battery Rules Pt.6.Ch.2 sec.1 regler dekker den sikkerheten av batteri installert på skip. Regelverket tilfredsstillter krav som:

- Batterisystem brukt som hoved kraft
- Batterisystem brukt som en tilleggs kraft.
- Batterisystem brukt som diverse kraft

Batterisystemet som er installert på MF Tidefjord er ment til å fungere som en hovedkraft sammen med brenselcellene.

5.5 Hydrogen lagring

ISOTR15916 – Basis betraktninger for sikkerhet av hydrogen systemer

Denne ISOen gir en oversikt av sikkerheten av de forskjellige egenskapene hydrogenet har. Annex C gir en oversikt over lavtemperaturseffekter av hydrogen på materialer. Dokumentet foreslår også materialer som kan anvendes og hvordan man skal vurdere hydrogen bruk (EMSA , 2017)

Den Europeiske standarden dekker trykktanker som anvendes til et trykk over 0,5 bar. Gjennom EN 1252-1:1998 følger for materialer for lagringstanker. EN 1797:2001 gir oversikt over gass/materialkompatibilitet. Noen av standardene på EN 13648 del 1,2,3 går inn på sikkerhetsordning for beskyttelse dersom trykket i tanken øker kraftig (EMSA , 2017).

ISO 15399 Komprimert hydrogen gas

Denne standarden dekker sylindere og tuber som er ment for stasjonær lagring av hydrogen gass, der volumet kan være opp til 10 000 l og et trykk opp mot til 110 MPa (EMSA , 2017).

EIGA kode, (European Industrial Gases Association) IGC 15/06

Denne koden dekker praksisen rundt bruken av gassformig hydrogen. Den fungerer også som en veiledning for designere og operatører av hydrogen stasjoner. Koden inneholder også problemstillinger som sikkerhet av personell, driftsinstruksjon og sikkerhet og nødsituasjoner

5.6 Bunkring av gassformig brensel

Bunkringsoperasjon ved landsiden er ikke en del av IGF-koden. Dermed blir det nødvendig å anvende andre standarder for utførelse av en sikker bunkring av relevante drivstoff for å kunne støtte implementering av bunkringsteknologi for maritim bruk. Erfaringer og standarder fra landbaserte applikasjoner for bunkring av komprimert hydrogen vil være relevant for maritim bruk. Man vil her da ta utgangspunkt i prosedyrer og standarder brukt for lastebiler, biler og busser.

Man må ta hensyn til temperaturkrav på tankene, for å kunne oppnå en sikker hydrogen fylling.

En industristandard SAE J2601 som er en protokoll for drivstoffkjøretøy utviklet av Society of Automotive Engineers, hvor det er lagt frem tabeller som oppgir de forskjellige trykkene og hastighetene under drivstoffoverføring, men er begrenset til mindre mengder som overføres. Foreløpig ser det ut som det er den eneste drivstoffprotokoll for påfylling av hydrogenbiler med temperatur opp til 700 grader og 700 bars tank. Til å starte med vil SAE J2601 være et godt utgangspunkt, men en videreutvikling av denne protokollen vil være nødvendig (EMSA , 2017).

Andre relevante standarder er ISO 17268:2012 og ISO/Ts 19880-1 2016. Den første standarden definerer design, sikkert og operasjonskarakteristikk for gassformig hydrogen forbindelser. Den gjelder for koblinger som har arbeidstrykk på 110 bar, 250 bar, 350 bar, og 700 bar. Den andre standarden angir de minste designegenskapene innen sikkerhet (EMSA , 2017).

5.7 Plassering av systemet

Ved plassering av hybridsystemet må det tas hensyn til sikkerhet og risiko. Målet har vært å installere systemet uten å endre eller modifisere fergen. Med hensyn til effekten vil hybridsystemet ha en høyere virkningsgrad. Vekten av brenselcellen og hydrogen tankene inkludert elektriske motorer, kjøleanlegg, ventilasjon og omformere synes å være enn det gamle dielelektriske fremdriftssystemet. Det er tatt hensyn til at det nye systemet ikke overskrider vekten slik at dødvekt ikke påvirkes. Ved å installere hybridsystemet vil dieseltankene, dieselmotorene, generatorene samt sentralkjelen fjernes. Det er gjort to vurderinger som utledes i de neste avsnittene. Den ene løsningen er å plassere brenselceller og hydrogen tanker øverst på dekk, og batteri i motorrommet, og den andre løsningen er å plassere hele hybridsystemet under hoveddekk.

5.7.1 Plassering på mannskap/passasjer dekk

Komponentene som kan plasseres på mannskap/passasjer dekk er brenselcellene, tilleggsutstyr og hydrogentankene. Her må det tas hensyn til at dersom utstyr skal plasseres ut på dekk må utstyret plasseres i avstanden $\frac{B}{5}$.⁶ I dette tilfellet er B, bredden på fergen.

Utfordringen her er at det kreves større dekkområde enn det som er tilgjengelig på «MF Tidfjord». Installering av systemet vil påvirke området som anvendes for både passasjerer og mannskapet. Løsningen her vil være å modifisere dekk planet slik at den blir bredere hvor systemet kan plasseres i kontainer som inneholder brenselceller, tilleggskomponenter og hydrogen tankene. Hydrogentankene som er tenkt å installeres er 2,342 m lang og en diameter på 05,09 m. Tankene kan plasseres i stabler der for eksempel hver stabel kan inneholde seks hydrogentanker. Her må det tas hensyn til at selve containeren ikke hindrer synet til styrmann da porten og sikten må være klar.

