



Handelshøyskolen BI - campus Bergen

BTH 36201

Bacheloroppgave - Økonomi og administrasjon

Bacheloroppgave

Maritime fremdriftssystemer

Navn: Ida Elisabeth Uberg Gaasland

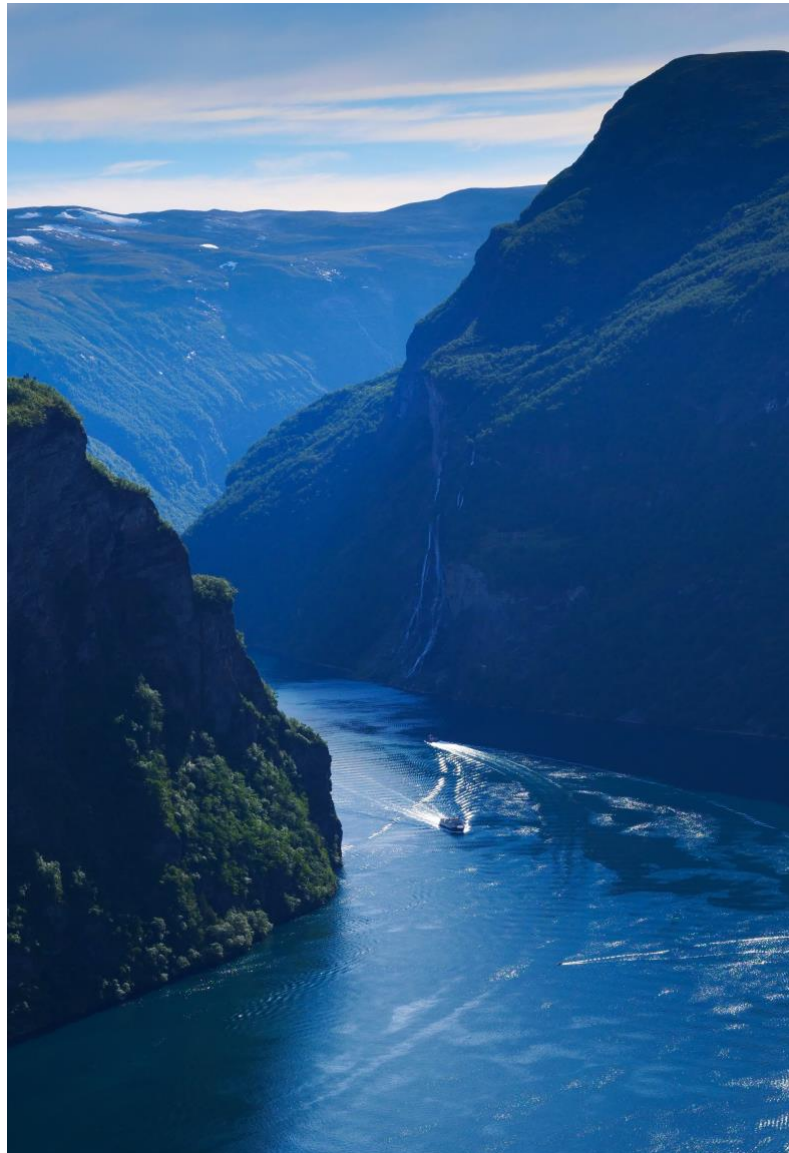
Utlevering: 11.01.2021 09.00

Innlevering: 02.06.2021 13.00

Bacheloroppgave våren 2021

Maritime fremdriftssystemer

Generell bacheloroppgave ved Handelshøyskolen BI



Denne oppgaven er gjennomført som en del av studiet ved Handelshøyskolen BI. Dette innebærer ikke at Handelshøyskolen BI går god for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet, eller de konklusjoner som er trukket.

Forord

Som økonomistudent med en sterk interesse for bærekraft, finans og teknologi ønsket jeg å tilegne meg mer kunnskap ved å kombinere disse emnene i bacheloroppgaven. Etter å ha hatt et internship hos ferge- og hurtigbåtkonsernet Norled, som til sensommeren lanserer verdens første hydrogenferge, samt skrevet en strategianalyse for den maritime batteriprodusenten Corvus Energy i faget Strategi, ønsket jeg å undersøke mer om bærekraft og kostnader i passasjerskipsegmentet.

