



**Høgskulen
på Vestlandet**

BACHELOROPPGAVE

Fra diesel- til hydrogendrevet hurtigbåt

- En sammenligning av energiforbruk og utslipp av CO₂-ekvivalenter for ulike energikjeder på fergesambandet mellom Måløy og Florø

Fornybar Energi

FE403

Avdeling for ingeniør og naturfag

31.05.2017

av

JØRGEN JOHAN LIEBIG-LARSEN

OLE GUNDER SKIAKER

Jeg bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser/kildehenvisninger til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jfr. *Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 10.*

Forord

Denne bacheloroppgaven er utarbeidet av to studenter ved Høgskolen på Vestlandet som avsluttende del av vår studie i Fornybar Energi våren 2017.

Idéen til oppgaven fikk vi i samtale med prosjektleder Trond Strømgren ved en energikonferanse på Sandane høsten 2016. Oppgaven fokuserer på innføring av hydrogen som drivstoff i hurtigbåten som betjener sambandet mellom Måløy og Florø. Formålet er å belyse energibehov og utslipp av CO₂-ekvivalenter ved bruk av hydrogen, sammenlignet med dagens dieseldrift.

Vi vil rette en stor takk til veileder Bente Johnsen Rygg og Erling Holden for konstruktive tilbakemeldinger via aktiv og engasjert veiledning. Morten Simonsen fortjener ekstra ros. Hans kompetanse og bidrag til beregningene har vært uvurderlig. En siste takk gis til prosjektleder Trond Strømgren for at vi har fått lov til å delta i denne prosessen. Til slutt ønsker vi Strømgren og Maritim Forening lykke til med dette spennende og betydningsfulle prosjektet.

Sogndal

31.05.2017

Jørgen Johan Liebig-Larsen

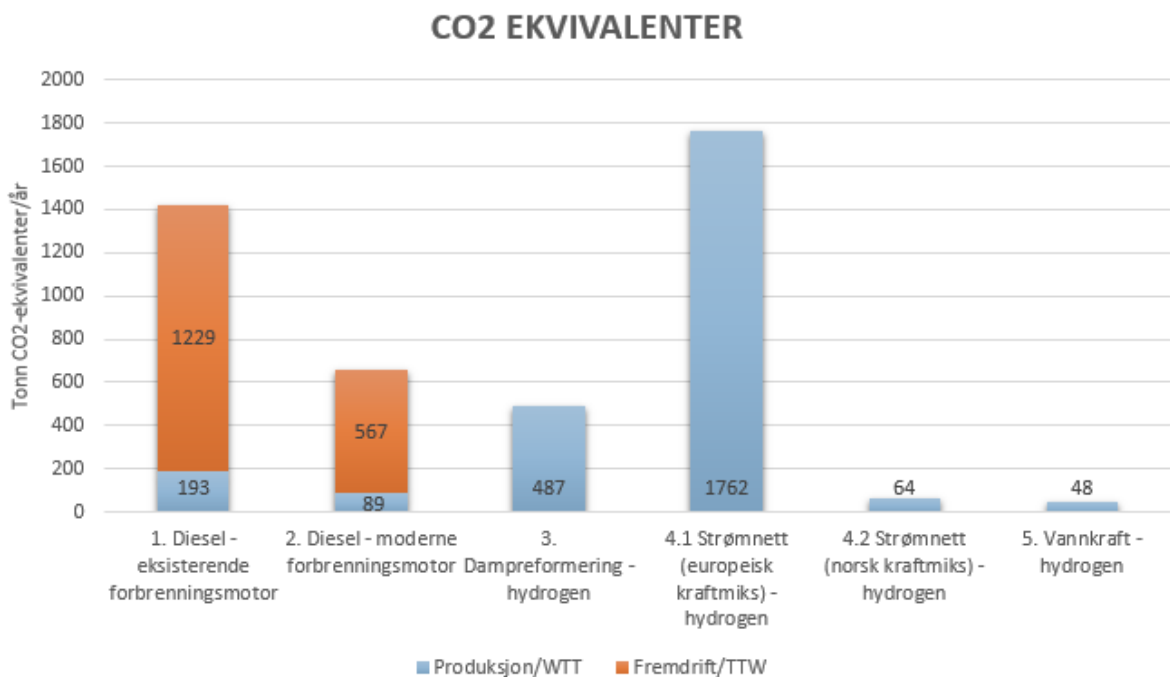
Ole Gunder Skiaker

Sammendrag

Innen 2030 skal Norge redusere sitt utslipp av CO₂-ekvivalenter fra nærskipstrafikken med 40 prosent. For å nå denne målsetningen er overgangen til lav- eller nullutslippsteknologier avgjørende. Hurtigbåten M/S Sylvarnes går daglig mellom Måløy og Florø. Denne skal byttes ut med en hydrogendrevet hurtigbåt som en del av prosjektet GKP7H2. Med dette arbeidet ønsker vi å besvare følgende problemstilling:

Hvordan vil overgangen fra diesel til hydrogen som drivstoff på fergesambandet mellom Måløy og Florø endre samlet energiforbruk og utslipp av CO₂-ekvivalenter?

For å besvare denne problemstillingen har vi gjort beregninger av energiforbruk og utslipp av CO₂-ekvivalenter for de ulike energikjedene. Beregningene er gjort i et livsløpsperspektiv, for fem aktuelle energikjeder. Energifkjedene inkluderer produksjon og forbrenning av drivstoff. De ulike energikjedene er representert i figur 1.



Figur 1 Utslipp av CO₂-ekvivalenter for ulike energikjeder

Ved sammenligning av energiforbruket ser vi relativt små variasjoner. Energifjede 2 har høyest virkningsgrad med 40 prosent, mens energikjede 1 har den laveste med 27 prosent. Ved å sammenligne årlig utslipp av tonn CO₂-ekvivalenter ser man derimot store forskjeller.

Forbruk av hydrogen gir ikke utslipp av CO₂-ekvivalenter, mens forbrenning av diesel står for hele 80 – 90 prosent av de totale utslippene for energikjede 1 og 2. Energikjede 4.1 og 4.2 belyser viktigheten for valg av energikilde ved elektrolyse av hydrogen. Elektrolyse av vann med norsk kraftmiks vil nesten eliminere utslippet av CO₂-ekvivalenter. Om elektrisiteten derimot hentes fra europeisk kraftmiks vil dette føre til økte utslipp, sammenlignet med dagens dieselbåt. Valg av energikilde for produksjon av elektrisitet er altså essensielt om elektrolyse av hydrogen skal føre til reduserte utslipp. Som følge av dagens økende krafthandel med Europa er dette en kritisk faktor man må ta høyde for ved innføring av elektrolyseanlegg i Norge.

Abstract

Prior to 2030, Norway plans to reduce the emission of CO₂-equivalents from inland shipping with 40 percent. To reach these ambitious goals, the introduction of low- and zero emission technologies will be crucial. M/S Sylvarnes is a Norwegian high-speed ferry, traveling between Måløy and Florø in Sogn og Fjordane. As a part of the project called GKP7H2, the existing boat will be replaced with a new, hydrogen driven, high- speed passenger ferry. With this thesis we aim to answer the following issue:

How will the transfer from diesel- to hydrogen propulsion at the high speed ferry between Måløy to Florø, change the total energy consumption and emission of CO₂-equivalents?

To answer this issue we calculated the energy consumption and emission of CO₂-equivalents for five different energy chains. The calculation was made as a life cycle assessment. Each energy chain contains production and finale use. The energy chains are represented in figure 2.

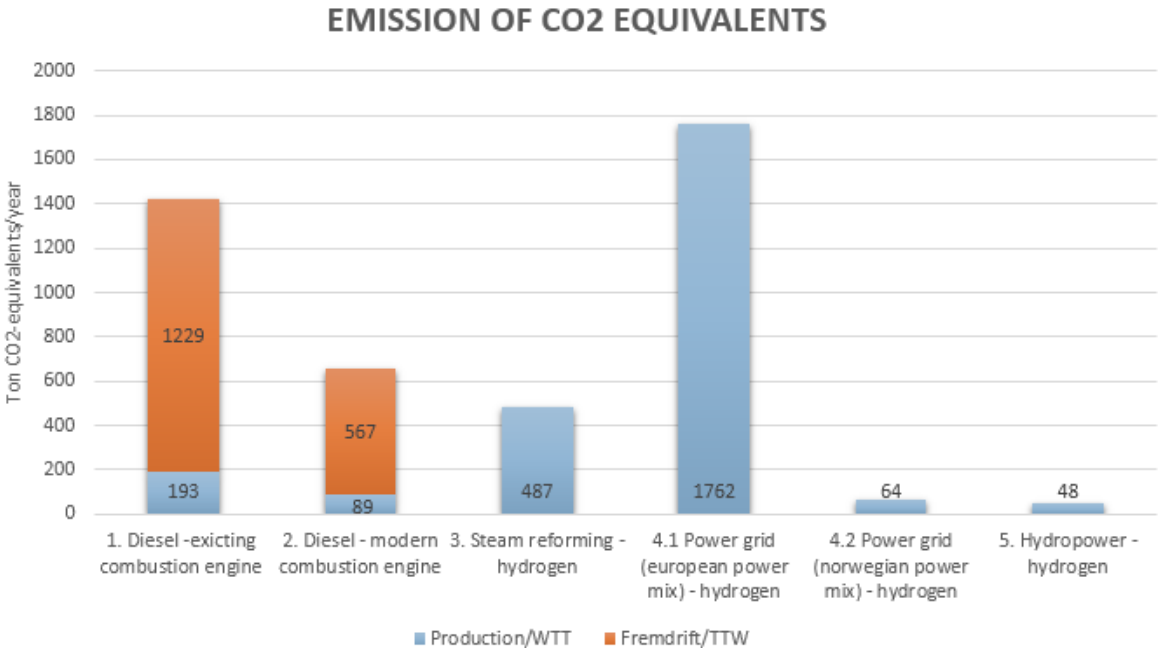


Figure 2 Emission of CO₂-equivalents from different energy chains

When comparing the energy consumption, we detect little variation. Energy chain 2 has the highest efficiency with 40 percent, while energy chain 1 has the lowest efficiency with 27 percent. By comparing the annual emission of ton CO₂-equivalents for each energy chain, huge differences occur. Consumption of hydrogen does not lead to emission of CO₂-equivalents. On the other hand, combustion of diesel is responsible for 80 – 90 percent of the emission for energy chain 1 and 2. Energy chain 4.1 and 4.2 clearly shows the importance of selecting energy source for electricity to electrolysis for hydrogen production. By using electricity from Norwegian power mix, one can almost eliminate emission of CO₂-equivalents. Electricity from European power mix will lead to increased emissions, compared to today's operation. Critical selection of energy source for production of electricity is essential if hydrogen produced by electrolysis shall lead to reduced emissions of CO₂-equivalents. This aspect becomes even more important when Norway's increased connection with the European power grid is included.

Forkortelser

- LCA – Life Cycle Assessment – Livsløpsanalyse
- CO₂-ekvivalenter – Samlede klimagasser omregnet til CO₂.
- GWP – Global Warming Potential – Global oppvarmingsverdi
- PEM – Polymer Electrolyte Membrane
- FC – Fuel Cell – Brenselcelle
- 1 ATM – Normalt trykk ved havnivå tilsvarer 1 bar
- Nm³ – Kubikkmeter ved normale forhold. 1 ATM trykk og 20°C
- kW – Kilowatt (1000 watt)
- GW – Gigawatt (1000 000 000 watt)
- kWh – Kilowatttime (kilowatt * time)
- Energikjede – En sammensetning av ulike ledd som trengs for å føre energi fra energikilden til forbruk.
- Energikilde – Utgangspunktet for alle energikjeder. Eksempler kan være vann i damanlegg, sol, vind, bølger, uran, olje, kull, gass. Deles gjerne opp i fornybare (sol, vann, vind) og ikke-fornybare (fossile)
- Sluttenergi – Energiinnholdet som fylles på tanken i løpet av et år, diesel eller hydrogen
- Virkningsgrad – Forholdet mellom brukt energi og tilført energi for hvert enkelt ledd i energikjeden. Symbolet for virkningsgrad er η
- Input-energi – Tilført energi til et ledd/delprosess i en energikjede.
- Kraftmiks – Elektrisitet på strømmettet som stammer fra ulike energikilder

Innholdsfortegnelse

Forord	II
Sammendrag	III
Abstract.....	V
Forkortelser.....	VII
1 Introduksjon.....	1
1.1 Klimaproblematikk, transport og målsetninger for transportsektoren.....	1
1.2 Hurtigbåter i Norge, utslipp og målsetninger	2
1.3 Pilotprosjektet - fra diesel til hydrogen på fergesambandet	2
1.4 Hydrogen	3
1.5 Livsløpsanalyser	3
2 Teori	5
2.1 Utslipp fra norsk kraftproduksjon.....	5
2.2 Hydrogen som drivstoff	8
2.3 Lignende prosjekter	12
2.4 Politiske virkemidler.....	13
3 Beskrivelse av prosjektet.....	16
3.1 Eksisterende drift	16
3.2 Pilotprosjektet	16
4 Metode.....	19
4.1 Livsløpsanalyser	19
4.2 Avgrensninger i oppgaven	19
4.3 Valg av energikjede	20
4.4 Datainnsamling	21
4.5 Metode for beregning.....	22
4.6 Beskrivelse av energikjedene.....	24

5 Resultater	31
5.1 Virkningsgrader for hver energikjede	31
5.2 Energibruk	33
5.3 Utslipp av CO ₂ -ekvivalenter	35
6 Diskusjon	38
6.1 Kraftoverskudd på Vestlandet?	38
6.2 Økonomi	39
6.3 Sikkerhet	41
6.4 Hydrogen VS Elektrisk fremdrift	41
7 Referanser	46
8 Vedlegg	51
8.1 Konverteringstabell og generelle forhold nyttet i beregninger	51
8.2 Beregninger av energiforbruk og virkningsgrad	54
8.3 Beregninger for utslipp av CO ₂ -ekvivalenter for de ulike energikjedene	61
8.4 Diverse beregninger	66

1 Introduksjon

1.1 Klimaproblematikk, transport og målsetninger for transportsektoren

I Paris høsten 2015 ble verdens land enige om en historisk klimaavtale. Globale målsetninger ble fastsatt, og hver nasjon utarbeidet en plan for hvordan og hvor mye de skal kutte i klimagassutslipp. Hvor mye hver nasjon skal kutte er satt ut fra ulike forutsetninger og økonomisk evne. Sett i globalt perspektiv skal ikke temperaturen overstige 1.5°C, maksimalt 2°C, sammenlignet med førindustriell temperatur. Videre skal global klimanøytralitet oppnås innen utgangen av dette århundret (FN-sambandet, 2017).

Norge har som mål å redusere sitt samlede utslipp med 40 prosent innen 2030, sammenlignet med utslippene i 1990 (Meld. St. 25, 2016 s. 90). I dag står transportsektoren i Norge for 16,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter av Norges totale utslipp på 53 millioner CO₂-ekvivalenter. Det betyr at transportsektoren alene bidrar med 30 prosent av Norges totale utslipp. CO₂-ekvivalenter er utslipp av alle klimagasser (CO₂, CH₄, lystgass, med flere) omregnet til CO₂.

Norge er et langstrakt land med mye terreng; høye fjell, dype daler og lange fjorder. Dette gjør transport spesielt krevende. Bilferger og hurtigbåter er en nødvendighet. Innenriks sjøfart er ansvarlig for utslipp av 2,8 millioner tonn CO₂ ekvivalenter, med mer enn 400 fergestrekninger (Erdal & Lie, 2016). Ambisiøse mål er nødvendig for å redusere utslippene. Slike mål er beskrevet i grunnlagsdokumentet for Nasjonal Transportplan 2018 – 2029:

- "Nye ferger og hurtigbåter skal bruke biodrivstoff, lav- eller nullutslippsteknologi"
- "Innen 2030 skal 40 prosent av alle skip i nærskipfart bruke biodrivstoff eller være lavutslipps- eller nullutslippsfartøy"
- "Offentlige etater skal i størst mulig grad benytte biodrivstoff, lav- og nullutslippsteknologi i egne og innleide kjøretøy og fartøy"
- "I 2050 skal transporten være tilnærmet utslippsfri/klimanøytral"

I forslag til statsbudsjettet 2017 ble noen av målene i Nasjonal Transportplan tatt til følge. Statens Vegvesen ble i neste omgang anmodet om å igangsette et utviklingsprosjekt med hensikt å vurdere en hydrogendrevet hurtigbåt med driftsstart i 2021.

1.2 Hurtigbåter i Norge, utslipp og målsetninger

Hurtigbåter er definert som en type passasjerbåt med over 20 knop marsjfart og en passasjerkapasitet på minst 12 personer. De krever mer energi og forurenses relativt mye sammenlignet med saktegående fartøy. "*Batteri/Brenselcelle hurtigbåt*" oppgir at en hurtigbåt har et energiforbruk som er 3,5 ganger høyere enn en vanlig saktegående bilferge (Ianssen & Ianssen, 2016). Det er verdt å merke seg at disse tallene er fra 1994, men differansen er tydelig. Videre oppgir prosjektleder Trond Strømgren at 40 prosent av all CO₂-utslipp i Sogn og Fjordane kommer fra båttrafikk. Hurtigbåter alene forbruker 17 millioner liter drivstoff.