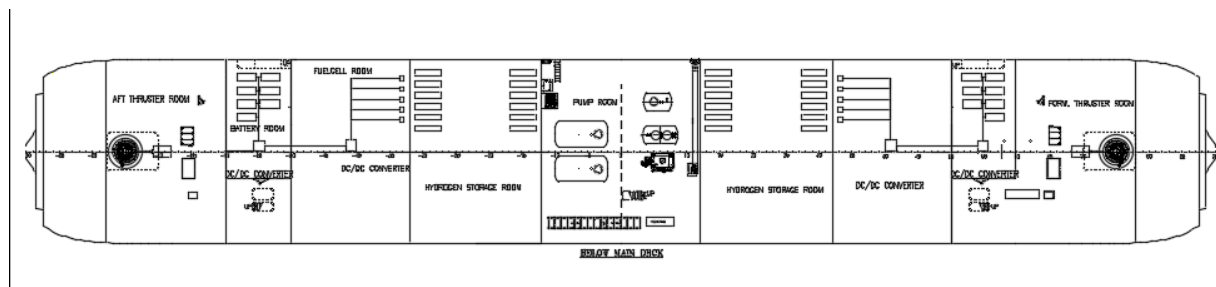
Det kreves mindre sikkerhet og risikoanalyser da eventuelt det skulle oppstå noe. Hydrogenet kan ventileres direkte ut til atmosfæren. Det vil være mindre risikabelt på dekk i forhold til motorrommet om hydrogenet skulle ventileres. Her vil sjansen være mindre for antennelse med tanke på mekaniske gnister fra ventiler, elektrisk utstyr og diverse gjenstander som kan årsake antennelse.

⁶ Tallet baserer seg på møte Kolbjørn Berge fra Sjøfartsdirektoratet.

5.7.2 Plassering under hoveddekk

Ved å plassere hele hybridsystemet under hoveddekk vil det være mer plass som er tilgjengelig i forhold til mannskap/passasjerdekk. Her tas det hensyn til at komponentene er adskilt med vegger som vist i figur 5-1. Komponentene er plassert i rekkefølgen: batterirommet nærmest propellrommet, deretter brenselcelle rommet, og til slutt hydrogen tankene. Systemet er symmetrisk slik at 24 av 48 hydrogen tankene er plassert på den ene siden, fem brenselceller og 7 av batteri stablene. Brenselcellen og batteriet lever energien til DC/DC konverter som igjen leverer den nødvendige energien til den elektriske motoren, og ombordstilleggsutstyr. Per dags dato er det ingen lover eller standarder som sier imot å plassere et slikt hybridsystem under dekk. Som beskrevet tidligere i avsnittet 5.4 finnes det regelverk og standarder for installasjon av batteri og brenselceller. IGF koden har ikke tatt direkte hensyn til komprimert hydrogen som lagringsmetode ved installasjon under dekk på skip.

Ved installasjon under hoveddekk må det legges frem sikkerhet, eksplosjonsanalyse og risikoanalyser (IGF A, 2.1). Overordnet sikkerhetsnivå må være på lik linje med konvensjonelt oljedrevet hoved og hjelpemaskineri som er en del av IGF koden A, 3.2.1 Videre vil godkjenningprosessen følge MSC1/Circ 1455.



Figur 5-1: Figuren viser hvordan systemet kan plasseres i forhold til eksisterende rom i fergen.

5.7.3 Anbefalt plassering av hybridsystemet

Man møter på utfordringer ved overnevnte alternativer for plassering av systemet.

Utfordringen som gruppen støttet på var at det ikke er nok tilgjengelig plass for plassering på mannskap/passasjer dekk. Ved å plassere systemet under hoveddekk vil den største fordelen være plasstilgjengelighet. Utfordringen er strengere krav for bevis at sikkerhetsnivået må være på lik linje med det opprinnelige fremdriftssystemet. Frem tidsmessig anbefaler gruppen at det fokuseres på å kunne plassere brenselcellene, tilleggsutstyr og hydrogentanker på mannskap/passasjer dekk. Det kan bearbeides løsninger med å tilpasse et område hvor systemet kan plasseres uten å påvirke verken passasjerer eller mannskap.

6 Konklusjon

Ved utførelse av rapporten har gruppen undersøkt bruk av hydrogen som energibærer ombord på ferge i hybridsystemet. Hydrogen som en energibærer har mange egenskaper som skiller seg fra konvensjonelle drivstoffene.

Gjennom beregninger og vurdering av tre energifordelings alternativer konkluderes det med at per dagsdato vil energifordelingen som utgjør 56 % energibehov fra batteri og resterende fra energibehov fra brenselcelle. De andre alternativene er fullt mulig å anvende i fremtiden dersom hydrogen lønner seg som en alternativ energibærer. Implementering av hydrogen ombord på ferge baserer seg på operasjonsmetoder som anvendes i dag i forbindelse med transportsektoren. Å lagre hydrogen i 350 bars oppbevaringstanker vill være den mest effektive metoden, hvor hydrogenet kan fylles på gjennom «tube trailere. Ved installasjon av fortøyingssystem som inkluderer induksjonslading vil fergen kunne både spare energi ved kai ligge samt lade effektivt.

Det valgte hybridsystemet vil få plass ombord på fergen uten at fergens masse og volumgrenser overskride. Energisystemet vil gi mer energi i forhold til dieselelektriske systemet, og store mengder utslipp vil kunne reduseres. I forhold til det gamle systemet har gruppen klart å redusere den installerte effekten med ca. 1 MW ved implementasjon av hybridsystemet. For en sikker operasjon vil det være mest aktuelt å plassere brenselceller, tilleggsutstyr og hydrogen på mannskap/passasjer dekk.

Systemet vil være relativt dyrt sammenlignet med tradisjonelle alternativer. Konkrete kostnadsoverslag er ikke mulig med de oppgitte opplysningene. Utfordringene vil reduseres på bakgrunn av at teknologien er stadig under utvikling og større økonomisk satsing. Siden rapporten er rent teoretisk og at det har vært begrenset tilgang til informasjon kan rapporten anvendes som et grunnlag for videre arbeid.