Passasjerskipsegmentet har store miljøutfordringer, særlig på lengre distanser. Likevel kan en løsning på utfordringene i dette segmentet åpne nye dører for lav- og nullutslipp på større skip og, etter hvert, kanskje på interkontinentale reiser. Det er stadig teknologiske nyvinninger innenfor feltet, og en kan vente seg en spennende utvikling allerede de neste ti årene.

Selv om jeg allerede hadde satt meg godt inn de nye teknologiene og bransjen, har det vært utfordrende å utarbeide en besvarelse om et såpass nytt emne, og jeg har måtte tilegnet meg mye ny kunnskap utenfor økonomisfæren. Det har likevel vært utrolig lærerikt og jeg ser frem til å fortsette å fordype meg i de finansielle aspektene ved ny energiteknologi på masternivå.

Jeg vil rette en stor takk til min veileder Hans-Martin Straume for svært god oppfølging og veiledning.

Sammendrag

Ferge- og hurtigbåtsegmentet har det største utslippsreduksjonspotensialet innen skipssegmentene (KLD, 2020, s. 135), og i 2020 kom regjeringen med et krav om at alle nye fergeanbud skal forutsette lav- eller nullutslipp fra 2023. For hurtigbåtene skal kravet gjelde fra 2025 (Norum & Molde 2020). Sjøfartens utslipp skal ifølge regjeringens ambisjoner også halveres innen 2030, og den nasjonale karbonsatsen på drivstoff skal økes 5 % årlig. Hurtigbåtsegmentets egenart gjør det vanskeligere å gå over til lav- og nullutslippsteknologier sammenlignet med fergesegmentet.

Det overordnede spørsmålet som søkes besvart i denne oppgaven, vil handle om hvilke fremdriftssystemer som er best egnet med hensyn til utslipp og kostnader som erstatning for dagens fossile energi. Den overordnede problemstillingen lar seg sammenfatte i følgende to forskningsspørsmål:

(1) Hvilke av fremdriftssystemene marin gassolje, batteri og hydrogen har lavest utslipp, og (2) hvilke av de nyere alternativene gir lavest kostnader sett i forhold til det konvensjonelle?

Problemstillingen undersøkes ved hjelp av en livssyklusanalyse av utslippene og en investeringsanalyse av kostnadene. I tillegg utarbeides en scenarioanalyse for å undersøke risikoaspektet.

Resultatene viser at fremdriftssystemet med flytende hydrogen har lavest utslipp, men også høyest kostnader. Batterisystemet har også lave utslipp, og er i motsetning til systemer med marin gassolje mer lønnsomt allerede i dag. Det som peker seg fram som en av de største utfordringene med batterisystem er begrensningene på rekkevidden. Det fins dermed ikke noen ideelle alternative nullutslippsløsninger på lengre strekninger i dag, kun på korte. Dermed gjenstår det fremdeles teknologisk utvikling for at nullutslipp skal bli konkurransedyktig.

Innholdsfortegnelse

Forord	2
Sammendrag	3
1.0 Innledning	5
1.1 Problemstilling	6
1.2 Utredningsprosess	7
3.0 Forskningsspørsmål 1.....	8
3.1 Bakgrunn: fremdriftssystemene	8
3.1.1 Marin gassolje.....	8
3.1.2 Litium-ion batterier.....	8
3.1.3 Hydrogen	9
3.2 Metode: livsløpsanalyse.....	9
3.3 Utslippsanalyse.....	11
3.3.1 Målsetningsfasen	11
3.3.2 Innsamlingsfasen: utslipp	12
3.3.3 Effektvurderingsfasen.....	16
3.3.4 Tolkningsfasen.....	18
4.0. Forskningsspørsmål 2.....	21
4.1 Bakgrunn.....	21
4.1.1 Oljemarkedet.....	21
4.1.2 Kraftmarkedet	23
4.1.3 Hydrogenmarkedet	24
4.2 Metode	25
4.2.1 Investeringsanalyse.....	25
4.2.2 Scenarioanalyse	27
4.2.3 Metode for energiomregning	27
4.3 Datainnsamling.....	29
4.4.1 Investerings- og driftskostnader	29
4.4.2 Hovedmodell: basisscenario	31
4.4.3 Scenarioanalyse	33
4.4 Analyse.....	33
4.4.1 Investeringsanalyse: Hovedmodell	33
4.4.2 Scenarioanalyse	37
4.4.3 Drøfting.....	38
4.4.4 Begrensninger og forbehold ved besvarelsen	40
5.0 Konklusjon	41
Referanseliste	42