Sogn og Fjordane og Flora kommune sitter i en verdensledende posisjon. Overskudd på kraft fra fornybare energikilder, høy maritim kompetanse, lokale båtprodusenter og mye kysttrafikk er innenfor relativt korte avstander. Dette gjør Sogn og Fjordane til en ideell region for storskala testing av hydrogen som drivstoff i maritim sektor. De lokale forutsetningene, samt mulighetene for verdiskapning og reduksjon av klimagasser, har ført til at Sogn og Fjordane fylkeskommune ønsker å satse på hydrogen. Derfor har fylkeskommunen som den første i landet ansatt en egen hydrogenkoordinator. De bidrar blant annet med støtte til et prosjekt med målsetting om å innføre en hydrogendreven hurtigbåt i Florabassenget. Dette prosjektet vil være hovedfokus i denne oppgaven.

1.3 Pilotprosjektet - fra diesel til hydrogen på fergesambandet

Hurtigbåten M/S Sylvarnes går daglig mellom Måløy og Florø, og har blitt valgt ut som en del av et pilotprosjekt. Målsettingen er å levere en ny hurtigbåt med nullutslippsteknologi hvor hydrogen nyttes som drivstoff. De lokale ressursene, muligheten til å lagre overskuddsenergi fra fornybare energikilder og i tillegg bruke det som drivstoff, er fordeler ved å nytte hydrogen. Prosjektet hadde oppstart høsten 2016 med mål om driftsstart innen 2021. Som en del av Grønt Kystfartsprogram har det fått betegnelsen GKP7H2. Av

prosjektleder får vi oppgitt at pilotprosjektet er det første som inkluderer alle ledd i verdikjeden fra produksjon til forbruk. En rekke organisasjoner og bedrifter samarbeider nå for at prosjektet skal realiseres. Om de lykkes vil dette bli den første hurtigbåten i verden med hydrogendrift. Prosjektet vil bli ytterligere diskutert i kapittel 3.

1.4 Hydrogen

Hydrogen er en energibærer som ikke gir utslipp av klimagasser ved forbruk, og kan være en god bidragsyter til fremtidens lavutslippssamfunn (Meld. St. 25, 2016). I likhet med strøm er hovedoppgaven å transportere energi fra kilde til forbruker, og et godt alternativ til nye store investeringer mot et bærekraftig samfunn.

Hydrogen er det vanligste grunnstoffet i atmosfæren med et svært høyt energiinnhold. Likevel forekommer hydrogen sjelden i naturlig form. Energi må derfor tilføres for å frigjøre hydrogenet fra vann eller hydrokarboner. Bruk av energi fra fornybare energikilder til denne prosessen vil gi et drivstoff tilnærmet uten utslipp, verken i produksjons- og forbrukerfasen. Ved overskudd av fornybar kraftproduksjon fra for eksempel sol- eller vindkraft, kan energien brukes til å produsere hydrogen og å "lagre" elektrisitet. I naturlig form er hydrogen en gass og tar veldig stor plass. Gassen må derfor lagres, enten ved trykksetting eller nedkjøling (Simonsen, 2010). Disse prosessene vil bli videre diskutert i kapittel 2.2 - Hydrogen som drivstoff.

En infrastruktur basert på hydrogen er svært kostbart, noe som utgjør en stor barriere for overgangen til et hydrogenbasert transportsystem. I tillegg finnes det flere utfordringer knyttet til sikkerhet og videre utvikling av regelverk, spesielt for maritimt bruk. Dette blir ytterligere diskutert i kapittel 6.4. Hydrogenteknologien er heller ikke testet ut i storskala, og flere pilotprosjekter er nødvendig for å avgjøre om hydrogen er konkurransedyktig som drivstoff. I denne oppgaven vil vi ved hjelp av livsløpsanalyser presentere samlet energiforbruk og utslipp av klimagasser for ulike drivstoff.

1.5 Livsløpsanalyser

Med livsløpsanalyse menes en systematisk analyse av de miljømessige konsekvensene knyttet til et produkt, produktkjede eller en prosess. Den inneholder beregninger av

miljøkonsekvenser fra uthenting av råstoff, prosessering og behandling, konstruksjon, bruk og etterbruk, samt all transport inkludert i prosessen (Nestaas, 2014). Slike analyser kalles også "cradle to grave" eller "vugge til grav".

Fullstendige livsløpsanalyser er veldig ressurs- og tidskrevende. Vår analyse vil begrenses til å besvare miljøkonsekvensene for produksjon og forbruk av drivstoff på fergesambandet mellom Måløy og Florø. Respektivt diesel og hydrogen. Dette har ledet frem til følgende problemstilling:

Hvordan vil overgangen fra diesel til hydrogen som drivstoff på fergesambandet mellom Måløy og Florø endre samlet energiforbruk og utslipp av CO₂-ekvivalenter?

2 Teori

2.1 Utslipp fra norsk kraftproduksjon

All produksjon av elektrisk kraft fører til utslipp av klimagasser. Om ikke direkte så vil produksjonen av kraftverket gi utslipp. Elektrisitet produsert av fossile energikilder som kull og gass vil gi direkte og indirekte utslipp. Fornybare energikilder som sol, vind og vann med hydrogen eller elektrisitet som energibærer, gir kun indirekte utslipp. Disse utslippene blir regnet inn i utslippsverdier per kWh eller MJ. Utslipp av CO₂-ekvivalenter avhenger av energikilden. Som følge av kjøp og salg av kraft med utlandet består den norske kraftmiksen av en andel importert energi.

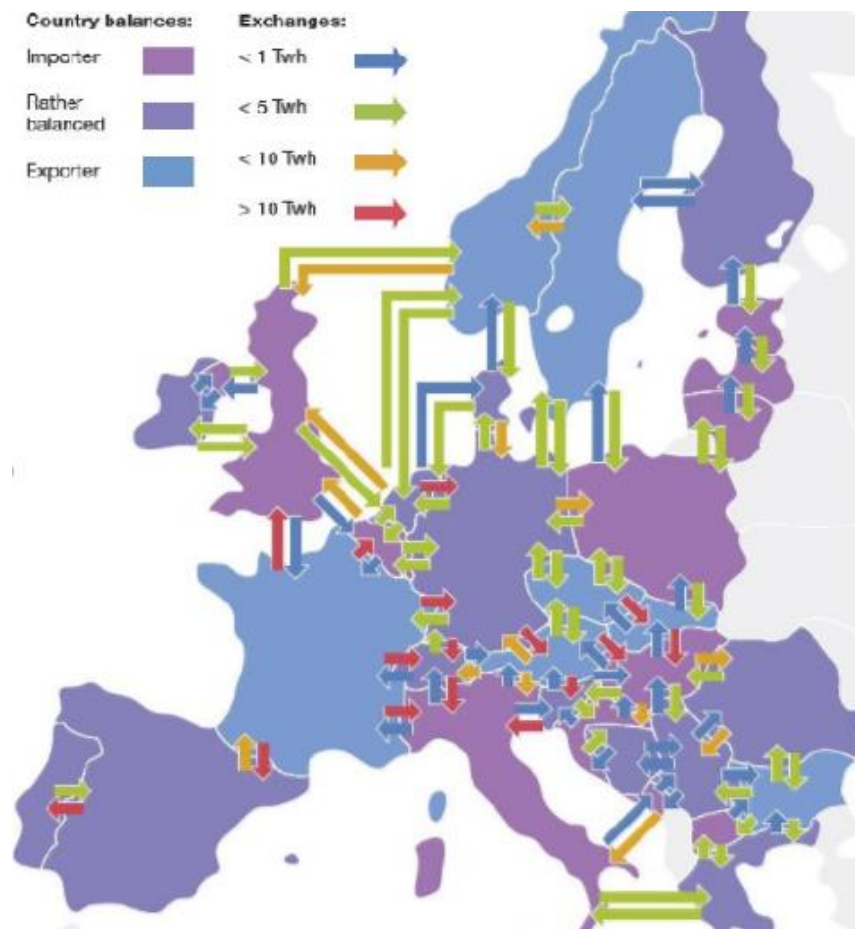
Tabell 1 Norsk kraftmiks (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017)

Energikilde	Gram CO ₂ /kWh
Kullkraft	1119
Gasskraft	514
Kjernerkeft	14
Vindkraft	13
Vannkraft	7

Den norske elektrisiteten blir altså produsert ifra en rekke kilder. Ut i fra beregninger gjort av NVE tilsvarer den gjennomsnittlige norske elektrisitetsmiksen for 2015 et samlet utslipp på 17 gram CO₂-ekvivalenter/kWh (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017b). Som oftest skjer produksjonen et helt annet sted enn der den skal forbrukes. Siden elektrisk kraft produseres samtidig som den konsumeres må den transporteres, ofte lange avstander. Det norske strømmettet består av nasjonal-, regional- og distribusjonsnett. Dette tilsvarer 330 000 kilometer med kraftledning, nok til 8 runder rundt jorda ved ekvator (Fornybar.no, 2016b).

I tillegg er Norge en del av det nordiske kraftmarkedet. Fra Norden til Europa finnes det i dag en overføringskapasitet på ca. 5 000 MW. Innen 2030 er det forventet at denne vil øke til 14 000 MW (Amundsen, Gudmund, & Øyslebø, 2017). Planlagt sjøkabel mellom Hordaland og Skottland vil være en av flere viktige overføringslinjer (Northconnect, 2017). Transport av elektrisk kraft fører til ulike tap. Fra den potensielle kraften i vannet, via kraftverket, strømmettet og frem til sluttforbruker regner man en virkningsgrad på ca. 82,6 prosent (Høyer, 2009).

Figur 3 illustrerer det europeiske strømmettet. Norge importerer og eksporterer kraft med sine naboland. Dette fører til økt kraftsikkerhet for begge parter, og som en direkte følge består den norske kraftmiksen av en varierende andel europeisk kraft. Til sammenligning inneholder europeisk kraftmiks nesten 20 ganger mer klimagasser enn den norske. I årene som kommer er det ventet at Norge og Norden vil få en økt tilknytning til det europeiske kraftmarkedet. Dette betyr at en høyere andel fossil kraft vil finne veien til norske stikkontakter. Tematikken vil bli ytterligere diskutert under kapittel 6.1.



Figur 3 Illustrasjon over kraftflyt i det europeiske strømmettet (Fornybar.no,2016b)

Andelen klimagasser i strømmettet avhenger av energikilden. I tillegg har de ulike gassene forskjellig påvirkning på den globale oppvarmingen. For å gjøre sammenligning av ulike gasser i klimaregnskap benytter man seg av CO₂-ekvivalenter. De ulike gassene vektet ut i fra hvilken effekt de har sammenlignet med CO₂. Gassens påvirkning omtales som GWP (Global Warming Potential). På norsk omtales dette som "Global oppvarmingsverdi". I denne oppgaven velger vi å holde fast på den internasjonale betegnelsen "GWP". De vanligste drivhusgassene vektet på følgende måte (Wikipedia, 2015):

Tabell 2 Global warming potential (Wikipedia, 2015)

Gassens navn	Kjemisk formel	GWP
Karbondioksid	CO ₂	1
Metan	CH ₄	24
Lystgass	N ₂ O	310

Elektrisk kraft må produseres og forbrukes samtidig. Forbrukerne forventer og krever at det til enhver tid er tilstrekkelig kraft til å dekke deres behov. Dette fører til at det gjerne er overproduksjon av elektrisk kraft, spesielt i områder med stor andel fossil kraftproduksjon. Et kullkraftverk bruker gjerne flere dager på å nå full last og kan ikke tilpasses hyppige endringer i kraftbehovet. Til sammenligning kan vannkraft med damanlegg justeres fra minimum, til maksimum last på sekunder. Dette gir høy grad av fleksibilitet i det norske kraftsystemet. Fornybare energikilder som sol, vind og uregulerte vannkraftverk (småkraft) kan ikke reguleres. Når vinden blåser, produseres det elektrisk kraft fra vindturbinene. Ved kraftoverskudd vil lagring av energien med hydrogen som energibærer være energiøkonomisk gunstig. Hydrogenet kan nyttes på dager ved kraftunderskudd, eller som drivstoff i kjøretøy. For eventuelle off-grid (ikke tilkoblet strømmettet) vil produksjon av hydrogen være en god løsning for å lagre overskuddskraft (Simonsen, 2010).

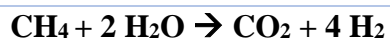
2.2 Hydrogen som drivstoff

Som drivstoff i brenselceller er hydrogen en moderne fremtidsrettet teknologi. Gassen hydrogen er derimot langt ifra noen moderne oppfinnelse. Til tross for å være det vanligste grunnstoffet i universet ble gassen først oppdaget og til dels beskrevet i 1769 (Wikipedia, 2017b). I 1920 ble en forbrenningsmotor vellykket tilpasset forbrenning av hydrogen. Hydrogen ble allerede da sett på som fremtidens drivstoff (Jonas, 2009).

Innføringen av hydrogen som drivstoff har møtt en del hinder. Luftskipet Hindenburg eksploderte i 1937 og det samme gjorde romfergen Challenger i 1987 (Wikipedia, 2017c). Dette har av naturlige årsaker ført til stor skepsis rundt bruk av hydrogen. De senere år har likevel hydrogenteknologien utviklet seg. Utviklingen av den moderne brenselcellen med høy virkningsgrad, samt økt sikkerhetsfokus, har ført til at hydrogen igjen er i vinden.

Hydrogen oppstår ikke naturlig og må produseres. Produksjonen kan foregå på to forskjellige måter. Den rimeligste og vanligste er dampreforming av naturgass, mens en annen måte er ved elektrolyse av vann (H₂O).

Dampreforming skjer ved at man blander naturgass og vanndamp (H₂O) ved høye temperaturer. I prosessen skilles hydrogen (H) fra vannet (H₂O) og resultatet blir ren hydrogengass og ren karbondioksidgass (CO₂). Naturgass består primært av metan (CH₄). Dampreforming vil operere med driftstemperaturer mellom 700°C - 850°C. For å oppfylle kravet til miljøvennlig energibruk lagres karbondioksidet, noe som krever energi og reduserer virkningsgraden. I tillegg går det med energi til å fordampe vannet. Samlet virkningsgrad for dampreformeringsprosessen ligger på 80 – 90 prosent (Fornybar.no, 2016c). Med virkningsgrad menes hvor mye energi som ikke går tapt i prosessen og overføres til neste ledd. En høy virkningsgrad forteller at en liten andel av energien går tapt i prosessen. Den kjemiske reaksjonen kan forenklet skrives:

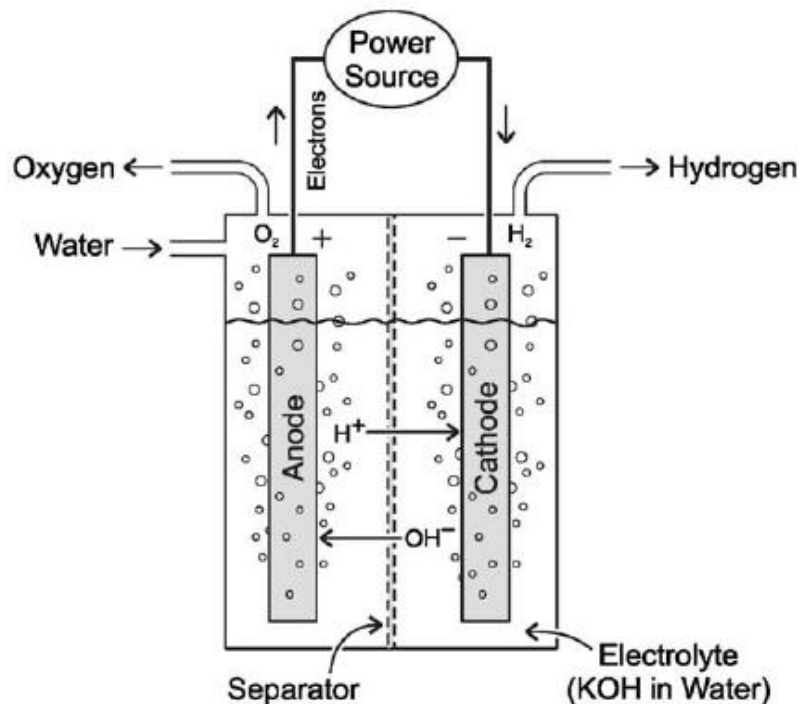


Dampreforming skjer som regel sentralt i store produksjonsanlegg. Dette fører til at hydrogenet må distribueres til forbruker.

En annen måte å produsere hydrogen er ved elektrolyse av vann. Ved elektrolyse av vann (H_2O), splittes vannmolekylene til to hydrogenmolekyler og et oksygenmolekyl. En forenklet reaksjonslikning skrives slik:



En elektrolyse består av to elektroder nedsenket i en elektrolytt. De to elektrodene er metallplater med forskjellig elektronisk ladning. Ved den negative elektroden, katoden, produseres hydrogengass. Ved den positive elektroden, anoden, produseres oksygen-gass. Elektrolytten består av ioner oppløst i vann og er dermed egnet til å føre en elektrisk strøm. Et atom med enten færre eller flere elektroner enn protoner kalles et ion. Om ionet har færre elektroner enn protoner er det positivt ladet og kalles et kation. Ioner med flere elektroner enn protoner er negativt ladet og kalles et anion. I elektrolytten vil elektrodene tiltrekke seg ioner med motsatt ladning (Wikipedia, 2017b). Elektrolytten som består av kaliumhydroksid (KOH) løses opp og man får OH^- og K^+ . De negativt ladde ionene flyter mot anoden, mens de positive ionene flyter mot katoden. Elektrolysen ville ikke funnet sted uten tilført energi i form av elektrisk strøm. Prosessen har en virkningsgrad på ca. 73 prosent (Simonsen, 2010) og således vil det være mer effektivt å nytte strømmen direkte der hvor dette er mulig. Virkningsgrad er her definert som den mengden elektrisitet overført til hydrogen i form av energiinnhold.