7 Kilder

Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon. (2015, 05). Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon.

AGA. (2017). *Flytende Naturgass (LNG)*. Hentet fra http://www.aga.no/no/products_ren/liquefied_natural_gas/index.html

Amgad Elgowainya, K. R. (2014). *Tube-trailer consolidation strategy for reducing hydrogen refueling station costs*. Hentet fra <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991402833X>

BAHLS, M. &. (2015). *MARQUARD & BAHLS*. Hentet fra <https://www.marquard-bahls.com/en/news-info/glossary/term/heavy-fuel-oil-hfo.html>

BALLARD. (2016). *PRODUCT SPECIFICATIONS*. Hentet fra http://ballard.com/files/PDF/Bus/FCvelocity_HD_Family_of_Products_Low_Res.pdf

BATTERY UNIVERSITY. (u.d.). *The lithium-ion battery*. Hentet fra http://batteryuniversity.com/learn/archive/is_lithium_ion_the_ideal_battery

BELLONA. (u.d.). *bruk av hydrogen til transportsektoren i Norge*.

Bruno G. Pollet, I. S. (2012). Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From.

Bruno Scrosati, J. G. (2009). Lithium batteries: Status, prospects and future.

Bunker Oil. (u.d.). *Bunkeroil*. Hentet fra <https://www.bunkeroil.no/produkter>

Cavotec. (2017). *CavotechMooremaster*. Hentet fra http://www.cavotec.com/en/ports-maritime_6/

CMR. (2016). Hentet fra <http://cmr.no/news/2016/11/07/the-green-fish-farm-concept/>
Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon. (2014, 05). Næring- og fiskeridepartementet.

DNV. (2011). *Alternativ fremdriftsteknologi for miljøvennlig ferger*.

DNV GL (a). (2015). *Elektrifisering av bilferger i Norge- Kartlegging av investeringsbehov i strømnettet*.

DNV GL (b). (2015). *Vurdering av tiltak og virkemidler for mer miljøvennlige drivstoff i skipsfartsnæringen*.

DNV GL (c). (2016). *SAMF.ØK VURDERING AV TILTAK I HAVNER*.

DNV GL (d). (2016). *Hydrogen som energibærer på Vestlandet*.

- DNV GL. (2014). *Teknisk vurdering av skip og infrastruktur for forsyning av drivstoff til skip.*
- DNV-GL. (2014). *Sammenstilling av grunnlagsdata om dagen skipstrafikk og drivstofforbruk*.
- EIDSVIK. (2012). *Verdens første hybridsystem for skip.*
- electrical4u. (2011-2017). *Battery | History and Working Principle of Batteries.* Hentet fra <https://www.electrical4u.com/battery-history-and-working-principle-of-batteries/>
- Emmanuel Zoulias, E. V. (u.d.). *A REVIEW ON WATER ELECTROLYSIS.*
- EMSA . (2017). *STUDY ON THE USE OF FUEL CELLS IN SHIPPING.*
- Energi- og miljøkomiteen. (2016). *Innstilling til Stortinget.*
- ENERGI RIKE. (2017). Hentet fra <http://www.energirike.no/sider/forsiden/nyheter/enova-investerer-122-millioner-i-tizir-tyssedal/480/>
- ENERGY:GOV. (u.d.). *Hydrogen Production: Electrolysis.* Hentet fra <https://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>
- Environment Canada. (u.d.). Hentet fra http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/Oilproperties/pdf/WEB_Marine_Diesel_Fuel_Oil.pdf
- European Commission. (2003). *HYDROGEN STORAGE: STATE-OF-THE-ART AND FUTURE PERSPECTIVE.*
- Fiskestrand. (2016). *FISKERSTRAND FÅR STØTTE TIL HYDROGENDREVET FERGE.* Hentet fra http://www.fiskestrand.no/site/img/293/Pressemelding_FV__PILOT-E__Fiskestrand_faar_stoette_til_HYdrogendrevet_ferge_16.12.16.pdf
- FORNYBAR. (2016). Hentet fra <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/hydrogen/lagring>
- Forskningsrådet. (2006). Hentet fra Reformering av naturgass: http://www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/31_Innledning/1234130630356
- FuelCellToday. (u.d.). *History.* Hentet fra <http://www.fuelcelltoday.com/history>
- H. Barthelemy, M. W. (2016). *Hydrogen storage: Recent improvements and.*
- Hussain Shareef, M. A. (2016). *A review of the stage-of-the-art charging technologies, placement.*
- HYDROGEN TOOLS. (u.d.). Hentet fra <https://h2tools.org/bestpractices/h2properties>
- Hydrogenbilen Toyota Mirai er i salg. (2016). Hentet fra <http://www.dinside.no/motor/hydrogenbilen-toyota-mirai-er-i-salg/60972416>