1.0 Innledning

Den generelle bakgrunnen for problemstillingen i denne oppgaven er Paris-avtalens krav om at alle land må gjøre en formidabel innsats for å redusere klimagassutslippene slik at den globale oppvarmingen ikke skal overstige to grader. Norge forpliktet seg til å kutte minst 40 % av sine klimagassutslipp innen 2030 sammenlignet med 1990-nivåer, og har i etterkant høynet målsetningen til en reduksjon på 50 % (Miljødirektoratet, 2020)

Sjøfarten spiller en nøkkelrolle i denne sammenhengen. FNs Sjøfartsorganisasjon (IMO) satte i 2018 et mål om at klimagassene fra internasjonal skipsfart skal halveres innen 2050 sammenlignet med 2008-nivåer (IMO, 2018). I tillegg inneholder IMO-avtalen krav om at de enkelte skipene må bruke energi på en mer effektiv måte. Total transporteffektivitet for hele sektoren må, ifølge IMO, forbedres med minst 40 % innen 2030 (KLD, 2019, s. 5).

I Norge er sjøfartssektoren som har nest størst potensial for utslippsreduksjon etter veitransportsektoren (Miljødirektoratet, 2020). Utslippspotensialet til sjøtransport, er ifølge Miljødirektoratet (2020) på 7,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (CO₂e) innen 2030. Sjøtransport er også den mest energieffektive transportformen, og regjeringens ambisjon er å overføre større deler av transporten fra vei til sjø.

Sjøfarten kategoriseres som ikke-kvotepliktig sektor, noe som innebærer at den ikke er omfattet av EUs karbonkvotesystem. Innenriks skipsfart omfattes derimot av de nasjonale karbonavgiftene gjennom CO₂-avgiften på drivstoff. Disse avgiftene skal i henhold til regjeringen økes med 5 % årlig fra dagens nivå. I Granavold-plattformen har regjeringen varslet at Norges ikke-kvotepliktige utslipp skal reduseres med 50 % innen 2030 sammenlignet med 2005-nivåer (KLD, 2019)

Innenfor den norske sjøtransporten står ferge- og hurtigbåtsektoren for 21,4 % av totale innenriks utslipp fra skip og har det største potensialet for reduksjon av utslipp (Miljødirektoratet, 2020, s. 135). Sammenliknet med fly er utslippene av CO₂ for en hurtigbåtpassasjer fire ganger større per kilometer (Münchow, 2020). I 2020 formulerte regjeringen et krav om at alle nye fergeanbud skal være basert på lav- eller nullutslipp fra 2023. For hurtigbåtene skal kravet gjelde fra 2025 (Norum

& Molde, 2020). Fylkespolitikere i Vestland fylke vedtok i 2019 at alle hurtigbåtene i fylket skulle bli utslippsfrie innen 2024. Senere har de imidlertid utsatt kravet om nullutslipp til 2028 (Münchow, 2020).

I denne oppgaven vil det norske hurtigbåtsegmentet være av særlig interesse. Det fins i dag 75 hurtigbåt-ruter i Norge som drives av 18 forskjellige rederier. Rederiene disponerer omkring 100 hurtigbåter (PWC, 2019, s. 19). Hurtigbåter er et transportsegment med høyt utslipp per passasjerkilometer, og beregninger fra NOx-fondet viser at hurtigbåtene bruker 86 000 tonn diesel årlig (Stensvold, 2017). Dette forbruket av diesel, som stammer fra bare 100 skip, tilsvarer cirka 1 % av landets samlede forbruk av petroleumsprodukter (BT, 2018).

Hovedårsaken til at det er blitt stilt miljøkrav i anbud til nettopp ferge- og hurtigbåtsegmentet, er at elektrifisering av skip er særlig godt egnet for fartøy som opererer i faste og korte ruter med mulighet for hyppig lading ved havn. I 2017 fantes det allerede 16 skip med batterier innenriks (KLD, 2019 s. 4). En rapport fra PWC anslår at 50% av norske fergesamband vil være elektrifisert i 2030 (PWC 2019, s. 19).

Hurtigbåter har høyere hastighet og går over lengre distanser enn ferger, og er dermed vanskeligere å elektrifisere. Da farten er høyere er også vekten kritisk (PWC 2019, s. 19). Dette forklarer hvorfor vi foreløpig ikke har sett samme overgang til lav- og nullutslippsløsninger innenfor hurtigbåttrafikken som vi har gjort med fergene.