Figur 4 Illustrerer elektrolyse av vann. Kilde: Koroneos, Dompros, Roumbas, & Moussiopoulos, 2004

Som følge av det lave energiinnholdet per volum må hydrogen lagres under spesielle forhold. Det finnes i dag tre anerkjente metoder for effektiv lagring av hydrogen. Trykksatt hydrogen, flytende hydrogen eller kjemisk bundet i hydrogenabsorberende materialer. Kjemisk bundet hydrogen har relativt høy energitetthet, men er kostbar og veier mye. Denne teknologien er derfor ikke egnet til hurtigbåter og vil ikke bli ytterligere omtalt i denne oppgaven. I de kommende avsnittene vil vi ta for oss trykksatt og flytende hydrogen.

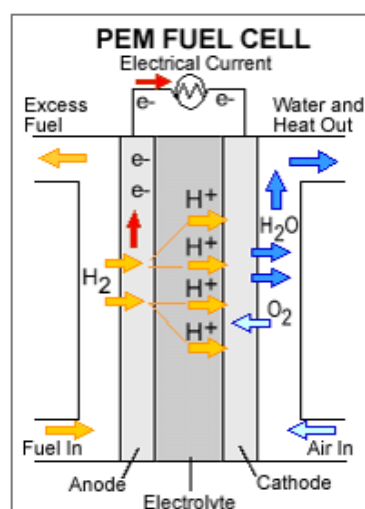
Hydrogenet blir trykksatt ved at det pumpes inn i spesiallagde tanker ved hjelp av en kompressor som øker trykket. Metoden er i grove trekk den samme som ved lagring av propangass til hagegrillen eller komfyren på hytten. Ved stasjonær lagring er ikke plassbehovet like viktig som i mobile enheter. I tillegg tilføres energi for å trykksette hydrogen. Jo høyere trykk, dess mer energi. For lagring i stasjonære enheter nytter man et trykk på ca. 200 bar. For lagring av hydrogen i mobile enheter (båt, lastebil, tog) benytter man et langt høyere trykk. Dagens tanker består av stål, aluminium eller kompositt og kan lagre hydrogengass opptil 700 bar (NEL Hydrogen, 2017). Trykksatt hydrogen tar opp relativt mye plass sammenlignet med diesel. Fordelen med trykksetting av hydrogen er at

teknologien er kommersielt tilgjengelig og konsumerer langt mindre energi enn prosessen som gjør hydrogen flytende.

Hydrogen blir flytende ved å kjøles ned til $-252,8^{\circ}\text{C}$. Deretter lagres hydrogenet i svært godt isolerte tanker. Dette er energikrevende, men tar mindre plass enn trykksatt hydrogen. Å kondensere 1 Nm^3 hydrogen krever ca. 1 kWh (Simonsen, 2010). Dette tilsvarer $1/3$ av energien i hydrogen. Uavhengig om energien hentes fra andre energikilder reduseres virkningsgraden på den samlede prosessen med ca. 30 prosent ved valg av flytende hydrogen (Jordanger, Moeller-Holst, Maurstad, og Brevik (2002)). Etter mellomlagring av hydrogen, enten flytende eller trykksatt vil hydrogenet forbrennes i brenselcellen.

I en brenselcelle frigjøres den kjemisk lagrede energien i hydrogen når det reagerer med oksygen. Dette lager elektrisk energi med vann og varmetap som eneste avfallsstoff. Forbrenning av hydrogen i brenselceller er uten klimagassutslipp. Dette forutsetter at hydrogenet er produsert og transportert uten utslipp (Fornybar.no, 2016a). En brenselcelle er en elektrokjemisk prosess som fungerer motsatt av elektrolyse. I elektrolysen tilføres elektrisk energi for å splitte vann til hydrogen og oksygen. I en brenselcelle reagerer hydrogen med oksygen og danner vann. Denne prosessen frigjør energi i form av elektrisitet, samt noe varme.

På lik linje som en elektrolyse består en brenselcelle av to elektroder. En katode, positivt ladet og en anode, negativt ladet. Katoden leder hydrogengass, mens anoden leder oksyngengassen. Disse er adskilt med en membran som kun tillater positivt ladde ioner å passere gjennom, derav navnet PEM-celler (Simonsen, 2010). PEM står for proton exchange membrane. Elektrodene er forbundet av en elektrisk krets som leder elektroner.

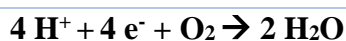


Figur 5 illustrerer hvordan en brenselcelle fungerer (Fuel Cell Markets, 2017).

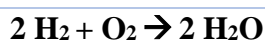
Ved anoden deles hydrogenmolekylet (H_2) opp til hydrogenion (2H^+) og elektron (2e^-). H^+ ionene transporteres gjennom membranen. Elektronene kan ikke gå gjennom membranen og ledes derfor gjennom den elektriske kretsen. De frie elektronene kan for eksempel brukes til å drifte en elektrisk motor. Følgende reaksjonsligning beskriver prosessen på anodesiden:



På katodesiden møtes elektronene (e^-), hydrogenionene (H^+) og oksygenmolekylene (O_2). Disse reagerer og danner vann (H_2O). Prosessen kan beskrives av følgende reaksjonsligning:



Dette gir følgende overordnede celle-reaksjon:



Hydrogen kan produseres ved dampreforming av naturgass eller ved elektrolyse av vann. Dampreforming av naturgass gir langt høyere utslipp av CO_2 , mens elektrolyse av vann er noe mer energikrevende. Hydrogengassen har per volum lavt energiinnhold og effektiv lagring er utfordrende. Med riktige betingelser vil hydrogen være en viktig energibærer i overgangen til nullutslippssamfunnet.

I overgangen til nye energikilder og energibærere er det potensielt mange ulike løsninger. Det er derfor viktig å ta lærdom fra andre prosjekter for å best mulig tilpasse systemet til de lokale forholdene.

2.3 Lignende prosjekter

I dag finnes det ingen fartøy som driftes med hydrogen og brenselcelle, verken i fergesektoren eller på andre fartøy (Ianssen & Ianssen, 2016). Derimot har det blitt gjennomført flere nasjonale og globale prosjekter, hvor bruk av lav- eller

nullutslippsteknologi i maritim sektor har vært målsetningen. Vi vil nå presentere lignende prosjekter med gode resultater.

Batterifergen *Ampere* er helelektrisk og et godt eksempel på et vellykket prosjekt. Klimautslippene ble redusert med bortimot 100 prosent, mens drivstoffutgiftene ble redusert med 80 prosent. Den ble sjøsatt i 2015 og går mellom Lavik og Oppedal, en avstand på 5,5 kilometer.

MK Karoline er verdens første hybrid-elektriske kystfiskebåt. I dag driftes den primært med batteripakke, men hvis ekstra strøm er nødvendig kan en dieselgenerator generere mer strøm. I 2017 vil brenselcelle og hydrogentank bli installert for å erstatte dieselgeneratoren (Ianssen & Ianssen, 2016).

SF-BREEZE; San Francisco Bay Renewable Energy Electric vessel with Zero Emissions, er et lignende prosjekt (Pratt, 2017). Der har de funnet ut at en nullutslipps, hurtiggående passasjerferge med hydrogen som drivstoff, er teknisk gjennomførbar. Konseptet er basert på en hurtigbåt med plass til 150 passasjerer som holder en toppfart på 35 knop rundt 60 prosent av tiden. Hurtigbåten vil kjøre en fast rute på ca. 80 kilometer, tre ganger daglig, med fylling av drivstoff på ettermiddagen.

Det er en tydelig interesseøkning for maritim bruk av brenselceller (Fuel Cells Bulletin, 2017). I Tyskland blir det utviklet og testet ulike brenselcelleteknologier for skipsfart. I Italia jobbes det med design og utvikling av en tank for lagring av hydrogen i skip. Japan viser også interesse for hydrogen ved å bruke eksperimentelle båter med PEM-brenselcelleteknologi for uttesting til maritimt bruk. Innføring av hydrogen er teknisk mulig, men er avhengig av politisk velvilje.

2.4 Politiske virkemidler

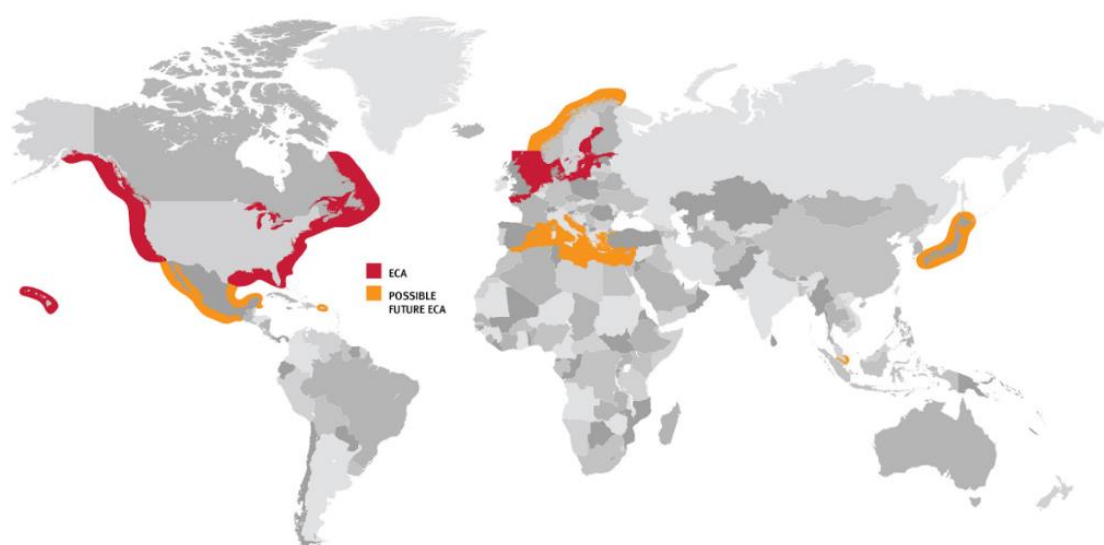
I den internasjonale energiorganisasjonens (IEA) rapport fra 2015 kommer administrerende direktør Dr. Faith Birol med følgende utsagn:

*“But while variability of renewables is a challenge that energy systems can learn to adapt to, variability of policies poses a far greater risk.”*¹

¹ (International Energy Agency, 2015)

Birol poengterer at kraftsystemet vil kunne takle overgangen til uregulerbare energikilder, mens politisk usikkerhet representerer den største trusselen i overgangen til et fornybart energisystem. Til tross for at den norske regjeringen åpner for leting etter nye oljefelter i Barentshavet gir de samtidig uttrykk for satsning på fornybar energi. I energimeldingen fra 2016 står følgende "Den regulerbare vannkraften gir oss gode muligheter til også å utnytte andre fornybare energikilder, og likevel opprettholde stabiliteten i kraftsystemet" (Meld. St. 25, 2016 s.7). Tilgangen på vannkraft fører til at Norge er i en særegen posisjon til å kunne innføre en langt større andel fornybar energi i sitt kraftmarked og starte arbeidet mot en fossilfri fremtid. I Nasjonal Transportplan (2018 –2029) oppgis det at Norges transportsektor skal være utslippsfri innen 2050. I samme rapport oppgis det ambisjoner om at utslipp fra nærskipfart skal reduseres med 40 prosent innen 2030 (Meld. St. 33 (2016–2017), 2017). For å oppnå dette stilles det nå krav om at alle nye ferger eller hurtigbåter skal nytte biodiesel eller være null- eller lavutslippsteknologier.

Det er et tydelig initiativ til grønt skifte i norsk og internasjonal transportsektor. International Maritime Organisation har innført "Emission Control Areas" (ECA) (Cullinane & Bergqvist, 2014). Dette er områder hvor tungolje ikke er tillatt. Det vil si at fartøy med høye utslipp av svoveloksider (SO_x) og nitrogenoksider (NO_x), ikke får legge til i røde områder. Gule områder er fremtidige ECA områder. Slike tiltak favoriserer bærekraftige løsninger og akselererer overgangen til en mer miljøvennlig sjøfart.



Figur 6 viser kart over utslippsregulerte områder (Cullinane & Bergqvist, 2014)

Moderne lavutslippsteknologier som hydrogen og elektrisitet har et høyere investeringsbehov enn konvensjonelle teknologier som diesel og bensin. Prosjektleder estimerer at kostnadene ved å bygge en ny hydrogendrevet hurtigbåt vil være 20 millioner høyere enn ved en moderne dieselbåt. Norge ønsker å innføre null- og lavutslippsteknologier i transportsektoren. For å finansiere dette er det blitt etablert en rekke støtteordninger fra Enova, Innovasjon Norge og NOx-fondet. Dette vil bli ytterligere diskutert i kapittel 6.3 - Økonomi.

3 Beskrivelse av prosjektet

3.1 Eksisterende drift

Oppgaven er basert på Måløy - Florø sambandet som er lokalisert vest i Norge, nærmere bestemt Sogn og Fjordane og Florabassenget. M/S Sylvarnes, dagens hurtigbåt, ble bygd i år 2000 og har en kapasitet på 70 passasjerer (Fjord1, 2017). Båten drar fra Måløy om morgenen til Florø, går deretter to runder i Florabassenget i løpet av dagen, og vender tilbake til Måløy om kvelden. Dette tilsvarer 90,1 nautiske mil, eller 167 km hver dag. Måløy - Florø er et av flere samband i Florabassenget. Totalt har Florabassenget ca. 110 000 passasjerer og 6 000 båtanløp hvert år.



Figur 7 viser bilde av eksisterende hurtigbåt, M/S Sylvarnes

3.2 Pilotprosjektet

Pilotprosjektet har som mål å levere en nullutslipps hurtigbåt der bruk av hydrogen står sentralt. Det er en del av Grønt Kystfartprogram (GKP) og eies av Flora Kommune. Prosjektet er organisert igjennom et selskap som heter GKP7H2 og har mottatt støtte fra blant annet Innovasjon Norge. I perioden 1. januar 2017 til 1. juli 2017 (fase 1), er prosjektets fokus innhenting av nok informasjon for et godt grunnlag til neste fase. I fase 1 skal båtdesign bestemmes, valg av fremdriftssystem med brenselcelleteknologi, hvem som skal produsere hydrogenet og hvor båten skal fylle tanken. Etter første fase vil finansiering og konstruksjon stå i fokus (fase 2), før uttesting av hurtigbåten og driftsstart i 2021.

Mange samarbeidspartnere med forskjellige kompetansefelt er viktig for å lykkes med et slikt prosjekt. I Sogn og Fjordane finnes det en stor maritim sektor. Flere aktører er inkludert i prosjektet. Blant dem finner vi Brødrene AA², DNV GL³, Maritim Forening Sogn og Fjordane⁴, Sogn og Fjordane fylkeskommune og Kongsberg Maritime⁵. I møte med prosjektleder uttalte han følgende: "Denne konsentrasjonen av ulike aktører vekker oppmerksomhet i det internasjonale hydrogenmiljøet".

Pilotprosjektet er basert på en teknologi hvor hydrogen står for hoveddriften, mens et batteri vil brukes 1-2 prosent av tiden. Dette for å ta topplasten eller som reservedrift hvis noe skulle skje. Ved å bruke en lav andel batteri vil båten spare mye vekt, som en følge av at hydrogen er lettere enn batteri. Hydrogenet vil trolig lagres ombord i trykksatte tanker, da det er den minst energikrevende teknologien. Trykksatt hydrogen veier mindre enn flytende, men krever mer plass.

Den nye hurtigbåten av typen katamaran vil trolig bli konstruert av Brødrene AA i Hyen, som er verdensledende innen konstruksjon av lettvekts hurtigbåter. Hurtigbåten vil sannsynligvis bli 4 meter lengre enn eksisterende, med 600 kW motorer i hvert skrog. 12 PEM brenselceller på til sammen 1 200 kW (100 kW per celle) vil erstatte den eksisterende dieselmotoren. Ved korte kaiopphold vil brenselcellene holdes i gang og lade batteriene. Ved lengre opphold vil batteriene lades med landstrøm.



Figur 8 Planlagt design for den nye hurtigbåten. Kilde: (Stølen & Brakstad, 2017)

² Produsent av lettvekts hurtigbåter fra Hyen. <http://www.braa.no/>

³ Den Norske Veritas Germanischer Lloyd, bistår med risikohåndtering og å sikre drift av fartøy og enheter. <https://www.dnvgl.no/om/index.html>

⁴ Interesseforening for virksomheter med havbasert aktivitet i Sogn og Fjordane. <http://maritimsfj.no/>

⁵ <https://www.km.kongsberg.com/>

Videre er planen at både produksjon, lagring og fylling av hydrogen skal skje ved Botnaneset i Flora havn. Botnaneset er allerede et industriområde og hensiktsmessig da det ligger i nærhet til Florø kai.