- IEA. (2006). *HYDROGEN PRODUCTION AND STORAGE*.
- IEC. (2010). *Electrical Energy Storage*.
- IEC. (2011). *Electrochemical storage system*.
- IMO. (2017). *Nitrogen Oxides (NOx) – Regulation 13*. Hentet fra <http://www.viscopedia.com/viscosity-tables/substances/bunker-oil-marine-fuel-oil/>
- Innovasjon Norge. (u.d.). *Trådløs lader til elektrisk ferge*. Hentet fra <http://www.innovasjonnorge.no/no/Nyheter/tradlos-lader-til-elektrisk-ferge/>
- Klima- og miljødepartementet. (2013). *Regjeringen*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2013/jan/svovelinhold-i-marint-drivstoff/id2433131/>
- LINDE. (u.d.). Hentet fra www.linde.com
- Lloyds Register. (2017). *Sikkerhetsaspekter ved bruk av hydrogen på skip*. Hentet fra https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2016/11/Sikkerhetsaspekter_hydrogen_ORH_LR.pdf
- LMG Marin (Torbjørn Bringedal), CMR Prototech. (2013-2017). *Energieffektiv og klimavennlig ferjedrift (potensialstudie)*. Edvard Sandvik.
- Martimt forum. (2016). Hentet fra <http://maritimt-forum.no/blog/maritim-verdiskaping-lansert-pa-708090-no/>
- NCE Maritime CleanTech. (2017). Hentet fra <https://maritimecleantech.no/2017/01/24/two-new-strategic-projects-big-data-and-green-fish-farming/>
- Nektalova, T. (2006). *Energy Density of Diesel Fuel*. Hentet fra <http://hypertextbook.com/facts/2006/TatyanaNektalova.shtml>
- NEL. (2015). *NEL and Uno-X to build hydrogen refuelling station network*. Hentet fra <http://news.cision.com/nel-asa/r/nel-and-uno-x-to-build-hydrogen-refuelling-station-network,c9878172>
- NHO. (u.d.). *NOx-fondet*. Hentet fra <https://www.nho.no/Prosjekter-og-programmer/NOx-fondet/>
- Norges rederiforbund. (2014). Hentet fra <https://www.rederi.no/om-oss/fagomrader/sikkerhet-miljo-og-innovasjon/miljo/strategi/rent-hav/>
- NORSK ENERGI & CMR Protech. (2016). *POTENSIALSTUDIE - ENERGIEFFEKTIV OG KLIMAVENNLIG FERGEDRIFT*.

- Norsk Petroleumsinstitutt. (2016). *Biodrivstoff bidrar med nødvendige utslippsreduksjoner*. Hentet fra <http://www.np.no/aktuelle-saker/biodrivstoff-bidrar-med-noedvendige-utslippsreduksjoner-article1028-140.html>
- NOU Norges offentlige utredninger. (2004). *Hydrogen som fremtidens energibærer*.
- NÆRINGS - OG FISKERIDEPARTEMENTET. (2015). *Maritime muligheter- blå vekst for grønn fremtid*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/contentassets/05c0e04689cf4fc895398bf8814ab04c/maritim-strategi_web290515.pdf
- OECD/IEA. (2006). *HYDROGEN PRODUCTION AND STORAGE*.
- Per L.Kofstad & Bjørn Pedersen (UiO). (u.d.). *snl*. Hentet fra <https://snl.no/hydrogen>
- PERSISTENCE MARKET RESEARCH. (u.d.). Hentet fra <http://www.persistencemarketresearch.com/mediarelease/hydrogen-market.asp>
- Planetenergi. (2015). *The many uses of hydrogen*. Hentet fra <http://www.planete-energies.com/en/medias/close/many-uses-hydrogen>
- PowerCell S3. (2016). *Fuel Cell Stack (20-100 kW)*. Hentet fra <http://www.powercell.se/wp-content/uploads/2016/04/PowerCell-S3-Datasheet.pdf>
- Prabhukhot Prachi R, W. M. (2016). *A Review on Solid State Hydrogen Storage Material*.
- Rønning, A. (u.d.). *Bergensferge først med brenselcelle*. Hentet fra <http://forskning.no/fangst-alternativ-energi-bil-og-trafikk-marin-teknologi-miljoteknologi/2010/10/bergensferge-forst>
- SHIP & BUNKER. (2017). *Bunker Prices*. Hentet fra <https://shipandbunker.com/prices/apac/sea/sg-sin-singapore#MGO>
- ShipsTechnology.com. (u.d.). *Viking Lady Offshore Supply Vessel, Norway*. Hentet fra <http://www.ship-technology.com/projects/viking-lady/>
- Siang FuiTie, C. (2012). *A review of energy sources and energy management system in electric vehicle*.
- Sintef. (2016). *Hydrogen verdikjeder og potensial*. s.8.
- snl. (2016). *induksjonslader*. Hentet fra <https://snl.no/induksjonslader>
- Statens vegvesen. (u.d.). *Biodiesel*. Hentet fra <http://www.vegvesen.no/kjoretoy/Eie+og+vedlikeholde/Kjoretoy+og+drivstoff/Biodiesel>

Stensvold, T. (2015).

Stensvold, T. (2017). Gass er avgjørende for å få ned utslipp fra skipsfarten.

SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS. (2017). *Research shows link between temperature rise, human influence*. Hentet fra <http://www.un.org/sustainabledevelopment/blog/2017/03/research-shows-link-between-temperature-rise-human-influence/>

Sveinung Oftedal. (2016). *REDUKSJON AV KLIMAGASSUTSLIPP FRA NORSK*. Høvik: DNV-GL.

Sysla. (2016). *Torghatten-nybygg får biodiesel og landstrøm*. Hentet fra <http://sysla.no/maritim/torghatten-skal-bygge-gronnere/>

SYSLA GRØNN. (2016). Hentet fra <http://sysla.no/gronn/na-kan-norge-fa-storstilt-produksjon-av-hydrogen/>

Takashi Katoha, Y. I. (2011). Lithium/water battery with lithium ion conducting glass-ceramics electrolyte.

Technical Annex. (2015). *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*.