Samtidig er det igangsatt flere prosjekter for utvikling av hurtigbåter med batteri og hydrogen som kan få betydning fremover. Hydrogen sees på som et mer gunstig alternativ på grunn av høyere energiinnhold per vektenhet (PWC, 2019, s. 19) som gjør at en kan reise samme distanse og bunkre like sjeldent som ved konvensjonell diesel. Fordelen er at det eneste utslippet ved forbruk av hydrogen er vanndamp.

1.1 Problemstilling

Som det går frem av redegjørelsen ovenfor, vil klimagassutslipp både globalt og nasjonalt måtte reduseres for å begrense global oppvarming. I denne besvarelsen

vil fokuset være på en bestemt type klimautslipp, nemlig de som kommer fra det norske hurtigbåtsegmentet. Utslippene i segmentet er store, og sektorens egenart gjør det vanskelig å finne gode og bærekraftige løsninger. Sektoren må likevel håndtere et krav om 50 % utslippskutt, økende karbonavgifter og krav om lav- eller nullutslipp i 2025.

Utfordringen vil bestå i å redusere mest mulig utslipp til lavest mulige kostnad. Det overordnede spørsmålet som søkes besvart i denne oppgaven er hvilke fremdriftssystemer som er best egnet med hensyn til utslipp og kostnader som erstatning for dagens fossile energi.

For å besvare dette spørsmålet vil tre ulike fremdriftssystemer for en tenkt hurtigbåt sammenlignes: et fremdriftssystem med marin gassolje, et med litium-ion batterier og et med flytende grønt hydrogen. Fremdriftssystemene vil sammenlignes med henblikk på to aspekter:

- (a) utslipp gjennom hele livsløpet
- (b) investerings- og driftskostnader

Den overordnede problemstillingen lar seg dermed sammenfatte i følgende to forskningsspørsmål:

(1) Hvilke av fremdriftssystemene marin gassolje, batteri og hydrogen har lavest utslipp, og (2) hvilke av de nyere alternativene gir lavest kostnader sett i forhold til det konvensjonelle?

1.2 Utredningsprosess

Innhenting av informasjon for å besvare forskningsspørsmål 1 og 2 har foregått gjennom følgende utredningsprosess: forberedelse, datainnsamling, analyse og tolkning. Forberedelsesfasen har bestått i en grundig gjennomgang av en rekke relevante rapporter fra eksempelvis Miljødirektoratet, Sintef, Maritime Cleantech, Norges Bank, etc. Datainnsamlingen består eksklusivt av sekundærdata, som vil si allerede innsamlet og bearbeidet data. En utfordring med datainnsamlingen har vært at teknologien som besvarelsen omfatter er i stadig utvikling, og at rapporter fra tidligere enn 2018 ofte kan inneholde utdatert informasjon.

3.0 Forskningsspørsmål 1

For å besvare forskningsspørsmål 1 vil de tre fremdriftssystemene først presenteres. Videre vil utslippene fra hvert av systemene vil deretter bli beregnet ved hjelp av metoden for livsløpsanalyser.

3.1 Bakgrunn: fremdriftssystemene

3.1.1 Marin gassolje

Marin gassolje (MGO) er en type diesel og er det dominerende marine drivstoffet i salg i Norge i dag. MGO benyttes blant annet av ferger, hurtigbåter og en rekke andre fartøy. Drivstoffet er tilgjengelig langs hele kysten og overholder kravet til maksimalt innhold av svovel ($< 0,10\%$) (Miljødirektoratet, 2018, s. 5). MGO inneholder mer CO₂ enn Heavy Fuel Oil (HFO), men betydelig lavere nivåer av de mer skadelige klimagassene svoveldioksid (SO_x) og Nitrogendioksid (NO_x). Forbrenningen av MGO fører til miljøpåvirkninger både lokalt og globalt. Lokale påvirkninger kan være SO_x og NO_x utslipp i vann og luft, mens globale påvirkninger er økte CO₂-utslipp. Sammenlignet med andre typer petroleum er MGO en lettere oljetype som er tyntflytende og vil derfor fordampe og blandes ut i vannmassene raskt ved en lekkasje. Giftigheten for marine organismer kan imidlertid være høy (KLD, 2014).