Håndtering av hydrogen fører til potensielt stor risiko. Per dags dato er det få retningslinjer for håndtering av hydrogen i maritime applikasjoner. Prosjektleder har tett samarbeid med ulike aktører som blant annet DNV GL og Sjøfartsdirektoratet. Målet er å utarbeide trygge og effektive retningslinjer.

INC-gruppen som eier og driver Fjord Base planlegger produksjon av hydrogen basert på elektrolyse med NEL Hydrogen sine systemer. Produksjonen vil finne sted på Botnaneset/Flora Fjordbase og basere seg på kraft fra strømmettet. INC-gruppen estimerer å produsere 300 – 500 kg hydrogen/dag.

Under møtet i Florø presenterte prosjektleder en ide hvor produksjon av elektrisk kraft og hydrogen finner sted lokalt. Han skisserte et konsept hvor man kunne produsere hydrogen off-grid og dermed slippe nettleie, samt tap ved overføring av elektrisk kraft. Ideen baserte seg på å utnytte energien i vannforsyningssystemet til Florø. Ved å transformere energien i vannet til elektrisk kraft via en turbin kan man produsere hydrogen uten elektrisitet fra strømmettet. Dette blir videre vurdert i kapittel 4.5 – Metode for beregning av energikjeder.

I neste del vil vi beskrive avgrensninger i oppgaven, valg av energikjede og metode for beregning av energikjedene.

4 Metode

4.1 Livsløpsanalyser

En livsløpsanalyse har som mål å kartlegge og analysere energibruk og miljøbelastning som leder frem mot et produkt eller en tjeneste. Herunder inkluderes utvinning av råstoff, prosessering av råstoffet, produksjon av varen, bruk og etterbruk av produktet. I tillegg kommer transporten av alle delproduktene for hele produktkjeden (Holden, 2003).

I en fullstendig livsløpsanalyse kan man argumentere for at utvinning av råstoff for produksjon av oljeriggen burde inkluderes i utvinning av råolje. Det samme med produksjon av klærne til arbeiderne på oljeraffineriet. Med andre ord kan en livsløpsanalyse bli svært omfattende, og det er helt avgjørende at man avgrenser innholdet for å holde seg innenfor rammene av vårt prosjekt.

4.2 Avgrensninger i oppgaven

Transportsektoren kan deles opp i tre forskjellige livsløpsanalyser. Man har produksjon og vedlikehold av kjøretøyet. Dette kalles kjøretøyets livsløp. Videre har man livsløpet til infrastrukturen. Her inkluderer man produksjon og vedlikehold av infrastruktur som kjøretøyet avhenger av. Eksempel på dette kan være veier, tunneler og fyllestasjoner for drivstoff. Til slutt har man drivstoffets livsløp. Her inkluderes alle ledd fra utvinning av råstoffet via prosessering, transport, samt sluttbruk i kjøretøyet (Holden, 2003).

I stedet for å gjøre en fullstendig livsløpsanalyse av drivstoffet velger vi i denne oppgaven å gjøre en analyse av aktuelle energikjeder. En energikjede er enkelt forklart en forenklet livsløpsanalyse. Ved å analysere energikjedene til henholdsvis diesel og hydrogen, kan man sammenligne hvert drivstoff og kartlegge de samlede miljøkonsekvensene ved produksjon og forbrenning. Dette vil kunne gi indikasjoner for hvilke energikjeder man burde basere fremtidens transportsystem på.

En energikjede følger energien fra uthenting av råstoff (vann), via foredling og transport av energibæreren (strøm) til forbrenning av sluttenergi i motoren (hydrogen). Disse leddene i energikjeden krever tilført energi (input-energi). I tillegg vil flere av leddene føre til at mengden nyttbar energi reduseres som følge av varmetap.

Vi har valgt å dele energikjedene opp i to hovedpunkt; produksjon av drivstoff (ledd 1 – 5) og fremdrift (ledd 6). For hver enkelt energikjede vil det bli informert hvilke delprosesser som inngår i produksjon og hva som inngår i fremdrift.

En energikjede er internasjonalt betegnet som en Well-to-Wheel (brønn-til-hjul) analyse, forkortet WTW (Holden, 2003). I denne oppgaven kunne det blitt kalt en Well-to-Propel analyse, eventuelt Grid-to-Propel, men vi velger å holde fast ved den internasjonale betegnelsen WTW. En WTW analyse er igjen delt opp i Well-to-Tank (WTT) og Tank-To-Wheel (TTW).

4.3 Valg av energikjede

Det viktigste kriteriet for valg av energikjede er at den er kommersielt tilgjengelig og praktisk gjennomførbart for fergesambandet. Målet er å erstatte eksisterende dieseldrift med hydrogen. Vi har likevel valgt å inkludere moderne dieselteknologi, da dette anses å være et realistisk alternativ til investeringer i lavutslippsteknologier. Ny dieselteknologi kan være svært forbedret med tanke på energiforbruk og miljøbelastning, sammenlignet med eksisterende teknologi. Produksjon av hydrogen ved dampreforming er relevant siden dette er den vanligste måten å produsere hydrogen på. Hele 95 prosent av verdens hydrogenbehov dekkes ved dampreforming (Fornybar.no, 2016c). Hydrogen, fremstilt via elektrolyse tilknyttet strømmettet, er det alternativet prosjektleder la mest vekt på. Dette omtales videre som on-grid. Teknologien er tilgjengelig og hydrogen kan produseres uten behov for transport. Hydrogen produsert med utgangspunkt i lokal vannkraft, uavhengig av strømmettet, er en annen løsning prosjektleder så for seg. Produksjon uavhengig av strømmettet omtales videre som off-grid. Denne løsningen tar utgangspunkt i vannforsyningen til Flora kommune. Dette er en del av eksisterende infrastruktur som kan modifiseres og dermed utnyttes til hydrogenproduksjon.

Tabell 3 Beskrivelse av energikjedene

Energikjede	Energikilde	Drivstoff	Drivsystem
1. Diesel - eksisterende forbrenningsmotor	Råolje	Diesel	Eksisterende forbrenningsmotor
2. Diesel - moderne forbrenningsmotor	Råolje	Diesel	Ny, moderne forbrenningsmotor
3. Dampreforming - hydrogen	Naturgass	Hydrogen (dampreforming)	Brenselceller
4. Strømnett - hydrogen	Strømnett	Hydrogen (elektrolyse)	Brenselceller
5. Vannkraft - hydrogen	Vannkraft	Hydrogen (elektrolyse)	Brenselceller

4.4 Datainnsamling

Data som omhandler selve pilotprosjektet er hentet fra sentrale aktører. Et lignende prosjekt er ikke gjennomført tidligere, så tilgang på data og informasjon om selve pilotprosjektet fra blant annet prosjektleder har vært essensielt. Den 16. februar 2017 hadde vi oppstartsmøte med prosjektleder, der mye nyttig informasjon om prosjektet ble presentert. I tillegg har vi benyttet oss av relevante artikler, forskning og rapporter.

I denne oppgaven har vi jobbet mye med kritisk gjennomgang av sekundærkilder. Mye av innholdet er gjort med bakgrunn i andres forskning og undersøkelser. Med kritisk gjennomgang av sekundærkilder har vi tilstrebet å bruke triangulering. Ved triangulering skal vitale data basere seg på minst to ulike kilder for å være så robuste som mulig (Holden, 2003).

I en slik oppgave er det viktig å ta høyde for eventuelle feilkilder. Pilotprosjektet er fortsatt i fase 1 med planlegging av båtdesign, valg av brenselcelleteknologi og produksjonsmetode for hydrogen. Det er med andre ord mye som er uklart og flere detaljer

er ikke tilgjengelig i skrivende stund. Dette medfører at vi har gjort en del antagelser, når annen informasjon ikke har vært tilgjengelig. Hvis så er tilfellet vil dette poengteres for hvert enkelt ledd i energikjeden. Dette vil kunne føre til avvik i utgangspunktet for våre beregninger og endelig konseptvalg. En god del av forutsetningene i denne oppgaven er hentet fra prosjektleder. Dette er primærdata vi ikke har hatt mulighet til å triangulere med andre kilder.

Med ubegrensede ressurser og tid ville vi ha samlet inn tall for hvert enkelt ledd i hver enkelt energikjede. Dette har ikke vært mulig, og vi har valgt å samle data for hovedtrekkene i energikjedene. Vi har altså lagt hovedfokus på produksjon og fremdrift. I tillegg er hydrogen en ny teknologi som ikke er testet ut på samme måte som dieselteknologi, spesielt i maritime applikasjoner. Av den grunn har det vært vanskelig med innhenting av relevant data.

4.5 Metode for beregning

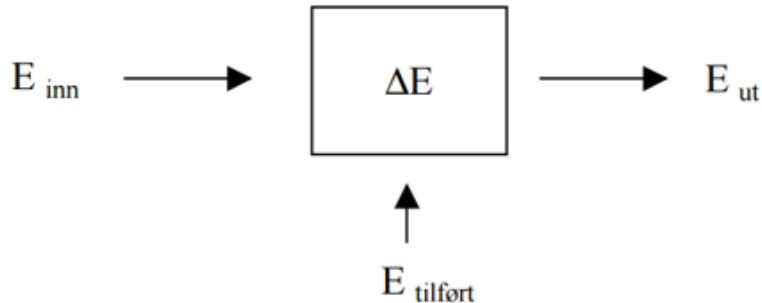
Som utgangspunkt for oppsett av energikjeder har vi benyttet oss av Holden (2003). Vi har i stor grad nyttet samme oppsett og metodikk. For beregningene har Morten Simonsen, bistått med oppsett ved å vise til lignende rapporter. Hans rapport; Hydrogen fra 2010, samt medfølgende beregninger har blitt nyttet i stor grad. Den tyske databasen ProBase er kilde for store deler av dataene vi nytter i beregningene.



Figur 9 Oversikt over de ulike delprosessene i en energikjede (Holden, 2003)

En fullstendig energikjede følger energien ifra kilden til sluttforbruk. Ledd 1 – 5 er produksjon og distribusjon av drivstoff (WTT), mens ledd 6 er forbruk av sluttenergi i kjøretøy (TTW). Sluttenergien er altså den energien som fylles på tanken. Samlet utgjør disse to leddene WTW. Til slutt kan man beregne energikjedens virkningsgrad (WTW). Dette gjøres ved å multiplisere virkningsgraden til drivstoffproduksjonen (WTT) med

motorens virkningsgrad (TTW). Virkningsgraden (η) for hvert enkelt ledd er en måte å beskrive hvor effektivt dette leddet bringer energien videre.



Figur 10 Figuren viser hvordan energistrømmen fordeler seg i en delprosess. (Holden, 2003)

E_{inn} er energi inn i systemet (for eksempel råolje)

$E_{tilført}$ er energi tilført systemet (for eksempel elektrisk kraft)

E_{ut} er nyttbar energi som går videre til neste ledd i energikjeden, eller til sluttbruk (for eksempel diesel)

ΔE er energien som går tapt i delprosessen (som oftest varmetap).

$$\Delta E = ((E_{inn} + E_{tilført}) - E_{ut})$$

Virkningsgraden ved en enkelt delprosess eller hele energikjeden finner man ved å legge sammen "energi inn" og "energi tilført" for så å dele dette på "energi ut". Tallet oppgis i prosent eller verdier fra 0 – 1 (Jordanger et al., 2002). Beregning av virkningsgraden til energikjeden eller et enkelt ledd, er gitt ved følgende formel:

$$\eta = (E_{ut} / (E_{inn} + E_{tilført}))$$

En annen måte å beskrive effektiviteten til en energikjede er ved å nytte tapsmultiplikator. En tapsmultiplikator forteller hvor mye energi som må tilføres et system for å få ut en enhet energi (E_{ut}). Om virkningsgraden (η) er gitt kan man beregne tapsmultiplikatoren på følgende måte:

$$\text{Tapsmultiplikator} = 1 / \eta$$

Nå som tapsmultiplikatoren er kjent kan man beregne energikjedens virkningsgrad ved hjelp av denne:

$$\eta = 1 / \text{Tapsmultiplikator}$$

Eksempel:

Gitt at produksjon av diesel WTT har en virkningsgrad på 88 prosent (0,88). Da blir tapsmultiplikatoren $1/0,88 = 1,136$. Det vil si at man trenger 1,136 energienheter for å produsere 1 energienhet diesel. Motsatt er $1/1,136 = 0,88$.

4.6 Beskrivelse av energikjedene

I kommende avsnitt vil vi beskrive de ulike energikjedene. Hva som er felles og hva som er forskjellig, samt presisering av systemgrenser. Vi vil gå kronologisk til verks og starter med fellestrekkene for energikjedene, deretter de råoljebaserte energikjedene og til slutt de hydrogenbaserte.

Fremdriftsenergi og distanse vil være en felles forutsetning for energikjedene. Vi baserer oss på oppgitt drivstofforbruk ved M/S Sylvarnes skalert opp til 1 200 kW installert effekt for å kunne sammenligne med den planlagte hydrogenbåten. Daglig kjører båten en rute på 91 nautiske mil, noe som tilsvarer 61 514 km i året. Dette krever en fremdriftsenergi på 1,37 GWh. Vi vil ikke inkludere båten design, vekt og hydrodynamikk i våre beregninger. Eventuell nyttegjøring av varmetap ved forbrenning av sluttenergi i dieselmotor og brenselcelle vil ikke bli inkludert i beregning av virkningsgraden. Om man inkluderer varmetapet vil dette føre til høyere virkningsgrad.

Vi vil nå beskrive hva som inngår i de ulike energikjedene, samt hvilke metoder som er nyttet i beregningene. Metode og beskrivelse av de ulike energikjedene vil bli presentert kronologisk fra 1 – 5.

For energikjede 1 og 2 tar vi utgangspunkt i utvinning av råolje fra Nordsjøen. Råoljen transporteres fra plattformene, enten igjennom rørgater eller i tankbåter til landbaserte raffinerier som produserer diesel. Videre blir diesel distribuert og fraktet ut til fyllestasjoner med tankbiler. Fylling av diesel på tank fra fyllestasjonen vil være siste steg (Holden, 2003).

Delprosessene for produksjon av diesel vil være tilsvarende for energikjede 1 og 2 frem til sluttenergien. Derimot vil behovet for sluttenergi variere som følge av at en moderne dieselmotor har en høyere virkningsgrad som gir et lavere drivstofforbruk.

Produksjon av diesel ved norske forhold har et tap ved utvinning og raffinering på 12 prosent, som gir en virkningsgrad på 88 prosent (Jordanger et al., 2002). Videre gir dette en tapsmultiplikator på 1,136 ($1/0.88$). Vi har også fått oppgitt en tapsmultiplikator for tysk diesel på 1,18. Dette inkluderer transport av energikilde til raffineri og distribusjon av diesel fra raffineri til fyllestasjon. Tapsmultiplikatoren er hentet fra databasen ProBase og basert på tall fra Tyskland 2010, men gir en god indikasjon på at 1,136 er realistisk.

Årlige utslipp av CO₂-ekvivalenter ved produksjon av diesel finner vi ved å bruke årlig dieselforbruk for energikjede 1 og 2. I Simonsens rapport "Bensin og Diesel" fra 2009 oppgis det et utslipp på 11 600 kg/CO₂-ekvivalenter ved produksjon av 1 TJ diesel (Simonsen, 2009). Tallet tar utgangspunkt i alle delprosessene fra utvinning til dieselen er på et tankanlegg/bensinstasjon. Det er viktig å merke seg at utslippet baseres på produksjon av diesel i Tyskland. Ved forbrenning av diesel benytter vi tall fra Ecoscore. Forbrenning av 1 liter diesel gir utslipp av 2 640 gram CO₂ (Ecoscore, 2017). U.S. Energy Information Administration (2017) oppgir like verdier.

(1) Diesel – eksisterende forbrenningsmotor.

Denne energikjeden tar utgangspunkt i en eksisterende forbrenningsmotor. I disse beregningene har vi benyttet oss av dieselforbruket og total kjørelengde, oppgitt av prosjektleder Trond Strømgren. Deretter fant vi sluttenergi og behovet for total input av energi og beregnet en virkningsgrad på 29,6 prosent.

(2) Diesel – moderne forbrenningsmotor.

Diesel produsert til en moderne forbrenningsmotor følger samme prosess som diesel produsert til eksisterende dieselmotor. Det vil si at WTT er lik. Forskjellen fra en eksisterende forbrenningsmotor er at en nyere vil ha høyere virkningsgrad. En høyere virkningsgrad gir et lavere behov for sluttenergi (drivstofforbruk) og et mindre utvinning- og produksjonsbehov

En ny motor må kunne levere 1 200 kW. Virkningsgraden vil avgjøre dieselforbruket. Under møtet med prosjektleder Trond Strømgren i Florø fikk vi oppgitt en virkningsgrad på 45 prosent for dieselmotor. For vanlige dieselmotorer er 45 prosent i høyeste laget, men vi antar at det kan være realistisk for en moderne dieselmotor. Andre kilder oppgir alt fra 38 – 45 prosent, noe som støtter antagelsen (Lundby & Æsøy, (udatert); Tatsuo Takaishi, 2008).