The Engineering ToolBox. (u.d.). Hentet fra http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

The Linde group. (2013). *Linde raises the bar for hydrogen transport efficiency*. Hentet fra http://www.the-linde-group.com/en/news_and_media/press_releases/news_20130925.html

TU. (2013). *Batterier på full fart inn i skip*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/batterier-pa-full-fart-inn-i-skip/275364>

Uno X. (2016). *Uno-X har åpnet sin første hydrogenstasjon*. Hentet fra <https://www.ntbinfo.no/pressemelding/uno-x-har-apnet-sin-forste-hydrogenstasjon?publisherId=7512272&releaseId=13414771>

US DEPARTMENT OF ENERGY. (u.d.). *Batteries for Hybrid and Plug-In Electric Vehicles*. Hentet fra http://www.afdc.energy.gov/vehicles/electric_batteries.html

Viscopedia. (u.d.). *Viscopedia*. Hentet fra <http://www.viscopedia.com/viscosity-tables/substances/bunker-oil-marine-fuel-oil/>

VITEN. (u.d.). *Hvordan fungerer en brenselcelle*. Hentet fra <http://www.viten.no/vitenprogram/vis.html?tid=1113914>

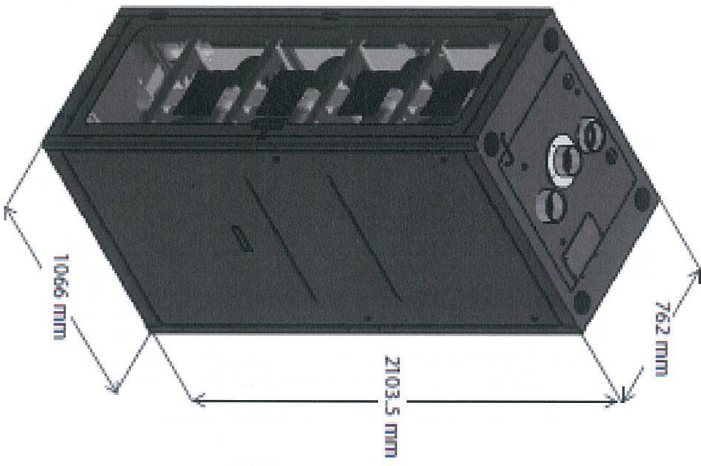
Wärtsilä. (u.d.). *Natural gas-fuelled ferry GLUTRA*. Hentet fra
<http://www.wartsila.com/encyclopedia/term/natural-gas-fuelled-ferry-glutra>

zemiships[ZERO EMISSION SHIPS]. (2001). *One hundred passengers and zero emissions*.
ZERO. (2014). *Ferger uten utslipp*.

Vedlegg



Dimensions and Weights (with cooling HEX)

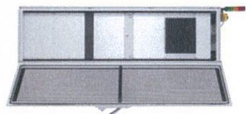


Dimensions	[mm]
Width x Depth x Height	762 x 1066 x 2103.5

Number of Modules (Rated Power)	Weight [kg]
Zero (empty rack) (0 kW)	205
One (30 kW)	291
Two (60 kW)	377
Three (90 kW)	463
Four (120 kW)	549

Confidential - Do not duplicate or distribute without written permission from Hydrogenics Corporation

Rack-based System Specifications



Technical Data	Unit	HYPM-RL5	HYPM-RL30	HYPM-RL120	HYPM-RL1000
Max Continuous Power	KW	5 ^a	30 ^a	120 ^a	1000 ^b
Operating Current	A _{dc}	0 to 300	0 to 500	0 to 500	0 to 5000 A
Output Voltage	V _{dc}	48V & 230VAC	-/+192...208	240...480	380...480 VAC ^b
Peak Efficiency	% _{LHV}	50 ^a	50 ^a	50 ^a	50 ^b
Expected Lifetime	h	10 000+	10 000+	10 000+	10 000+
Dimensions (L x W x H)	mm	615x1110x2074 ^a	583x1059x2023 ^a	583x1059x2023 ^a	50 ft container ^a
Volume	L	1416 ^a	1248 ^a	1248 ^a	50x8x10 feet ^a
Mass (fully-populated)	kg	TBA ^a	650 ^a	800kg ^a	32 000 kg ^{a,b}

a) Secondary cooling loop (radiator, dry cooler, chiller or cooling tower) excluded

HYDROGENICS
SHIFT POWER | ENERGIZE YOUR WORLD

Confidential - Do not duplicate or distribute without written permission from Hydrogenics Corporation

BALLARD®

PUTTING FUEL CELLS TO WORK

FCveloCity®-HD

PRODUCT SPECIFICATIONS

	HD60	HD85	HD100
Performance			
Net power	60 kW	85 kW	100 kW
Operating voltage range	220 - 350 VDC	280 - 420 V	400 - 580 V
Rated net current	288 A	288 A	288 A
Idle power	3.3 kW	4 kW	6 kW
Physical			
Fuel cell module			
• Dimensions (l x w x h) mm	1130 x 869 x 506	1130 x 869 x 506	1200 x 869 x 506
• Weight	244 kg	256 kg	285 kg
Coolant Subsystem			
• Dimensions (l x w x h) mm	737 x 529 x 379		
• Weight	44 kg		
Air Subsystem			
• Dimensions (l x w x h) mm	676 x 418 x 352		
• Weight	61 kg		
Reactants and Coolant			
Type	Gaseous hydrogen		
Composition	As per SAE specification J2719		
Supply pressure	8 barg nominal		
Oxidant	Air		
Coolant	50/50 pure ethylene glycol and deionized water WEG 60° to 70°C		
Safety Compliance			
Certifications	ISO 6469-2:2009 ¹ ISO 6469-3:2011 ¹ ISO 23273:2013 ¹		
Enclosure	IP55		
Monitoring			
Control interface	CANbus		
Emissions			
Exhaust	Zero-emissions (no PM, NOx, SOx, CO or CO2)		

¹ Specific clauses within each standards

Sub-system

The FCveloCity®-HD includes separate air and coolant systems for simplified and flexible integration into the electric drive system. These two discrete modules have been designed, tested and validated for transit bus and light rail applications.

Coolant sub-system

Delivers a water/ethylene glycol (WEG) mixture at a prescribed flow rate to the fuel cell module. Sub-system includes coolant pump, piping, control valve and freeze protection.



Air sub-system

Delivers air at a prescribed flow rate to the fuel cell stack to support the electrochemical reaction. Sub-system includes motor, controller, air compressor and a mass flow sensor.