3.1.2 Litium-ion batterier

Litium-ion batterier har de senere årene fått økende utbredelse da de har høy energitetthet, gode lagringsegenskaper og gode belastningsegenskaper også ved lave temperaturer (Gunvaldsen, et al. 2019). Batterier regnes som et nullutslipp-alternativ ved bruk av norsk strømmiks. Dersom batterier skal kunne brukes på ferger og hurtigbåter, må det være bygget ut systemer for landstrøm slik at skipet kan lade batteriene mellom hver overfart. Som tidligere nevnt egner ferger seg godt for elektrifisering da de har korte overfarter, faste anløp og kan lades i hver ende ved avkjøring og ombordkjøring. Et høyt antall ferger er av denne grunn blitt elektrifisert i løpet av de siste årene. Likevel er det betydelige utfordringer ved batteribruk på lengre distanser der man ikke har muligheter for hyppige ladestopp, noe som gjør at elektrifisering kan være begrensende for hurtigbåter som både kjører lengre strekninger og holder høyere fart.

3.1.3 Hydrogen

Hydrogengass kan oppbevares i gassform (H_2) og i flytende form (LH_2 , Liquid Hydrogen), der begge metodene har sine fordeler og ulemper. Ulempen med gassform er at hydrogengassen er relativt utfordrende å komprimere, da tankene inneholder lite gass i forhold til tankens egenvekt. Dette betyr enten mange og svært plasskrevende tanker eller få tanker med dårligere rekkevidde (Eggen, 2008). Den flytende lagringsformen har mange fordeler, blant annet lav egenvekt og stort volum i tankene. Hydrogen i flytende form egner seg følgelig bedre for skip ettersom disse trenger mer energi enn for eksempel personbiler. Utfordringen er at hydrogen går over i flytende form først ved -253 grader celsius. Denne prosessen krever mye energi og avanserte tanker (Eggen 2008).

For at hydrogen skal kunne anses å være en lav-og nullutslippsenergibærer gjennom hele verdikjeden, er det en forutsetning at det produseres nærmest utslippsfritt. I denne oppgaven vil det tas utgangspunkt i flytende grønt hydrogen, det vil si, hydrogen produsert ved elektrolyse. For at denne produksjonsformen skal anses som miljøvennlig, må den være produsert med fornybar energi. Produksjon med norsk strømmiks regnes for å være grønn nok til at hydrogenet kan klassifiseres som miljøvennlig, ettersom norsk strømmiks har en fornybarandel på 96 %.

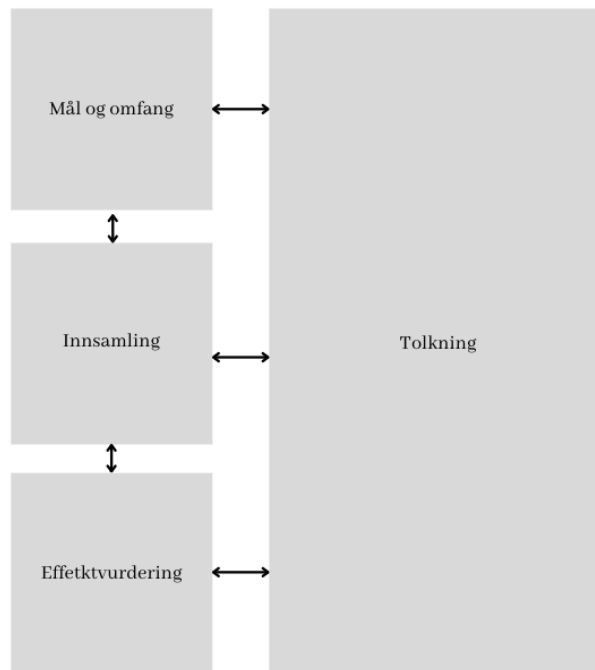
3.2 Metode: livsløpsanalyse

Metoden som vil bli brukt til å undersøke miljøpåvirkningen til de tre ulike fremdriftssystemene er den såkalte livsløpsanalysen (Life Cycle Assessment – LCA). Metoden er internasjonalt standardisert gjennom ISO 14001, og inkluderer en systematisk gjennomgang av alle prosesser som suksessivt følger fra utvinning til avhending som avfall, inkludert all transport (Nibio, 2019). Formålet med livsløpsanalyser av teknologier er å gjøre det mulig å ta en velbegrunnet beslutning om hvilket alternativ som totalt sett gir minst mulig miljøbelastning når ulike løsninger sammenlignes (Nestaas & Grønmo, 2020). Miljøpåvirkningene summeres opp og oppgis per enhet produkt eller tjeneste – en såkalt funksjonell enhet (Nibio, 2019).