I en moderne dieselmotor har vi beregnet et årlig dieselforbruk på 214 902 liter. Det tar utgangspunkt i en virkningsgrad på 45 prosent og en fremdriftsenergi på 1,37 GWh. Utrekning av utslipp av CO₂-ekvivalenter følger samme utregning som for utslipp av eksisterende, men med et lavere dieselforbruk. For beregning av CO₂-ekvivalenter nytter vi 2 640 gram CO₂ per liter diesel.

I de følgende energikjedene tar vi for oss hydrogen som drivstoff. Måten hydrogenet blir produsert og fremstilt på vil være avgjørende for hvilken påvirkning hydrogen som drivstoff har på miljø og klima. Vi antar at sluttbruken av hydrogen vil være lik, uavhengig av produksjonsmåte. Forbruk av hydrogen i brenselcelle fører ikke til direkte utslipp av klimagasser. Prosjektleder oppga en virkningsgrad på 52 prosent for brenselceller. Dette er utgangspunktet for sluttbruken i energikjede 3 – 5. Følgende rapporter støtter en virkningsgrad på 52 prosent (DOE Hydrogen Program, 2006; Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2017).

Hurtigbåten vil benytte komprimert hydrogen som lagringsmåte. Å komprimere hydrogen til henholdsvis 700 bar på en tank vil kreve energi, men er ikke beregnet i oppgaven. Det samme gjelder eventuelle tap ved fylling. Sluttbruk av hydrogen i brenselcelle vil ha varmetap. Eventuell nyttegjøring av varmetapet vil ikke bli inkludert i beregningene, men ville potensielt økt virkningsgraden.

(3) Dampreforming - Hydrogen.

Ved produksjon av hydrogen fra naturgass forutsetter vi at naturgassen er hentet opp fra Nordsjøen og at hydrogenet er produsert ved et sentralt reformeringsanlegg i Norge. Videre blir hydrogenet trykksatt til rundt 200 bar og distribuert til fyllestasjoner. For beregning av energibruk ved produksjon av hydrogen fra dampreforming har vi nyttet gjennomsnittet av tre virkningsgrader. De ulike virkningsgradene er 44 prosent (ProBase),

61 prosent (Holden 2003) og 66 prosent (Spath & Mann, 2000). Dette gir en samlet virkningsgrad på 57 prosent.

(4) Strømnett - hydrogen

I energikjede 4 tas det utgangspunkt i hydrogen produsert gjennom elektrolyse med elektrisitet fra det lokale strømnettet. Hvis elektrolysøren er koblet til strømnettet omtales det som on-grid. Dette er tilfellet for energikjede 4.

Ifølge H. Langås ved NEL Hydrogen Electrolyser (personlig meddelelse, 2017) får vi oppgitt at elektrolyseanlegget vil kreve ca. 4,8 kWh per kubikkmeter produsert hydrogen. Det forutsetter at de kjører ved 100 prosent last og tap i likeretter og kompressor opp mot 200 bar er inkludert.

Tapsmultiplikatoren på 1,21 for elektrisitet fra norsk vannkraft er hentet fra "Høyhastighetstog - analyser av direkte og brutto energiforbruk, 2009". Tallet inkluderer tap i det allmenne overføringsnettet frem til inntaksleddet på 5 prosent, elektrisitet levert til kraftverket og tap i kraftverkets produksjon på 15 prosent (Høyer, 2009). Følgelig blir tapsmultiplikatoren $(1,05 * 1,15) = 1,21$.

CO₂-utslipp fra produksjon av elektrisitet avhenger av energikilden. Hvordan den norske elektrisiteten er produsert, altså den norske kraftmiksen, er viktig for å se helheten i energikjeden. Derfor er det avgjørende å være tydelig på hvilken energikilde vi bruker og hvor elektrisiteten kommer fra.

Vi syntes det er rimelig å anta at elektrisk kraft på Vestlandet er produsert gjennom fornybar energiproduksjon. Likevel vil vi ta høyde for at ikke all elektrisitet stammer fra fornybare kilder. Som følge av økt kraftutveksling med Norden og Europa vil andelen CO₂-ekvivalenter på det norske strømnettet øke i årene som kommer (Skrivarhaug & Willumsen, 2016). For å inkludere dette aspektet har vi valgt å dele energikjede 4, Strømnett - Hydrogen opp i to; en kjede med 100 prosent elektrisitet fra den europeiske kraftmiksen (4,1) og en med elektrisitet fra vannkraft samt den norske kraftmiksen (4,2). I energikjede 4,2 har vi anslått at 70 prosent kommer fra ren, norsk vannkraftproduksjon mens de resterende 30 prosent kommer fra norsk kraftmiks. Andelen ulike energikilder som leverer kraft til den norske kraftmiksen vil ikke påvirke energiforbruket. Utslipp av

CO₂-ekvivalenter vil derimot variere avhengig av energikilde. De ulike miksene er forklart i avsnittet under.

For elektrisitet fra den norske kraftmiksen har vi tatt utgangspunkt i 17,5 g CO₂-ekvivalenter pr kWh, beregnet av Morten Simonsen (2017). Vannkraft alene har en utslippsfaktor på 10,3 g CO₂-ekvivalenter per kWh. Ifølge "Varedeklarasjon 2015" anslås det for norsk kraftproduksjon et utslipp på 17 g CO₂-ekvivalenter pr kWh i 2015 (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017b). Dette styrker vårt utgangspunkt. Fra samme kilde finner vi 345 g CO₂-ekvivalenter per kWh for den europeiske kraftmiksen.

(5) Vannkraft - hydrogen

Denne energikjeden har mye til felles med energikjede 4. Forskjellen er at hydrogenet i dette tilfellet blir produsert gjennom elektrolyse, med kraft hentet direkte fra turbinen i et vannkraftverk. Ved å benytte en hydrogenstasjon med integrert hydrogenproduksjon kan energibruk og utslipp knyttet til distribusjon elimineres. Vannkraftverket vil i dette eksempelet ikke være koblet til det nasjonale strømmettet. Som konkret eksempel benyttes vannforsyningssystemet til Florø ved å transformere energien i vannet til elektrisk kraft for produksjon av hydrogen.

Flora vannverk forsyner årlig 8550 personer med drikkevann. Dette tilsvarer 1 736 953 m³ per år. Drikkevannskilden er Sagavatnet som ligger 357 meter over havet med inntaket 337 meter over havet, altså 20 meter lavere. Samlet areal er på 0,3 km² og et nedslagsfelt på 5,2 km². Vannet føres i ledning under Nordalsfjorden og frem til Botnaneset (Flora Kommune, 2008).



Figur 11. Kart over området. Rød pil plassert på Sagavatnet. Kilde: www.norgeskart.no

Vi har tatt utgangspunkt i et tap på 10 prosent ved transport av hydrogen fra nordsiden av Botnafjorden og over til Botnaneset. Dette forutsetter at produksjon av hydrogen skjer på nordsiden. Et tap på 10 prosent gir en tapsmultiplikator på 1,11 (1/0,9). Et tap på 10 prosent er en ren antakelse og ikke en beregnet verdi. For utslipp av CO₂-ekvivalenter har vi brukt et estimat fra ProBase på 10,3 gram CO₂-ekvivalenter pr produsert kWh. Verdien er basert på bygging av dam og kraftstasjon.

Ved beregning av potensiell energiproduksjon fra Sagavatnet har vi tatt utgangspunkt i eksisterende infrastruktur. Det vil si at det ikke vil bli gjort beregninger av eventuelt "kunstig" tilført vann eller utvidelse av eksisterende damanlegg. Vi har kun inkludert det naturlige tilsiget. For å beregne hvor mye elektrisk kraft (W) et eventuelt vannkraftverk på andre siden av Botnaneset vil produsere, benytter vi følgende formel (Boyle, 2012):

$$P \text{ (kW)} = g \times \eta \times Q \times H$$

Tabell 4 Forklaring på beregning av produksjonspotensialet

Hva	Symbol	Verdi
Gravitasjonskraft	G	9,81 m/s ²
Virkningsgraden til kraftverket	H	0,90 prosent - 0,96 prosent
Antall kubikkmeter vann per sekund	Q	0,055 m ³ /s
Fallhøyde	H	337 m
Installert effekt	P	kW

I denne formelen er det kun en variabel, virkningsgraden. For francisturbiner, aktuelle ved fallhøyder mellom 30 – 600 meter varierer virkningsgraden fra 90 prosent – 96 prosent (Fornybar.no, 2016d). I beregningene har vi tatt utgangspunkt i begge virkningsgradene. Resterende er konstanter.

Kraftverket vil ha en installert effekt på 163 kW. Dette forutsetter at virkningsgraden til turbinen er 90 prosent. Ved 8 760 fullasttimer (full last 100 prosent, 24 timer i døgnet, 365 dager i året) produserer kraftverket 1,43 GWh/år. Dette antallet fullasttimer er teoretisk og høyst usannsynlig. Et mer realistisk anslag ligger på rundt 5 000. Ved 5 000 fullasttimer vil samme kraftverk produsere 0,82 GWh per år. Dette tilsvarer kun 18 prosent av energibehovet man har for å dekke produksjon av hydrogen til den nye hurtigbåten. Henviser til vedlegg nr. 7 og 8 for detaljerte beregninger av hydrogenproduksjon fra vannkraftverket.

I neste kapittel vil vi presentere resultatene vi har kommet frem til. Vi vil starte med virkningsgrader og energibruk. Utslipp av CO₂-ekvivalenter er svært sentralt for oppgaven og vil bli presentert til slutt.

5 Resultater

Energibruk og utslipp av CO₂-ekvivalenter er to svært viktige faktorer når ulike energikjeder sammenlignes. Likevel må det presiseres at andre viktige aspekter som blant annet andre miljøkonsekvenser, varmetap eller CO₂-håndtering ikke er inkludert. Resultatene kan derfor bare brukes til å sammenligne drivstoffets energikjeder der produksjon og fremdrift er sentralt. En energikjede som kommer dårlig ut i denne oppgaven kan altså komme godt ut der andre forutsetninger er lagt til grunn. I den kommende seksjonen vil vi presentere resultatene for de ulike energikjedene. Først kommer virkningsgradene, deretter energiforbruk som leder frem til utslipp av CO₂-ekvivalenter. Resultatene vil bli vist i et livsløpsperspektiv delt opp i WTT, TTW og WTW.

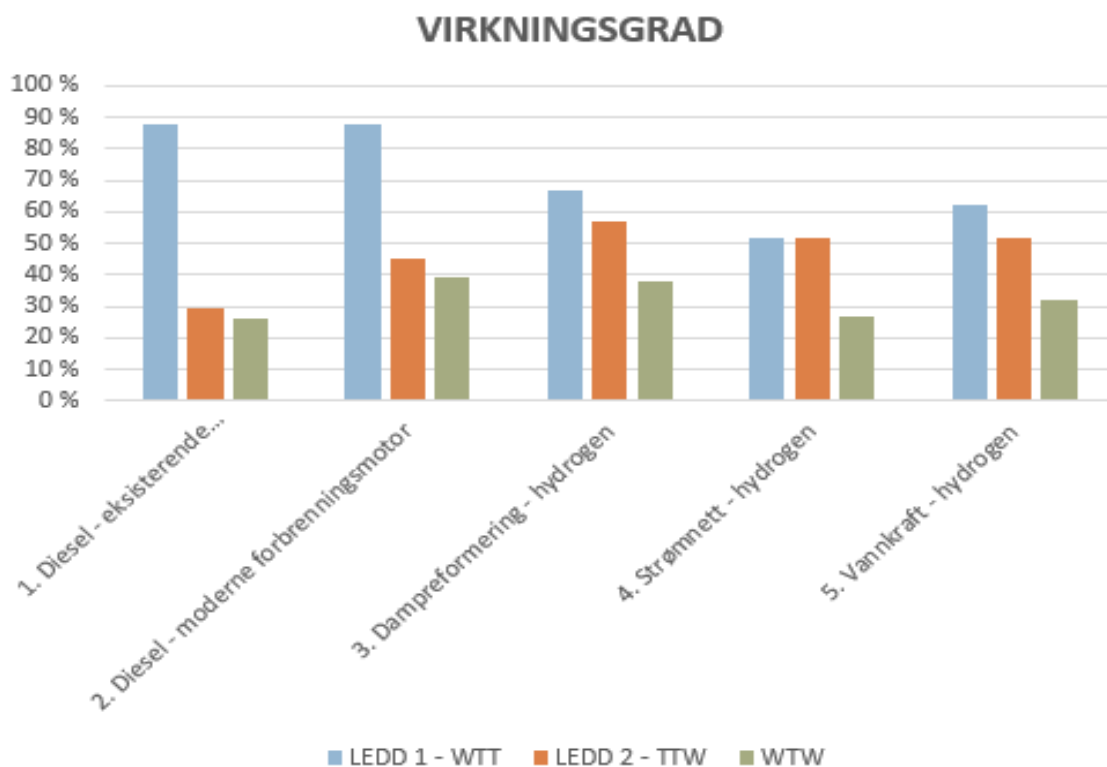
5.1 Virkningsgrader for hver energikjede

Tabell 5 Virkningsgrader for hver energikjede, delt opp i de ulike leddene.

Energikjede	Ledd 1 - WTT	Ledd 2 - TTW	Kjedevirkningsgrad - WTW
1. Diesel - eksisterende forbrenningsmotor	88 prosent	30 prosent	26 prosent
2. Diesel - moderne forbrenningsmotor	88 prosent	45 prosent	40 prosent
3. Dampreforming - hydrogen	57 prosent	52 prosent	38 prosent
4. Strømnett - hydrogen	52 prosent	52 prosent	27 prosent
5. Vannkraft - hydrogen	62 prosent	52 prosent	32 prosent

Figur 12 illustrerer virkningsgradene til de nevnte energikjedene. Intensjonen er å finne ut hvor effektivt energien overføres fra kilde til utført arbeid. Vi er altså på utkikk etter hele

livsløpet til drivstoffet og å vektlegge virkningsgraden for Well-To-Wheel er essensielt. Likevel har vi valgt å inkludere virkningsgradene for ledd 1 og ledd 2 for enklere å se sammenheng i hele kjeden. Eksempelvis har energikjede 1 svært høy virkningsgrad for produksjon sammenlignet med energikjede 4, mens WTW er tilsvarende likt. Vi viser til vedlegg 2 - 8 for mer detaljerte beregninger.



Figur 12 Grafen illustrerer virkningsgrad for leddene i energikjeden.

Grafen viser at produksjon av diesel har en betydelig høyere virkningsgrad enn produksjon av hydrogen. Hydrogen produsert med naturgass som energikilde vil ha en noe høyere virkningsgrad enn fra elektrisitet, men differansen er liten.

Når alt kommer til alt er virkningsgradene for WTW generelt lave. Store deler av energien går tapt i prosessen. Det er verdt å merke seg at tilgjengelighet på energikjeden er viktig. Siden tilgjengelighet på råolje er begrenset vil virkningsgraden for energikjede 1 – 3 være av større betydning enn for en fornybar energikilde, eksempelvis vann. For energikjede 1 -

3 med begrenset mengde råolje er det spesielt viktig å øke effektiviteten for å benytte ressursen best mulig.

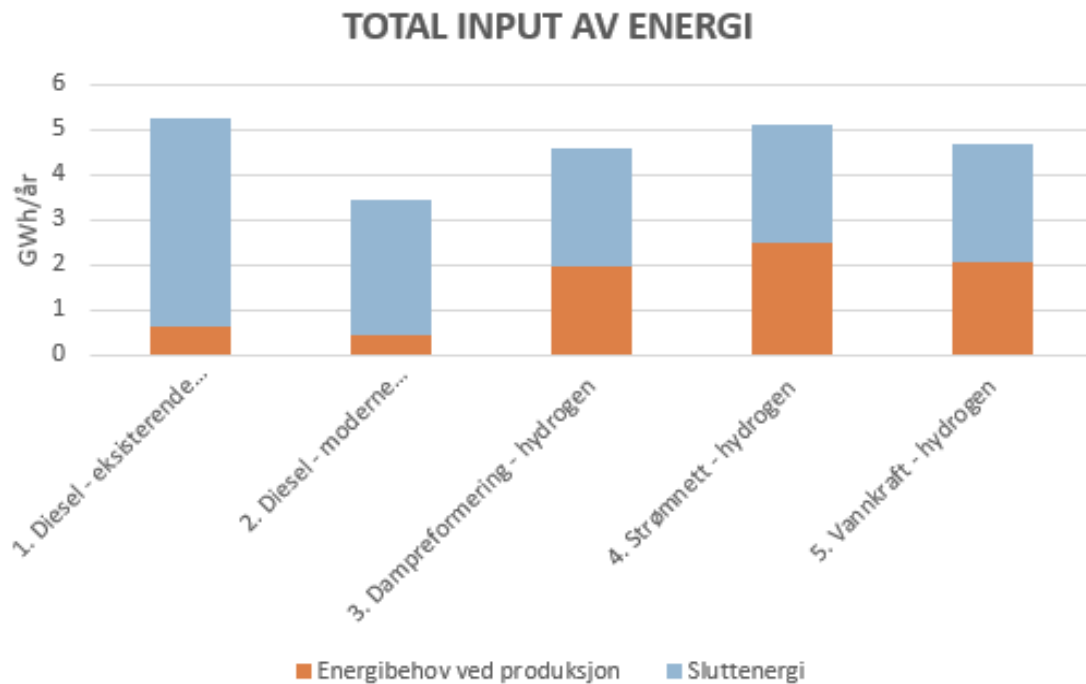
Energikjede 2 med en moderne forbrenningsmotor kommer best ut basert på en kjedevirkningsgrad med 40 prosent sammenlignet med de andre energikjedene. Likevel er differansen ned til energikjede 3 liten med 38 prosent. Energikjede 1 og 4 kommer derimot dårligst ut med henholdsvis 26 og 27 prosent.