Technical Specifications*

PERFORMANCE SPECIFICATIONS	
C-Rate – Peak	6C
OPERATIONAL SPECIFICATIONS	
Pack Sizing	50-1200V 5.7-137kWh
1100V STANDARD BATTERY PACK EXAMPLE ¹	
Energy	125 kWh
Voltage	Maximum: 1100 VDC Nominal: 980 VDC Minimum: 870 VDC
Cooling	Forced Air / Liquid Cooling
Dimensions (vertical arrangement)	Height: 2200 mm Width: 870 mm Depth: 710 mm
Dimensions (horizontal arrangement)	Height: 1220 mm Width: 1740 mm Depth: 710 mm
Weight	1550 kg (3420 lb)
GENERAL SPECIFICATIONS	
EMC	IEC 61000-4, CISPR16-1, 2, IEC60945-9
Ingress Protection	System: IP44 Module: IP56 (IP67 optional)
Vibration & Shock	UNT 38.3, DNV 2.4, IEC 60068-2-6
Class compliance	DNV-GL, Lloyds Register, Bureau Veritas, ABS
SAFETY SPECIFICATIONS	
Voltage Isolation	7.2 kV (IEC 60947-2)
Thermal runaway anti-propagation	Cell-level; DNV-GL Pt.6 Ch.2, NMA 2016 circular
Fire suppression recommended	Per SOLAS (machinery space)
Disconnect circuit	Hardware-based fail-safe for over-temperature, over-voltage
Maximum current parameter	Updated 2x per second
Faults communicated	Over-voltage, under-voltage, over-temperature
Short circuit protection	Fuses included
Disconnect switchgear rating	Full load
Emergency stop circuit	Hard-wired
Ground fault detection	Integrated

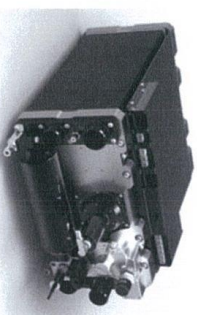
* Subject to change without notice ¹ Values shown are for reference only and should not be used for system design. Please contact Corvus Energy for complete system design solutions.

CONTACT Toll Free: +1 (888) 390-7239 | sales@corvusenergy.com || www.corvusenergy.com
HEAD OFFICE #220-13155 Delf Place, Richmond, BC V6V 2A2, Canada || NORWAY Nagelgården 6, 5004 Bergen | +47 918 25 618 | sales@corvusenergy.com

HYPM™ HD30 (31 kW)

Product Number: 1038478

Refer to Spec Sheet PN: 1038480



Technical Data	Unit	Value
Rated (Max Continuous) Power ^b	kW	30 (31)
Dimensions ^a (L x W x H)	mm	658 x 429 x 259
Mass ^b	kg	≤ 75
Gravimetric Power Density ^b	kW/kg	0.4
Operating Current	A _{dc}	0 to 500
Operating Voltage	V _{dc}	60 to 120
Peak Efficiency	% _{LHV}	53
Stack Operating Pressure	kPa	< 120

a) Air blower and water pump excluded in dimensions

b) Includes coolant pump and air delivery

Confidential - Do not duplicate or distribute without written permission from Hydrogenics Corporation

HEXAGON COMPOSITES HYDROGEN TYPE 4 CYLINDER INFORMATION

Type 4 cylinders designed and manufactured by Hexagon Composites* wholly owned subsidiaries Hexagon Lincoln, Hexagon Raufoss and Xperion Energy & Environment**.

REF	NOMINAL WORKING PRESSURE (15° C) MPa	OUTSIDE DIAMETER MM	OVERALL LENGTH MM	WEIGHT KG	WATER VOLUME L	HYDROGEN CAPACITY KG
A*	20	315	1 060	16	46	0,7
B	25	541	2 783	164	450	8,0
C	25	503	2 342	94	350	6,0
D	30	509	2 342	112	350	7,2
E	35	420	3 190	101	312	7,5
F	35	509	2 342	112	350	8,4
G	50	565	3 277	280	530	16,5
H	50	531	2 424	229	347	10,7
I	70	319	906	34	36	1,4
J	70	238	1 600	29	39	1,6
K	70	420	845	43	64	2,6
L	70	440	1 050	59	76	3,1
M	95	515	2 783	365	254	12,4

* In 2016 Hexagon Composites acquired Xperion Energy & Environment in Germany to strengthen its position in the global composite pressure cylinder and systems market. Xperion Energy & Environment, located in Kassel, Germany, is a leading manufacturer of Type 4 high pressure cylinders for the automotive industry and gas transportation.

** Portable cylinder including hexagonal plastic shaped casing for protection.

Per 1 February 2017

BALLARD Fcvelocity® FUEL CELL MODULES offer a complete portfolio of power solutions to meet the requirements of a wide range of heavy duty vehicles with different operating cycles and levels of electric hybridization.

Fcvelocity® fuel cell modules feature:

- Zero-emission operation
- Configurations from 30kW to 200kW
- Modular design for flexible integration
- Durable performance across a wide range of operating conditions



Fcvelocity® Motive Module Product Portfolio

PRODUCT SERIES	FCvelocity®-MD	FCvelocity®-HD	FCvelocity®-XD
TECHNOLOGY	Proton exchange membrane (PEM) hydrogen fuel cells		
NET POWER LEVEL	30kW	60kW / 85kW / 100kW	200kW
FUEL CELL MODULE DIMENSION	900 x 470 x 350 mm	1130 to 1200 x 869 x 506 mm	2000 x 1800 x 580 mm
WEIGHT	125kg fuel cell module 40kg air sub-system	244 to 285kg fuel cell module 125kg air and cooling sub-systems	1300kg fuel cell module, including air and cooling sub-systems
APPLICATIONS	small transit buses, battery hybrid range extenders	full size hybrid electric buses	rail and marine

*Ballard reserves the right to change specifications at any time.