En livsløpsanalyse består av fire faser:

1) Målsettings- og omfangsfase

- 2) Innsamlings/oversiktsfase
- 3) Effektvurderingsfase
- 4) Tolkingsfase



Figur 1: Illustrasjon av metode for livsløpsanalyse tilvirket av forfatteren

I målsettings- og omfangsfasen skal målet med analysen og begrensningene av omfanget settes. I innsamlingsfasen skal datamaterialet samles inn, og inn- og utstrømmer beregnes i verdikjedene. I effektvurderingsfasen vil betydningen av miljøeffektene evalueres, og i tolkningsfasen vil resultatene fra de tidligere fasene diskuteres og tolkes (Olaussen et al., 2008).

Selv om det er fire faser i en livssyklusanalyse, så kjennetegnes prosessen i praksis ved at man må bevege seg frem og tilbake mellom de ulike fasene. En vil for eksempel ofte måtte gå tilbake for å endre visse forutsetninger eller omfangsbegrensinger etter hvert som dataene samles inn. En av ulempene ved metoden er at innhenting av primærdata er svært ressurs- og tidkrevende. Det er dermed vanlig praksis å benytte seg av data fra tidligere studier (MIT, 2006, s. 11).

3.3 Utslippsanalyse

3.3.1 Målsetningsfasen

Målet med livsløpsanalysen er å besvare forskningsspørsmål 1 ved å sammenligne utslippene fra tre ulike fremdriftssystemer. Ettersom egne beregninger av utslipp ikke er mulig innenfor rammene av denne oppgaven, vil utslippsanalysen hente datamaterialet fra en rapport fra Maritime Cleantech (MCE) (Ellingsen, 2020). For å kunne ta i bruk resultatene fra utslippsberegningene i MCE-rapporten, er det nødvendig å ha like forutsetninger. I MCE-rapporten tas det utgangspunkt i en fiktiv hurtigbåt av karbonfiber som går 150 nautiske mil (nm) langs ruten Bergen – Selje tur retur én gang per dag i 10 år. Turen tar 4,5 timer hver vei, og har et to-timers opphold i Selje.

En kritikk av MCE-rapporten, som rapporten selv kommenterer, er at den legger til grunn at batteriene har kapasitet og rekkevidde til å være i bruk i de 150 nautiske milene i strekk uten å stoppe for lading. En slik forutsetning fordrer batterier av en urealistisk størrelse og vekt, noe som vil føre til en reduksjon i passasjerkapasiteten. For marin gassolje og flytende hydrogen, derimot, vil ikke distansen være noe problem. For å gjøre både utslippsanalysen og investeringsanalysen mest mulig realistisk har jeg valgt å sette distansen lik en fjerdedel av MCEs forutsetning, altså 37,5 nm, der overfarten én vei vil tilsvare ca. 1 time og 10 minutter. Dette betyr også at jeg må sette enkelte utslippsberegninger til en fjerdedel av hva MCE-rapporten anslår.

En slik omregning er uproblematisk ettersom det ved beregning av resultatene i MCE-rapporten ble forutsatt at effektiviteten til hvert enkelt system holdt seg konstant gjennom hele levetiden uavhengig av forhold som fart, motstand og mulig slitasje (Ellingsen, 2020).

Fartøy	Hurtigbåt
Distanse (nm)	37,5
Overfart (min.)	70
Antall overfarter daglig	2 (tur-retur)

Tabell 1: Oppsummering av besvarelsens fiktive skips rute.

Utslippene kategoriseres i tre ulike segmenter likt som i MCE-rapporten. Disse segmentene er:

- 1) Fremdriftssystemutslipp. Inkluderer utslipp fra blant annet produksjon av komponenter som motorer og tanker.
- 2) Energiutslipp. Inkluderer utslipp fra hele verdikjeden for produksjon av energitypen i tillegg til forbruk.
- 3) Avhendingsutslipp. Inkluderer utslipp som forårsakes ved utfasing av systemene ved endt levetid.

Nøyaktig hvilke komponenter hvert segment inneholder vil avhenge av hvilket fremdriftssystem det er snakk om. Utslipp ved produksjon av skroget på skipet er ikke tatt hensyn til, ettersom omfanget i denne oppgaven bare er fremdriftssystemet og energien benyttet i gitt system.