5.2 Energibruk

Tabell 6 Behovet for energi i hver energikjede. Delt opp i WTT, TTW og WTW.

Energikjede	Energibehov ved produksjon (GWh)	Sluttenergi (GWh)	Total input av energi (GWh)
1. Diesel - eksisterende forbrenningsmotor	0,63	4,63	5,26
2. Diesel - moderne forbrenningsmotor	0,42	3,04	3,46
3. Dampreforming - hydrogen	1,98	2,63	4,61
4. Strømnett - hydrogen	2,48	2,63	5,11
5. Vannkraft - hydrogen	2,05	2,63	4,68

Figur 13 illustrerer behovet for energi til de ulike energikjedene. I motsetning til analysen av virkningsgrader hvor høye verdier er optimalt, er det her lave verdier man vil ha. Virkningsgrad og energiforbruk har en omvendt proporsjonal sammenheng (Holden, 2003). Vi viser til vedlegg 2 – 8 for mer detaljerte beregninger.



Figur 13. Grafen illustrerer behovet for energi for de ulike energikjedene.

Det er verdt å merke seg at verdiene er oppgitt i GWh. Selv om differansen er liten mellom grafene vil differansen i energibruk være betydelig. Energikjede 1 trenger eksempelvis 1 590 000 kWh mer enn energikjede 2, noe som tilsvarer det årlige energiforbruket til 78 norske husstander.

Energibruken i kjøretøyet er svært viktig for sluttresultatet. For energikjedene basert på diesel er andelen brukt til å drive kjøretøyet fremover svært høyt i forhold til behovet ved produksjon. Dette skyldes hovedsakelig lave virkningsgrader i forbrenningsmotorer som gir et høyt behov for sluttenergi. Energikjede 1 kommer dårligst ut med en total input av energi på 5,26. Derimot ser vi at produksjon av diesel er energieffektivt med en høy virkningsgrad. Det er en kjent og godt etablert teknologi med et kompetansenivå som har utviklet seg i mange tiår.

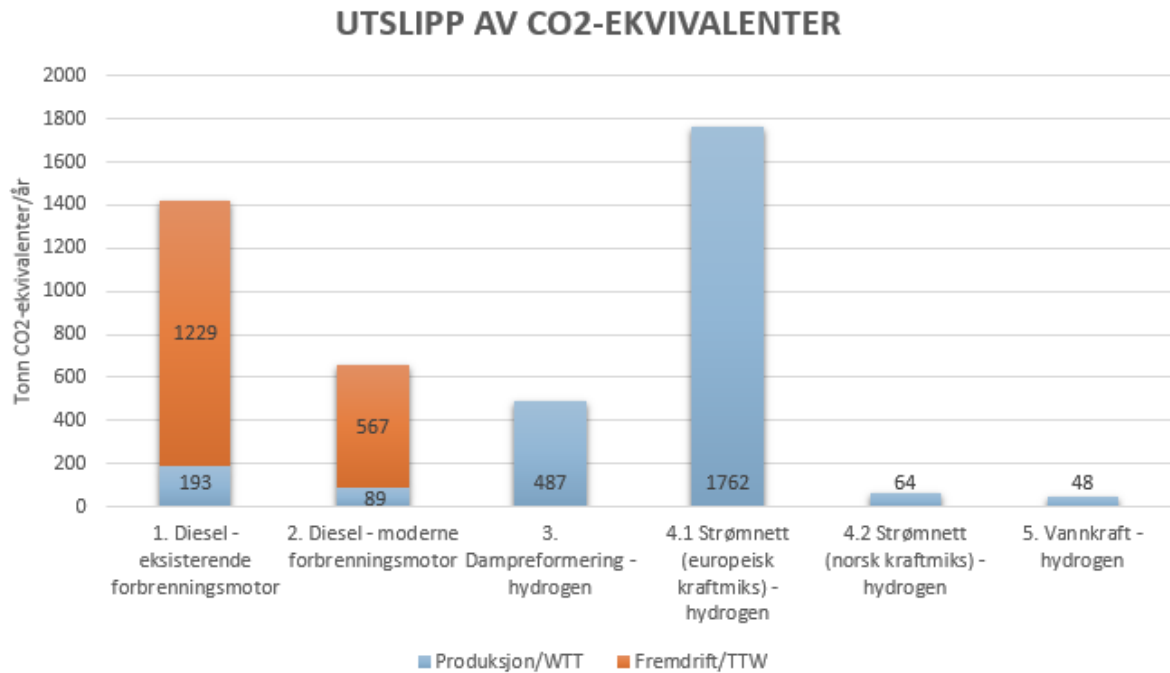
For energieffektivitet kommer energikjede 2 godt ut. På grunn av en høyere virkningsgrad er behovet for sluttenergi på tanken mindre, og total input av energi minker betraktelig. Her er det verdt å merke seg at en virkningsgrad på 45 prosent er optimistisk, men likevel realistisk. Oppgradering til en nyere dieselmotor vil være en god investering for å redusere energiforbruket.

5.3 Utslipp av CO₂-ekvivalenter

Tabell 7 Resultatet for utslipp av CO₂-ekvivalenter. Delt opp i WTT, TTW og WTW

Energikjede	WTT (tonn CO ₂ -ekvivalenter)	TTW (tonn CO ₂ -ekvivalenter)	WTW (tonn CO ₂ -ekvivalenter)
1. Diesel - eksisterende forbrenningsmotor	193	1 229	1 422
2. Diesel - moderne forbrenningsmotor	89	567	657
3. Dampreforming - hydrogen	487	0	487
4.1 Strømnett (europeisk miks) - hydrogen	1 762	0	1 762
4.2 Strømnett (norsk miks) - hydrogen	64	0	64
5. Vannkraft - hydrogen	48	0	48

I figur 14 viser vi resultatene for totalt utslipp av CO₂-ekvivalenter, med verdier oppgitt i tonn CO₂-ekvivalenter. Grafen viser altså det totale utslippet fra utvinning av energikilde til utført arbeid av propellen, for hver energikjede. Eventuelt annet utslipp som for eksempel NO_x eller utslipp av partikler er ikke inkludert. Vi viser til vedlegg 9 – 14 for mer detaljerte beregninger.



Figur 14 viser totalt utslipp av CO₂-ekvivalenter for ett år

Ved å se på TTW for energikjede 3 - 5 er hydrogen som energibærer svært gunstig. Hydrogen har den fordel at utslippene ved forbrenning er null og vil dermed drive hurtigbåten fremover uten forurensning.

Energikjede 4.1 skiller seg negativt ut, noe som kan virke overaskende. Energikjeden bruker hydrogen som drivstoff og det er naturlig å tenke at utslippet er lavt. Måten hydrogenet er produsert på er altså svært viktig for det samlede resultatet. Siden hydrogenet er produsert med europeisk kraftmiks vil selv en dieseldrevet hurtigbåt være mer miljøvennlig. For at hydrogen skal føre til reduserte utslipp av CO₂-ekvivalenter må det sikres at produksjonen baserer seg på elektrisitet fra norsk vannkraft.

Det er enkelt å se store variasjoner mellom energikjedene i figur 14. Et godt eksempel er sammenligning av hydrogen produsert med elektrolyse fra norsk kraftmiks og ved dampreforming. Ved å sammenligne energikjede 4.2 med energikjede 3 finner vi et forholdstall på 1/7,6. Hydrogen produsert ved dampreforming fører til nesten 8 ganger mer utslipp enn hydrogen produsert med elektrolyse.

For CO₂-utslipp viser resultatene en betydelig gevinst i form av utslippsreduksjon ved å skifte til brenselceller. Om man tar utgangspunkt i energikjede 1 og energikjede 5 finner

man et forholdstall på 1/30. Energikjede 1 har altså et utslipp som er 30 ganger større enn energikjede 5. Siden energikjede 1 blir brukt per dags dato, viser resultatene at det finnes et svært høyt potensiale for å redusere utslipp av CO₂-ekvivalenter fra hurtigbåter i Norge.

6 Diskusjon

I første del av denne seksjonen vil vi belyse effektene av et eventuelt kraftoverskudd på Vestlandet, samt Norges økte tilknytning til det europeiske kraftmarkedet. Videre vil vi diskutere andre aspekter man må ta hensyn til ved valg av drivstoffsystem.

6.1 Kraftoverskudd på Vestlandet?

Elektrisk kraft på Vestlandet og i Norge generelt blir nesten utelukkende produsert av vannkraft. Produksjon av hydrogen til GKP7H2 baserer seg på norsk vannkraft. Denne kraften har som tidligere nevnt et utslipp på 10,3 gram CO₂-ekvivalenter per kWh.

Hvordan vil så utslippsregnskapet se ut hvis ikke lokale kraftprodusenter kan levere tilstrekkelig kraft? I slike tilfeller vil man måtte hente kraft fra den norske kraftmiksen. Norsk miks inneholder som kjent en andel europeisk kraft. Disse to kraftmiksene har et utslipp på 17,5 gram CO₂-ekvivalenter per kWh og 345 gram CO₂-ekvivalenter per kWh, respektivt.

For å besvare spørsmålet stilt i første avsnitt må vi først belyse hvordan situasjonen hadde vært med tilnærmet konstant kraftoverskudd på Vestlandet. Energikjede 4.2 Strømnett (norsk miks) - hydrogen gir et samlet utslipp av 64 tonn CO₂-ekvivalenter per år. Dette er 11 tonn CO₂-ekvivalenter per år mer enn om 100 prosent av kraften stammet fra norsk vannkraft. Den store forskjellen ser man likevel først når man sammenligner energikjede 4.2, med energikjede 4.1 Strømnett (europeisk miks) – hydrogen. Hydrogen produsert ved elektrolyse fra europeisk miks har et utslipp på hele 1 762 tonn CO₂-ekvivalenter per år. Dette er 27 ganger høyere enn for energikjede 4.2. Denne produksjonsmåten ville ført til et årlig utslipp på 400 tonn CO₂-ekvivalenter mer enn fra dagens dieseldrevne hurtigbåt. Norsk kraftmiks vil trolig aldri inneholde et like høyt innhold av CO₂-ekvivalenter som den europeiske. Likevel er det viktig å være klar over konsekvensene ved økt krafthandel.

For at overgangen til en hydrogendreven hurtigbåt skal få ønsket klimaeffekt er det avgjørende at hydrogenet produseres fra fornybare energikilder. Tabell 7 viser at utslippene ved produksjon av hydrogen til den nye hurtigbåten, i ekstreme tilfeller kan variere med en faktor 30. Innen 2030 vil økt krafthandel med Europa kunne føre til en langt større andel elektrisitet fra fossile energikilder på det norske strømmettet (Amundsen et al., 2017). Om man ønsker å sikre seg at den elektriske kraften stammer fra fornybare energikilder, har man to valg.

Første alternativ er å benytte kraftprodusenter som ikke er koblet til strømmettet og dermed bruke kraften direkte. Et eksempel på denne typen hydrogenproduksjon er presentert i energikjede 5, Vannkraft - hydrogen. Denne gir et svært lavt utslipp, på bare 48 tonn CO₂-ekvivalenter per år. Problemet er derimot at dagens infrastruktur kun dekker 18 prosent av hydrogenbehovet til den nye hurtigbåten. Til tross for eventuell utvidelse av produksjonsanlegget vil systemet fortsatt være prisdrevet av vind. I tørre perioder vil man kunne oppleve underskudd på hydrogen, mens man i fuktigere perioder trolig vil oppleve en overproduksjon. Noe av dette vil kunne løses med økte lagringskapasitet.

Andre alternativ for å sikre seg at kraften man nytter til hydrogenproduksjon stammer fra fornybare energikilder er ved kjøp av opprinnelsesgarantier. Dette alternativet tar utgangspunkt i hydrogen produsert ved elektrolyse koblet til strømmettet. Se energikjede 4, Strømmett - hydrogen, beskrevet i metodedelene. Opprinnelsesgarantier er en garanti til strømkunden om at strømmen stammer fra fornybare energikilder (Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017a). Strømkostnaden blir litt høyere, men på den måten vil utslippene av CO₂-ekvivalenter ved produksjon bli minimale. I tillegg bevarer man fordelene ved å være tilkoblet et fleksibelt strømmett med stor grad av sikkerhet. Opprinnelsesgarantier vil ikke bli ytterligere diskutert.

6.2 Økonomi

Økonomi er et viktig aspekt ved planlegging av et slikt prosjekt. Markedspris og infrastrukturinvesteringer fører til at innføring av hydrogen som drivstoff per i dag ikke er konkurransedyktig på pris, sammenlignet med andre drivstoff. Et slikt prosjekt vil derfor kreve store økonomiske ressurser. Ifølge en studie utført av LMG Marin, CMR Prototech og Norsk energi (2016) kommer hydrogenalternativet ut som det dyreste alternativet for klimavennlig hurtiggående passasjerbåt drift i Norge. Et eget hydrogenproduksjonsanlegg skal være hovedkilde til de høye kostnadene (LMG Marin, CMR Prototech, & Norsk Energi, 2016). I tillegg må kostnader til vedlikehold og eventuelle reparasjoner medregnes.

Per september 2016 kostet hydrogen 90 NOK/kg fra fyllestasjoner (Erdal & Lie, 2016), men dette er forventet å bli billigere. Reinertsen AS som leverer tjenester til olje og gassindustrien, angir en produksjonskostnad på 12 NOK/kg ved store kvanta (Reinertsen,

2016). Her vil hydrogen bli produsert ved dampreforming og karbonet i form av CO₂ vil pumpes tilbake til oljereservoaret. For elektrolyse vil produksjonskostnaden være høyere enn ved dampreforming, og per dags dato finner vi en antatt produksjonskostnad på 25 NOK/kg (Ianssen & Ianssen, 2016). Når det er sagt er teknologien i utvikling og lavere kostnader er forventet.

Ved å benytte totalt diesel- og hydrogenforbruk kan vi beregne kostnadsnivået for å holde båten i drift. For diesel benytter vi oss av en literpris på 5,5 NOK (Ianssen & Ianssen, 2016). Dieselpriisen er varierende, men gir en god indikasjon på kostnadsnivået. For hydrogen nytter vi produksjonsprisen på 25 NOK/kg siden produksjon vil skje ved fyllingsstasjonen på Botnaneset. Som følge av produksjonslokaliteten trenger vi ikke å inkludere distribusjon. Tabell 8 viser kostnadsnivået for tre av energikjedene.

Tabell 8 Totale drivstoffkostnader for et år, rangert fra lav til høy kostnad

Energikjede	Forbruk	Pris	Total kostnad
Diesel - moderne forbrenningsmotor	214 902 liter	5,5 kr/liter	1 181 961,-
Strømnett - hydrogen	79 117 kg	25 kr/kg	1 977 940
Diesel - eksisterende forbrenningsmotor	465 392 liter	5,5 kr/liter	2 559 656,-

Norske myndigheter ønsker at regionene skal utnytte de lokale fornybare kraftressursene, og det er mulig å søke støtte til prosjekter som fremmer bruk av hydrogen. Innovasjon Norge, Enova, Norsk forskningsråd, NOx-fondet og Pilot-E er eksempler på støtteordninger. NOx-fondet har til hensikt å redusere utslipp av NO_x. Som et intensiv kan bedrifter og prosjekter søke støtte ved reduserte utslipp. Støtten er 500 NOK/kg NO_x og kan føre til betydelige summer. Et lignende prosjekt har estimert støtten ifra NO_x-fondet til å være 12 millioner kroner for å redusere 800 000 liter diesel/år (Ianssen & Ianssen, 2016). Ved å benytte seg av støtteordninger vil økt satsning på hydrogenteknologi og infrastruktur bli mer ettertraktet for private og offentlige aktører. For dette aktuelle prosjektet vil en

reduksjon av 465 392 liter diesel kunne føre til en støtte fra NO_x-fondet på ca. 7 millioner kroner. Se vedlegg 16.

6.3 Sikkerhet

Sikkerhet er en stor utfordring for bruk av hydrogen i maritime applikasjoner. Systemer som ivaretar sikkerhet på lik linje med eksisterende teknologi er avgjørende for å være i henhold til regelverk. Det finnes eksisterende regelverk for brenselcelleteknologi i passasjerbåter, men viktige aspekter som lagring av hydrogen mangler. Størrelsen på hydrogenmolekylet er svært lite og vil trenge gjennom det minste brudd i konstruksjonen. Hydrogen er i tillegg ekstremt lettantennelig, noe som fører til potensielt høy eksplosjonsfare. Dette stiller strenge krav til oppbevaring og transport. Især når det kommer til persontransport. En rekke aktører jobber med å etablere sikkerhetsrammer rundt hydrogenbruk i maritim sammenheng (Erdal & Lie, 2016). Blant annet finner vi både DNV GL, International Maritime Organization (IMO), Sjøfartsdirektoratet og Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB).