PowerCell S3

Fuel Cell Stack (20-100 kW) *Prototype*

PowerCell, together with partners in the Auto Stack Core project, is developing a high quality fuel cell stack primarily for powering vehicles. The aim is superior performance while meeting the automotive industry's commercial cost requirements for volume production. The PowerCell S3 fuel cell stack is designed for efficient power

generation in the range 20-100 kW. The choice of industrial components that are suitable for volume production has proved particularly successful. Projected weight, volume, cost and performance for the current generation are definitely world class. The validation of the stack will be concluded at the end of 2016.

PowerCell S3 main advantages:

- Available in power range up to 100 kW
- PEM technology, fast start up and shut down
- Rugged design
- Extremely compact and light weight
- Integrated CVM Monitoring



PowerCell S3

Physical Data: S3-335C	
Length (mm)	149
Height (mm)	444
Width (mm)	419
Weight (kg)	323
Nominal power output (kW)	100 kW

Physical Data:	
Maximum current output	570 A
$\Delta P_{\text{cathode}}$ @ nominal power	< 200 mBar
ΔP_{anode} @ nominal power	< 120 mBar
Maximum operating temperature	95 °C
Humidity	Non-condensing at inlet
Gas pressure	< 3.0 bar(abs)
Ambient temperature	-30 - 70 °C

Properties in both table and graph may be subject to change during the final qualification of the stack platform. This table is representative of a late prototype stack.

2016-04-15



20 FARTØYHÅNDBOK/04 Utstyr og prosedyrer/1 Hoveddata/01 Hoveddimensjoner kapasiteter

20-FH-04-1 TQM Godkjente
-01.01.169 bøker
rev: 03 (Domino01)

Dokument tittel: Hoveddimensjoner og kapasiteter

Dokumentreferanser:

- 20 FARTØYHÅNDBOK: 20-FH-04-1-01.02169 - GA-plan MF Tidefjord
- 20 FARTØYHÅNDBOK: 20-FH-04-1-01.03169 - Foto MF Tidefjord

FARTØYSDATA, SYSTEMER OG UTSTYR OMBORD

Generelt

Fergen er en 120 pbe symmetrisk SKS ferge som er like hensiktsmessig for bruk i begge fartsretninger. Hoveddekket, som er fribordsdekk, er beregnet for trailere og personbiler. Sidehusdekkene er begnet for personbiler. Salonger for passasjerer er plassert på hoveddekk. Fergen er sertifisert for fartsområde 2.

Hoveddata

Navn:	M/F "Tidefjord"
Kallesignal:	LAVB
IMO-nr:	9419204
Registreringshavn:	Ålesund
Byggested:	Fiskerstrand Verft AS
Byggenr.:	59
Byggeår:	2008
Klasse: (Bygget etter DNV-klasse)	Sjøfartsdirektoratet DNV * 1A1-R4-Car Ferry-B-E0
Materiale skrog:	Stål
Materiale overbygning:	Stål

Hoveddimensjoner:

Lengde over alt (Loa)	113,96 meter
Lengde mellom P.P. (Lpp):	105,312 meter
Lengde bildekk:	105,00 meter
Fri innkjøringsbredde forut	12,30 meter
Fri innkjøringsbredde akter	12,30 meter
Fri gjennomkjøringshøyde:	Hoveddekk: 5,00 meter

20-FH-04-1-01.01169 Rev. 03

2017-03-24 13:27:44

2

	Sidehusdekk: 2,50 meter
Bredde på spant:	16,80 meter
Bredde på fenderlist:	17,20 meter
Dybde i riss:	5,50 meter
Konstruksjonsdypgående:	3,10 meter
Spanteavstand:	0,60 meter
Fart :	13,0 knop
Dypgående:	3,40 meter
Friseilingshøyde:	19,50 meter

Last og passasjerer:

Total antall passasjerer	347 passasjerer
Personbiler	120 PBE
Vogntog a 18 meter	10 stk.
Max. akseltrykk	Hoveddekk: 15,0 tonn Sidehusdekk: 1,5 tonn

Max. last

Maksimalt tillatt mengde tunge kjøretøyer skal ikke overstige 533,0 tonn med et tyngdepunkt høyst 2,2 meter over hoveddekket og 30,0 tonn personbiler med 0.75 meter over hoveddekket, samt 51,0 tonn av personbiler på sidehusdekk med et tyngdepunkt 0,75 meter over det aktuelle dekket.

Total dekkslast skal ikke overstige 614,00 tonn.

Hovedmaskineri:

2 stk. hovedmotorer fabrikat Mitsubishi, type S6R2-MPTKF, 640 kW, 1500 rpm.

2 stk. hovedmotorer fabrikat Mitsubishi, type Mitsubishi S12R-MPTA, 1110 kW, 1500 rpm.

2 stk. el. motorer for fremdrift fabrikat ABB/Stadt, AMA450L6L BAFMH, à 1200 kW, 1200 rpm, 660 V

Kjeler:

1 kjele fabrikat Pyro sentralkjel, type E 1124, effekt 174 kW

Tonnasje:

Brutto tonnasje: 2979,0 tonn

Netto tonnasje: 893,0 tonn

Dødvekt: 586,0 tonn

Lettskipsvekt: 1715,3 tonn

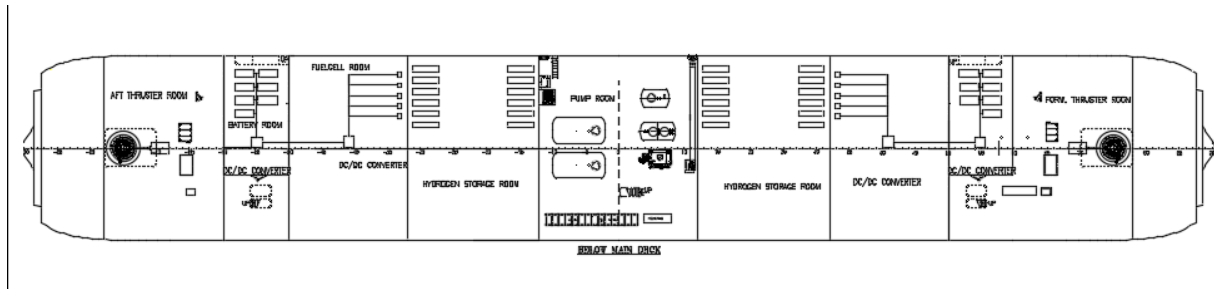
Kapasitet ferskvann / vannballast:

Ferskvann: 24,0 m³

Vannballast: 60,0 m³

Kapasitet dieselolje:

Dieselolje: 225,0 m³



Beregninger av Energifordeling 2 og 3

Alternativ 2 – Brenselcelle 71 % og Batteri 29 %

Brenselcelle

Energi krever fra brenselcelle ved overfart ($t=$) og ($E=260kWh$)

$$E_{inn,PEM} = \frac{E_{ut,PEM}}{\mu_{BC} \times \mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{260kWh}{0,55 \times 0,8 \times 0,98} = 602,86kWh$$

Mengde H2 ved en overfart

$$m_{H_2} = \frac{E_{inn,PEM}}{LHV_{H_2}} = \frac{602,86 \times 3,6 MJ/kWh}{120,1MJ/kg} = 18,07kg$$

Mengde H2 ved 36 overfart

$$m_{H_2} = 18,07kg \times 36 \text{ overfart} = 650,52kg$$

Ladding for 104,1 kWh til batteri

$$E_{krav \text{ ved land}} = \frac{E_{ladet}}{t} \times 60 \text{ min} + E_{tap}$$

$$E_{krav \text{ ved land}} = \frac{104,1 kWh}{10 \text{ min}} \times 60 \text{ min} + 104,1 kWh \times 0,1 = 635kWh$$

Dersom tanken fra Hexagon Composite skal kunne oppbevare 650,52 kg H₂ trengs det antall hydrogen tanker:

$$\frac{650,2 kg}{8,4 kg \text{ per tank}} \approx 78 \text{ tanker}$$

Volum på en tank er:

$$V = \pi r^2 \times h = \pi 0,2545 m^2 \times 2,342 m = 0,47655 m^3$$

Totalt volum for 78 tanker : $78 \times 0,47655 m^3 = 37,1709 m^3$

Totalt vekt for H₂ tankene: $78 \times (m_{H_2} + m_{tank}) = 78 \times (8,4 + 112) = 9391,2 kg$

Alternativ 3 – Brenselcelle 50 % og Batteri 50 %

Brenselcelle : 182,05 kWh

Batteri : 182,05 kWh

$$E_{inn,PEM} = \frac{E_{ut,PEM}}{\mu_{BC} \times \mu_{DC/DC} \times \mu_{PCU}} = \frac{182,05 kWh}{0,55 \times 0,8 \times 0,98} = 422 kWh$$

Mengde H₂ ved en overfart

$$m_{H_2} = \frac{E_{inn,PEM}}{LHV_{H_2}} = \frac{422 \times 3,6 MJ/kWh}{120,1 MJ/kg} = 12,65 kg$$

Mengde H₂ ved 36 overfart

$$m_{H_2} = 12,65 kg \times 36 \text{ overfart} = 456 kg$$

Ladding for 182,05,1 kWh til batteri

$$E_{krav \text{ ved land}} = \frac{E_{ladet}}{t} \times 60 \text{ min} + E_{tap}$$

$$E_{krav \text{ ved land}} = \frac{182,05 kWh}{10 \text{ min}} \times 60 \text{ min} + 182,05 kWh \times 0,1 = 1111 kWh$$

Dersom tanken fra Hexagon Composite skal kunne oppbevare 456 kg H₂ trengs det antall hydrogen tanker:

m³

$$\frac{456 \text{ kg}}{8,4 \text{ kg per tank}} \approx 55 \text{ tanker}$$

Volum på en tank er:

$$V = \pi r^2 \times h = \pi 0,2545 \text{ m}^2 \times 2,342 \text{ m} = 0,47655 \text{ m}^3$$

$$\text{Totalt volum for 55 tanker : } 55 \times 0,47655 \text{ m}^3 = 25,869 \text{ m}^3$$

$$\text{Totalt vekt for H}_2 \text{ tankene: } 55 \times (m_{\text{H}_2} + m_{\text{tank}}) = 55 \times (8,4 + 112) = 6622 \text{ kg}$$

Bruk av brenselcelle ved drift under hele operasjonen for en tur blir: ($E_{\text{tot}}=364,1 \text{ kWh}$)

$$E_{\text{inn total,PEM}} = \frac{E_{\text{ut total,PEM}}}{\mu_{\text{BC}} \times \mu_{\text{DC/DC}} \times \mu_{\text{PCU}}} = \frac{364,1 \text{ kWh}}{0,55 \times 0,8 \times 0,98} = 844 \text{ kWh}$$

Mengde H₂ for en strekning (t=25min)

$$m_{\text{H}_2} = \frac{E_{\text{inn total,PEM}}}{\text{LHV}_{\text{H}_2}} = \frac{844 \times 3,6 \text{ MJ/kWh}}{120,1 \text{ MJ/kg}} = 25,3 \text{ kg}$$

Mengde H₂ ved 36 strekninger (t=15 timer)

$$m_{\text{H}_2} = 25,6 \text{ kg} \times 36 \text{ overfart} = 911 \text{ kg}$$