6.4 Hydrogen VS Elektrisk fremdrift

I Nasjonal Transportplan 2018-2029, står det beskrevet at alle nye ferger og hurtigbåter skal nytte null- eller lavutslippsteknologi (Meld. St. 33 (2016–2017), 2017). Dette er et av mange steg for å nå målsettingen om 40 prosent reduksjon i utslipp av CO₂-ekvivalenter innen 2030. Helelektriske ferger har ingen direkte utslipp ved fremdrift og har de senere årene blitt testet ut i fullskala størrelse. Blant annet er bilfergen Ampere i Sognefjorden et eksempel på helelektrisk drift. Ampere var verdens første nullutslipps bil- og passasjerferge. Det skal nevnes at Ampere har hatt enkelte problemer de første driftsårene, som noe manglende ladekapasitet. Dette har ført til at fergen har kansellert flere avganger for å lade batteriene (Stensvold, 2015a). Disse problemene skal nå være løst og fergen opererer som normalt (Stensvold, 2015b). Alternativet til helelektrisk fremdrift er hydrogenreven skipstrafikk. I denne seksjonen vil vi kort forsøke å sammenligne de to teknologiene.

Begge alternativene har en del fellestrekk. Nokså dyre engangsinvesteringer, men med mulighet for rimeligere driftskostnader enn dagens konvensjonelle dieselmotorer. Både hydrogen og batteriteknologi ender i en elektrisk motor. Sammenlignet med dagens drift er

elektriske motorer nesten uten støy (Stensvold, 2015). Det samme gjelder vibrasjoner fra motoren. Dagens drift med dieselmotor fører til vibrasjoner så lenge motoren går. Denne effekten kan nærmest elimineres ved overgang til en elektrisk motor, uavhengig av om den er batteri- eller hydrogendreven. Forskjellene kan illustreres ved å sammenligne en elbil med en dieselbil. Et annet fellestrekk er at de baserer seg på elektrisk kraftproduksjon. I Norge produseres denne primært fra vannkraft og fører i lav grad til utslipp av klimagasser.

Sammenlignet med batteriferger har hydrogendrift en opplagt ulempe. Virkningsgraden til hydrogendrevne hurtigbåter vil være langt lavere enn for batteribåter. Til sammenligning vil virkningsgraden for energikjeden til en hydrogendrevet hurtigbåt være rundt 27 prosent. En batteridreven hurtigbåt vil ha en kjedevirkningsgrad på ca. 74 prosent (se vedlegg nr. 15). Dette tar utgangspunkt i elmotor med virkningsgrad på 90 prosent (Wikipedia, 2017a), samt tapsmultiplikator for norsk kraft på 1,21 (Høyer, 2009). Forskjellen i virkningsgraden skyldes at hydrogen har en lang produksjonskjede, mens elektrisiteten brukes direkte i batteridrevne hurtigbåter. Båten lades med elektrisk kraft direkte fra strømmettet. Økt virkningsgrad gir redusert energibehov og redusert utslipp av CO₂-ekvivalenter. Dette er positivt for elektriske hurtigbåter som i tillegg vil kunne håndtere raske endringer i belastning.

Batterier har likevel en stor ulempe. De er tunge. En tyngre hurtigbåt krever mer energi til forflytting enn lettere hurtigbåter. Til sammenligning vil et tonn av energibæreren batteri og hydrogen inneholde henholdsvis 60 kWh og 16 500 kWh (Ianssen & Ianssen, 2016). Som en direkte følge av dette veier hydrogendrevne hurtigbåter mindre. De kan altså lagre mer energi og betjene lengre ruter. Den nye hurtigbåten er planlagt å daglig tilbakelegge 91 nautiske mil med kun en fylling. Dette ville ikke vært gjennomførbart med kun batterielektrisk fremdrift. Hydrogen gir altså redusert vekt og økt rekkevidde sammenlignet med batteri. Denne egenskapen gjør hydrogen til et bedre alternativ enn batteri på fergesambandet mellom Måløy og Florø. Begge teknologiene har ulike fortrinn, og konseptvalg må gjøres med bakgrunn i lokale forhold. Kanskje en hybrid med både hydrogen og batteri vil gi det beste resultatet? Endelig svar får man først etter at en hydrogendrevet hurtigbåt er testet i full skala.

7 Konklusjon

I denne oppgaven har vi forsøkt å besvare hvordan overgangen fra diesel til hydrogen på fergesambandet mellom Måløy og Florø vil endre energiforbruk og utslipp av CO₂-ekvivalenter. Vi har benyttet oss av aktuelle energikjeder for å sammenligne hvert drivstoff, og kartlegge de samlede miljøkonsekvensene ved produksjon og forbrenning.

Tabell 9 oppsummerer resultatene for virkningsgrad, energiforbruk og utslipp av CO₂-ekvivalenter for de ulike energikjedene

Energikjede	Virkningsgrad η	Energiforbruk (GWh)	Tonn CO ₂ -ekvivalenter per år
1. Diesel - eksisterende forbrenningsmotor	26 prosent	5,26	1 422
2. Diesel - moderne forbrenningsmotor	40 prosent	3,46	657
3. Dampreforming-hydrogen	38 prosent	4,61	487
4.1. Strømnett (europeisk miks) - hydrogen	27 prosent	5,11	1 762
4.2. Strømnett - (norsk miks) - hydrogen	27 prosent	5,11	64
5. Vannkraft - hydrogen	32 prosent	4,68	48

Energiforbruk både ved produksjon og i kjøretøyet er svært viktig for endelig utslipp av CO₂-ekvivalenter. Energikjedene basert på hydrogen vil ikke føre til store reduksjoner i energiforbruk sammenlignet med dagens dieselmotor. Derimot kommer en moderne forbrenningsmotor godt ut. Ved å oppgradere en eksisterende forbrenningsmotor til en

moderne, kan energibruken reduseres med 1 590 000 kWh. Det tilsvarer det årlige energiforbruket til 78 norske husstander.

Å sammenligne årlig utslipp av CO₂-ekvivalenter for hver energikjede er essensielt i denne oppgaven. Hydrogen som energibærer har den fordelen at det ikke gir utslipp av klimagasser ved forbruk. For de dieselbaserte energikjedene kommer hele 86 prosent av det totale utslippet fra forbrenning av drivstoff.

Vi har sett at energikilden elektrisiteten produseres fra er avgjørende for at de samlede miljøkonsekvensene blir redusert. For å oppnå en reduksjon i utslipp av CO₂-ekvivalenter sammenlignet med dieselmotorer, må det sikres at hydrogenet produseres med elektrisitet fra fornybar kraftproduksjon. Dette kan man sikre seg på to måter, enten ved kjøp av opprinnelsesgaranti eller ved å produsere hydrogenet uten tilkobling til strømmettet. Hydrogen produsert med europeisk kraftmiks vil ha et høyere utslipp av CO₂-ekvivalenter enn ved eksisterende drift med diesel som drivstoff. Å erstatte en dieseldrevet hurtigbåt med en hydrogendrevet hurtigbåt basert på europeisk kraftmiks som energikilde, vil være mot sin hensikt.

Ren elektrisitet fra norsk vannkraft vil gi de laveste utslippsverdiene. Produksjon av hydrogen, med elektrisitet hentet direkte fra turbinen i et vannkraftverk, vil bare ha et utslipp på 48 tonn CO₂-ekvivalenter per år. Ved å sammenligne energikjeden basert på eksisterende drift og hydrogen produsert med elektrisitet fra vannkraft, finner vi et forholdstall på 1/30. Energikjede 1 har altså 30 ganger så høyt utslipp som energikjede 5. Utfordringen ligger i at med dagens infrastruktur vil produksjonen fra vannkraftverket kun dekke 18 prosent av hydrogenbehovet til den nye hurtigbåten.

Hydrogen produsert med kraft fra strømmettet er den energikjeden som er mest realistisk. Ved å benytte norsk kraftmiks vil energikjeden ha et utslipp på 64 tonn CO₂-ekvivalenter per år. Som følge av økt handel med det europeiske kraftmarkedet er det viktig å påse at elektrisiteten stammer fra fornybare energikilder. Sammenlignet med eksisterende drift vil hydrogen produsert med kraft fra norsk kraftmiks redusere det totale utslippet hele 22 ganger.

Det skal likevel ikke legges skjul på at det er en rekke utfordringer knyttet til bruk av hydrogen. Effektiv og sikker lagring skaper de største usikkerhetene. Energien i

hydrogenet må komprimeres for at ønsket energimengde skal være praktisk å lagre i en båt. Komprimering av hydrogen er energikrevende og reduserer den samlede virkningsgraden. Fordelen med båter og andre maritime applikasjoner er relativt stor lagringsplass. Hydrogen vil trolig øke rekkevidden til fartøyet sammenlignet med elektriske båter, som ofte begrenses av lagringskapasiteten og vekten til batteriene. Et fullskala prosjekter som GKP7H2 vil være essensielt for å avgjøre hvordan lagring av hydrogen og bruk av brenselceller fungerer i maritime applikasjoner. Hydrogendrevne fremdriftsløsninger er kostbare sammenlignet med konvensjonelle. Det er derfor avgjørende med politisk initiativ og subsidier. I tillegg er bevilgning av midler til forskning viktig for å forbedre teknologien og redusere kostnadene.

I tiårene som kommer vil kraftmarkedet bli langt mer dynamisk som følge av økt krafthandel med Norden og Europa, samt innføring av mer uregulerbar fornybar kraftproduksjon som sol- og vindkraftverk. Den økende andelen fornybar energi vil føre til store svingninger i kraftproduksjonen. Installering av elektrolyseanlegg for hydrogenproduksjon ved uregulerbare energikilder, eller regulerbare energikilder med lang responstid, vil kunne utnytte disse svingningene. Vindfulle og solrike dager vil kunne føre til overproduksjon av elektrisk energi. Denne overskuddsenergien kan nyttiggjøres ved å produsere hydrogen. Hydrogenet kan siden brukes til produksjon av elektrisitet på dager med kraftunderskudd eller som drivstoff i kjøretøy.

Resultatet fra denne oppgaven viser at potensialet for å redusere utslipp av CO₂-ekvivalenter fra hurtigbåter i Norge er svært høyt. Ved å sikre at hydrogen blir produsert med elektrisitet fra fornybar kraftproduksjon, vil en overgang fra diesel til hydrogen være svært fordelaktig på fergesambandet mellom Måløy og Florø.

7 Referanser

Amundsen, J. S., Gudmund, B., & Øyslebø, E. (2017). Kraftmarkedsanalyse 2016 - 2030. I Norges vassdrags- og Energidirektorat (Seriered.), *Rapport nr 2-2017* Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_02.pdf

Boyle, G. (2012). *Renewable energy: power for a sustainable future* (3rd ed. utg.). Oxford: Oxford University Press/The Open University.

Cullinane, K., & Bergqvist, R. (2014). Emission control areas and their impact on maritime transport: Elsevier.

DOE Hydrogen Program. (2006). Hydrogen Fuel Cell.

Ecoscore. (2017). How to calculate the CO2 emission level from the fuel consumption? 2017, fra <http://www.ecoscore.be/en/info/ecoscore/co2>

Erdal, E. A., & Lie, A. Ø. (2016). Hydrogen som energibærer på Vestlandet - Mulighetsstudie 2016 ID. GL (Seriered.), *Hordaland, Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane fylkeskommuner* Hentet fra <https://www.dnvgl.no/energy/publications/download/hydrogen-vestlandet-mulighetsstudie-2016.html>

. Fiskerstrand wins Norwegian funding to design fuel cell ferry. (2017) (Vol. 2017, s. 14-15): Fuel Cells Bulletin.

Fjord1. (2017). Passasjerbåt 2017, fra <http://www.fjord1.no/om-fjord1/varefarty/passasjerbat>

Flora Kommune. (2008, 17.7). Drikkevatt. 2017, fra <https://www.flora.kommune.no/drikkevattn.183178.nn.html>

FN-sambandet. (2017). Dette er Parisavtalen. 2017, fra <http://www.fn.no/Tema/Klima/Klimaforhandlinger/Dette-er-Paris-avtalen>

Fornybar.no. (2016a). Brenselceller. 2017, fra <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/brenselceller>

Fornybar.no. (2016b). Kraftoverføring. 2017, fra <http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-av-energi/kraftoverforing>

Fornybar.no. (2016c, 05.2016). Produksjon. 2017, fra <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/hydrogen/produksjon>

Fornybar.no. (2016d). Teknologi. 2017, fra <http://www.fornybar.no/vannkraft/teknologi>

Fuel Cell Markets. (2017). PEMFC - Proton Exchange Membrane (PEM) Fuel Cells Portal Page. 2017, fra http://www.fuelcellmarkets.com/fuel_cell_markets/proton_exchange_membrane_fuel_cells_pemfc/4,1,1,2502.html

Holden, E. (2003). Energi og miljødata for alternative og konvensjonelle drivstoffer - år 2010 VF-rapport, Vol. 2/2003. Hentet fra <http://www.vestforsk.no/en/reports/energi-og-miljodata-for-alternative-og-konvensjonelle-drivstoffer-aar-2010>

Høyser, K. G. (2009). Høyhastighetstog - Analyser av Direkte og Brutto Direkte Energiforbruk (Vol. 1/09, s. 30). Høgskolen i Oslo

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

International Energy Agency. (2015). Renewables to lead world power market growth to 2020. 2017, fra <https://www.iea.org/newsroom/news/2015/october/renewables-to-lead-world-power-market-growth-to-2020.html>

Jonas, J. (2009, 04.01.2009). The history of hydrogen. 2017, fra <http://www.altenergymag.com/article/2009/04/the-history-of-hydrogen/555/>

Jordanger, E., Moeller-Holst, S., Maurstad, O., & Brevik, D. A. (2002). Hydrogen som energibærer. Energi- og utslippsregnskap for utvalgte energikjeder. *En rapport utarbeidet for SFT og Enova SF* Hentet fra http://www.miljodirektoratet.no/old/klif/nyheter/dokumenter/hydrogen_energibaerer_sammendrag.pdf

LMG MARIN, CMR PROTOTECH, & ENERGI, N. (2016). Potensial studie - Energieffektiv og klimavennlig passasjerbåtdrift *Oppsummeringsrapport (Dok. nr.: 359012-R-001)* (pp. 101). Hentet fra

http://www.vegvesen.no/_attachment/1159842/binary/1086353?fast_title=SVV+rapport+473+Energieffektiv+og+klimavennlig+ferjedrift.pdf

Lundby, L., & Æsøy, V. ((udatert)). Produksjon av mekanisk og elektrisk energi til hav.

Meld. St. 25. (2016). *Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>.

Meld. St. 33 (2016–2017). (2017). *Nasjonal transportplan 2018-2029*. Oslo: Departementenes sikkerhets- og serviceorganisasjon, Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/>.

NEL Hydrogen. (2017). The new generation H2Station [brosjyre]: nelhydrogen.com

Nestaas, I. (2014). Livsløpsanalyse. 2017, fra <https://snl.no/livsl%C3%B8psanalyse>

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2017a). Opprinnelsesgarantier. 2017, fra <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/opprinnelsesgarantier/>

Norges vassdrags- og energidirektorat. (2017b, 08.05.2017). Varedeklarasjon 2015. 2017, fra <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2015/>

Northconnect. (2017). The northconnect project. 2017, fra <http://northconnect.no/project>

Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2017). Fuel Cells. 2017, fra <https://energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells>

Pratt, J. (2017). SF-BREEZE. Hentet 08.03, 2017, fra <http://energy.sandia.gov/transportation-energy/hydrogen/market-transformation/maritime-fuel-cells/sf-breeze/>

Reinertsen. (2016). Vår virksomhet. 2017, fra <http://www.reinertsen.no/reinertsen>

Simonsen, M. (2009). BENSIN OG DIESEL. I Vestlandsforskning (Seriered.), Hentet fra http://sip1.vestforsk.no/pdf/Felles/Bensin_diesel.pdf

Simonsen, M. (2010). Hydrogen (pp. 33). Hentet fra <http://sip1.vestforsk.no/pdf/Felles/Hydrogen.pdf>

Skrivarhaug, A. V., & Willumsen, V. (2016). Kraftmarkedsanalyse mot 2030. I Norges Vassdrags- og Energidirektorat (Seriered.), Hentet fra

https://www.nve.no/Media/5160/2016_12_nve_kraftmarkedsanalyse_mot_2030.pdf

Spath, P. L., & Mann, M. K. (2000). Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming: National Renewable Energy Laboratory (U.S.).

Stensvold, T. (2015). BATTERIFERGA AMPERE. Hentet fra

<https://www.tu.no/artikler/denne-fergen-er-revolusjonerende-men-passasjerene-merker-det-knapt/222522>

Stensvold, T. (2015a). Batterifergen Ampere - Batterifergen får ikke nok effekt - må stå over avganger hver dag. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/batterifergen-far-ikke-nok-effekt-ma-sta-over-avganger-hver-dag/223345>

Stensvold, T. (2015b). Batterifergen Ampere - Nå lader batterifergen mer enn hun trenger. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/na-lader-batterifergen-mer-enn-hun-trenger/223419>

Stølen, K. A., & Brakstad, T. (2017). Denne båten kan frakte passasjerar utan klimagassutslepp. Hentet fra <https://www.nrk.no/sognogfjordane/denne-baten-kan-frakte-passasjerar-utan-klimagassutslepp-1.13514093>

Tatsuo Takaishi, A. N., Ryouju Nakano, Katsuhiko Sakaguchi. (2008). Approach to High Efficiency Diesel and Gas Engines. Hentet fra

<http://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e451/e451021.pdf>

U.S. Energy Information Administration. (2017). How much carbon dioxide is produced from burning gasoline and diesel fuel? , 2017, fra

<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=307&t=9>

Wikipedia. (2015, 30.12.2017). CO2-ekvivalent. 2017, fra

<https://no.wikipedia.org/wiki/CO2-ekvivalent>

Wikipedia. (2017a). Elektrisk motor. 2017, fra

https://no.wikipedia.org/wiki/Elektrisk_motor#Tap_og_virkningsgrad

Wikipedia. (2017b). Hydrogen. 2017, fra <https://no.wikipedia.org/wiki/Hydrogen>

Wikipedia. (2017c). Space Shuttle *Challenger* disaster. 2017, fra
https://en.wikipedia.org/wiki/Space_Shuttle_Challenger_disaster

8 Vedlegg

8.1 Konverteringstabell og generelle forhold nyttet i beregninger

Vedlegg 1 Konverteringstabell nyttet i beregninger

GENERELT		KILDE	
Joule til kWh	1 joule	0,00000027 78 kWh	https://snl.no/kWh
kWh til joule	1 kWh	3,6 MJ	https://snl.no/kWh
Nautisk mil til km	1 nautisk mil	1,852 km	https://snl.no/nautisk_mil
Årlig fremdriftsenergi	1,37 GWh		Personlig meddelelse fra Trond Strømgren
DIESEL			
Liter diesel til kg diesel	1 liter	0,84 kg	https://no.wikipedia.org/wiki/Diesel
CO₂ i diesel (WTT)	1 TJ diesel	11 600 kg CO ₂ -ekv	ProBase
CO₂ i diesel (TTW)	1 liter diesel	2 640 kg CO ₂ -ekv	http://www.ecoscore.be/en/info/ecoscore/co2
Energiinnhold	1 kg diesel	42,2 MJ	http://sip1.vestforsk.no/pdf/Felles/Hydrogen.pdf
Energiinnhold	1 liter diesel	35,8 MJ	ProBase
Energiinnhold	1 kilo diesel	11,9 kWh/kg	http://www.h2data.de/
HYDROGEN			

Energiinnhold	1 kg hydrogen	120 MJ	http://hypertextbook.com/facts/2005/MichelleFung.shtml ProBase
Energiinnhold	1 kg hydrogen	33,3 kWh	http://www.fornybar.no/andre-teknologier/hydrogen
Hydrogen per Nm³	1 Nm ³	0,0899	https://no.wikipedia.org/wiki/Hydrogen
ELEKTRISK KRAFT			
1 kWh norsk vannkraft	10,3 g CO ₂ -ekvivalenter		(http://www.e-co.no/Norsk/Forside/Miljo/CO2-regnskap/) (https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2015/)
1 kWh norsk strømmiks	17,5 g CO ₂ -ekvivalenter		Morten Simonsen. Beregning ved hjelp av NVE (https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2015/)
1 kWh europeisk strømmiks	345 g CO ₂ -ekvivalenter		https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/varedeklarasjon/varedeklarasjon-2015/ https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-1/assessment http://www.iea.org/media/statistics/Recent_Trends_in_the_OECD.pdf

Tap i overføringsnett	1,21	Tapsmultiplikator	Høyhastighetstog. Analyser av Direkte og Brutto Direkte Energiforbruk. TDM-Rapport Høgskolen i Oslo, 1/09, side 30 – Karl Georg Høyer
Elektrisk motor	90	Prosent	https://no.wikipedia.org/wiki/Elektrisk_motor#Tap_og_virkningsgrad

8.2 Beregninger av energiforbruk og virkningsgrad

Energiforbruk ved energikjede 1. Eksisterende forbrenningsmotor. Diesel produsert fra råolje hentet fra Nordsjøen

Vedlegg 2 Beregning av energiforbruk og virkningsgrad for energikjede 1. Eksisterende forbrenningsmotor

Hva	Verdi	Målenhet	Forklaring
WTT			
Dieselforbruk	465 392	l/år	Prosjektleder
Sluttenergi	4 625 996	kWh/år	
Tapsmultiplikator	1,136	Tapsmultiplikator	SINTEF 2002-Norske forhold
Total input energi	5 255 132	kWh/år	
	5,26	GWh/år	
Virkningsgrad	0,88		
TTW			
Dieselforbruk	465 392	l/år	
Dieselforbruk	390 929	kg/år	0,84 l/kg
Sluttenergi	4 625 996	kWh/år	42,6 MJ/kg. 11.83 kWh/kg
Sluttenergi	4,63	GWh/år	
Fremdriftsenergi	1,37	GWh/år	
WTW	5,26	GWh/år	
Samlet virkningsgrad	29	Prosent	

Energiforbruk for energikjede 2. Moderne forbrenningsmotor.

Vedlegg 3 Beregning av energiforbruk og virkningsgrad for energikjede 2. Moderne forbrenningsmotor

Hva	Verdi	Målenhet	Forklaring
WTT			
Dieselforbruk	214 902	l/år	
Sluttenergi	3 044 444	kWh/år	
Tapsmultiplikator	1,136	Tapsmultiplikator	SINTEF 2002-Norske forhold
Total input energi	3 458 488	kWh/år	
	3,46	GWh/år	
Virkningsgrad	0,88	prosent	
TTW			
Virkningsgrad motor	45	prosent	
Fremdriftsenergi	1,37	GWh/år	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Sluttenergi	3,04	GWh/år	
Dieselforbruk	255 836	kg/år	
Dieselforbruk	214 902	liter/år	
WTW	3,46	GWh/år	
Samlet virkningsgrad	40	prosent	

Energiforbruk ved energikjede 3. Hydrogen produsert ved dampreforming av naturgass.

For beregning av produksjon nyttet vi et gjennomsnitt av tre virkningsgrader.

Vedlegg 4 Beregning av energiforbruk og virkningsgrad for energikjede 3. Dampreforming av naturgass

Hva	Verdi	Målenhet	Forklaring
Fremdriftsenergi	1,37	GWh/år	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Virkningsgrad FC	52	prosent	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Sluttenergi	2,63	GWh/år	
Virkningsgrad 1	44	prosent	ProBase
Input energi	5,95	GWh/år	
Virkningsgrad 2	61	prosent	Holden, 2003
Input energi	4,31	GWh/år	
Virkningsgrad 3	66	prosent	NREL
Input energi	3,99	GWh/år	
Gjennomsnittlig virkningsgrad	57	prosent	
Total Input energi	4,61	GWh/år	
Virkningsgrad	38	prosent	

Energiforbruk ved energikjede 4. Hydrogen produsert ved elektrolyse av vann.

Vedlegg 5 Beregning av energiforbruk og virkningsgrad for energikjede 4. Strømmnett - hydrogen

Hva	Verdi	Enhet	Forklaring
Fremdriftsenergi	1,37	GWh/år	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Virkningsgrad FC	52	prosent	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Sluttenergi	2,63	GWh/år	
	2 634 615	kWh/år	
	9 484 615	MJ/år	1 kWh = 3,6 MJ
KG hydrogen pr år	79 038	kg/år	120 MJ/kg
	879 182	Nm ³ /år	0,0899 KG/Nm ³
Energiforbruk/Nm³	4,8	kWh/Nm ³	NEL hydrogen
Energibehov	4 220 074	kWh/år	
	1,21	tapsmultiplikator	Tapmultiplikator for norsk vannkraft
Total input energi	5,11	GWh/år	
Samlet virkningsgrad	27	prosent	

Energiforbruk ved energikjede 5. Hydrogen produsert ved elektrolyse av vann.

Vedlegg 6 Beregning av energiforbruk og virkningsgrad for energikjede 5. Vannkraft – hydrogen.

Hva	Verdi	Enhet	Forklaring
Fremdriftsenergi	1,37	GWh/år	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Virkningsgrad FC	52	prosent	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Sluttenergi	2,63	GWh/år	
	2 634 615	kWh/år	
	9 484 615	MJ/år	1 kWh = 3,6 MJ
Transport av H₂	1,1	tapsmultiplikator	FIKTIV Tapsmultiplikator
Produsert sluttenergi	2,92	GWh/år	
	2 924 423	kWh/år	
Produksjonsbehov	87 741	kg/år	33,33 kWh/kg
Produksjonsbehov	975 990	Nm ³ /år	0,0899 kg/Nm ³
Energiforbruk Elektrolyse	4 684 750	kWh/år	4,8 kWh/Nm ^{3t}
Total input av energi	4,68	GWh/år	
Samlet virkningsgrad	32	prosent	

For å beregne hvor mye kraft man kan hente ut av et vannkraftverk nyttes følgende formel:

$$P \text{ (kW)} = g \times \eta \times Q \times H \text{ (Boyle, 2012)}$$

Vedlegg 7 Forklaring av de ulike faktorer i ligningen man nytter for beregning av installert effekt et vannkraftverk

Gravitasjonskraft	g	9,81 m/s ²
Virkningsgraden til kraftverket	η	0,90% - 0,96%
Antall kubikkmeter vann per sekund	Q	0,055 m ³ /s
Fallhøyde	H	337 m

Vi vil her vise to utregninger. En med 90 prosent virkningsgrad for turbinen og en med 96 prosent virkningsgrad:

$$P \text{ (kW)} = 9,81 \times 0,90 \times 0,055 \times 337 = 163,65$$

$$P \text{ (kW)} = 9,81 \times 0,96 \times 0,055 \times 337 = 174,5$$

Vedlegg 8 Installert effekt (KW) ved ulike virkningsgrader (η) og fullasttimer

Fullasttimer	η_1	GWh			η_2	GWh		
		KW	prosent	prosent		KW	prosent	
8760	0,9	163,6	1,43	0,31	0,96	174,5	1,529	0,330
8000	0,9	163,6	1,30	0,28	0,96	174,5	1,396	0,302
7000	0,9	163,6	1,14	0,25	0,96	174,5	1,221	0,264
6000	0,9	163,6	0,98	0,21	0,96	174,5	1,047	0,226
5000	0,9	163,6	0,82	0,18	0,96	174,5	0,872	0,188
4000	0,9	163,6	0,65	0,14	0,96	174,5	0,698	0,151

Tabellen viser en oversikt over antall fullasttimer ved de to ulike virkningsgradene 0,9 og 0,96. Installert effekt for de to virkningsgradene er henholdsvis 163,6 KW og 174,5 KW. Prosentene angir hvor mye som produseres ved de ulike lasttimene sammenlignet med behovet på 4,63 GWh. Dette inkluderer tap ved transport (tapsmultiplikator på 1,1). Gjør oppmerksom på at denne tapsmultiplikatoren er en ren antagelse.

8.3 Beregninger for utslipp av CO₂-ekvivalenter for de ulike energikjedene

Disse beregningene tar utgangspunkt i energiforbruket ved de ulike energikjedene. Vi har beregnet utslippet for energikjede 1-5, men som følge av Norges krafthandel med Europa har vi valgt å dele energikjede 4 i to. 4.1 inneholder 100% europeisk kraftmiks, mens 4.2 inneholder 70% norsk vannkraft og 30 % norsk kraftmiks. Sluttbruk av hydrogen gir ikke utslipp av CO₂-ekvivalenter.

Energikjede 1. Eksisterende forbrenningsmotor

Vedlegg 9 Beregning for årlig utslipp av tonn CO₂-ekvivalenter for energikjede 1. Eksisterende forbrenningsmotor

Hva	Mengde	Enhet	
Sluttenergi	465 392	Liter diesel	
	16 653 587	MJ	35,78 MJ/liter
	16,6	TJ	
	193 181	KG CO ₂ - ekv	
WTT	193,1	Tonn CO ₂ - ekv	
1 Liter diesel	2 640	Gram CO ₂ -ekv	http://ecoscore.be/en/info/ecoscore/co2
	0,00264	Tonn CO ₂ -ekv	
TTW	1 228,6	Tonn CO ₂ -ekv	
WTW	1 421,8	Tonn CO ₂ -ekv	

Energikjede 2. Moderne forbrenningsmotor

Vedlegg 10 Beregning av årlig utslipp av tonn CO₂-ekvivalenter for energikjede 2. Moderne forbrenningsmotor

Hva	Mengde	Enhet	Forklaring
Sluttenergi	214 902	Liter diesel	
	7 990 053	MJ	35,78 MJ/liter
	7,69	TJ	
	89 204	kg CO ₂ - ekv	
WTT	89,2	Tonn CO ₂ - ekv	
1 Liter diesel	2 640	Gram CO ₂ -ekv	http://ecoscore.be/en/info/ecoscore/co2
	0,00264	Tonn CO ₂ -ekv	
TTW	567,3	Tonn CO ₂ -ekv	
WTW	656,5	Tonn CO ₂ -ekv	

Energikjede 3. Hydrogen fra dampreforming av naturgass

Vedlegg 11 Beregning av årlig utslipp av tonn CO₂-ekvivalenter for energikjede 3. Dampreforming av naturgass

Hva	Mengde	Enhet	Forklaring
Sluttenergi	2,63	GWh/år	
	2 634 615	kWh/år	
	9 484 614	MJ/år	1 kWh = 3,6 MJ
	486 655 544	Gram CO ₂ -ekv	
WTT	486	Tonn CO ₂ -ekv	
TTW	0	Tonn CO ₂ -ekv	
WTW	486	Tonn CO ₂ -ekv	

Energikjede 4.1 Hydrogen fra strømnnett. 100 prosent europeisk kraftmiks

Vedlegg 12 Beregning av årlig utslipp av tonn CO₂-ekvivalenter for energikjede 4.1.Strømnnett (europeisk strømmiks) – hydrogen

Hva	Mengde	Enhet	Forklaring
Total input energi	5,1	GWh/år	
	5 106 288	kWh/år	
	1 761 669 360	Gram CO ₂ -ekv per år	345 gram CO ₂
WTT	1 761	Tonn CO ₂ -ekv per år	
TTW	0	CO ₂ -ekv per år	
WTW	1 761	Tonn CO ₂ -ekv per år	

Energikjede 4.2 Hydrogen fra strømmnett. 70 prosent norsk vannkraft, 30 prosent norsk kraftmiks

Vedlegg 13 Beregning av årlig utslipp av tonn CO₂-ekvivalenter for energikjede 4.2. Strømmnett (30 % vannkraft, 70% norsk strømmiks) – hydrogen

Hva	Mengde	Enhet	Forklaring
Total input av energi	5,10	GWh/år	
	5 106 288	kWh/år	
Vannkraft 70%	36 816 336	Gram CO ₂ -ekv	10,3 g CO ₂ -ekv/kWh
Norsk Kraftmiks 30%	26 808 012	Gram CO ₂ -ekv	17,5 g CO ₂ -ekv/kWh
	63 624 348	Gram CO ₂ -ekv	
WTT	63,62	Tonn CO ₂ -ekv	
TTW	0	Tonn CO ₂ -ekv	
WTW	63,62	Tonn CO ₂ -ekv	

Energikjede 5. Hydrogen fra norsk vannkraft.

Vedlegg 14 Beregning av årlig utslipp av tonn CO₂-ekvivalenter for energikjede 5.Vannkraft - hydrogen

Hva	Mengde	Enhet	Forklaring
Total input av energi	4,68	GWh/år	
	4 684 750	kWh/år	
	48 252 926	Gram CO ₂ -ekv	10,3 g CO ₂ -ekv/kWh
WTT	48,2	Tonn CO ₂ -ekv	
TTW	0	CO ₂ -ekv	
WTW	48,2	CO ₂ -ekv	

8.4 Diverse beregninger

Vedlegg 15 Beregning av samlet energiforbruk, virkningsgrad og utslipp av tonn CO₂-ekvivalenet for elektrisk fremdrift

Hva	Mengde	Enhet	Forklaring
Fremdriftsenergi	1,37	GWh/år	Personlig meddelelse fra prosjektleder
Virkningsgrad el-motor	90	Prosent	
Sluttenergi	1,5222	GWh/år	
Tapsmultiplikator	1,21		
Inputenergi	1,841	GWh/år	
Samlet virkningsgrad	74	Prosent	
Samlet utslipp av CO₂-ekvivalenter	18,97	Tonn CO ₂ -ekvivalenter	10,3 gram CO ₂ -ekvivalenter per kWh

I denne tabellen beregner vi økonomisk støtte fra NOx-fondet som følger av reduserte utslipp av NOx. I rapport *batteri/brenselcelle hurtigbåt* (endnote), har vi hentet verdier for NOx innhold per kilo diesel

Vedlegg 16 Beregning av støtte for NOx-reduksjon

Hva	Mengde	Enhet	Forklaring
Dieselforbruk	811 000	kg	Totalt drivstofforbruk for Trondheimsfjord.
NOx	28385	kg	
Forholdstall	0,035	Kg NOx / kg diesel	
Dieselforbruk	465 392	liter	M/S Sylvarnes
Vekt diesel	0,84	kg	
Dieselforbruk i kg	390 929	Kg/år	
NOx - utslipp	13 682	Kg/år	
Støtte pr KG NOx reduksjon	500	NOK	
Samlet støtte	6 841 262	NOK	