Dataene vil presenteres og sammenlignes i CO₂-ekvivalenter per tonn. Dette vil bli nærmere utdypet i effektvurderingsfasen (delkapittel 3.3.3). Den funksjonelle enheten vil være CO₂-utslipp per kilowattime (kWh) gjennom hele levetiden, som her er satt til å være 10 år for hvert fremdriftssystem. Det er også forutsatt lik passasjerkapasitet uavhengig av fremdriftssystem for den fiktive hurtigbåten. Passasjerkapasiteten kan antas å være mellom 250 – 300 stk (Ellingsen, 2020).

3.3.2 Innsamlingsfasen: utslipp

Marin Gassolje

Fremdriftssystemutslippene defineres som utslipp ved produksjonen av forbrenningsmotoren og av produksjon av komposittanker. De totale fremdriftssystemutslippene utgjør 37 tonn CO_{2e} ifølge Ellingsens (2020) estimater. Disse trenger ikke justeres for den kortere distansen det tas utgangspunkt i, da de er uavhengig av distansen reist.

Energiutslipp defineres som utslippene i hele verdikjeden ved produksjonen og bruk av energikilden MGO, altså ved utvinning av råoljen, raffinering, transport, distribusjon og forbrenning. Disse utslippene utgjør 53 012 tonn CO_{2e} for MCEs estimater, men i denne utredningen vil 53 012 måtte ganges med 0,25 for å justere

for en kortere distanse. Resultatet vil da være 13 235 tonn CO₂e over en tiårsperiode. 99 % av disse utslippene stammer fra selve forbrenningen og ikke fra utvinningen og raffinering av petroleumsproduktet.

Sluttfaseutslipp defineres som utslipp ved avhending av motor og komposittanker, og utgjør 8,7 tonn CO₂e. Dette tallet representerer i likhet med fremdriftssystemutslippene også et engangsutslipp ved avhending etter ti års bruk, og er ikke «løpende» utslipp som i energiutslippene. Det er ikke tatt hensyn til muligheten for å gjenvinne komponenter i fremdriftssystemet.

Utslippsfaser	Fremdriftssystemutslipp	Energiutslipp	Sluttfaseutslipp
Komponenter	Utslipp ved: - Produksjon av motor - Produksjon av komposittanker	Utslipp ved: - utvinning - raffinering - distribusjon - transport - ved forbrenning	Utslipp ved: avhending av: - Motor - Komposittanker
Tonn CO₂e	37	13 235	8,7

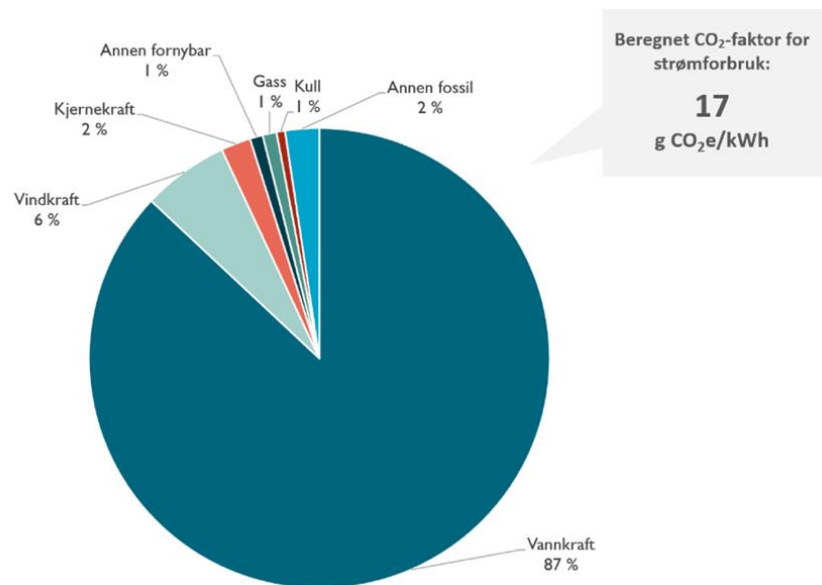
Tabell 2: Oppsummering av utslipp ved det forbrenningsbaserte fremdriftssystemet med MGO.

Litium-ion Batteri

Selv om batterier regnes som lavutslipp i bruk, særlig ved en norsk strømmiks, blir problematikken rundt utslipp ved utvinning av råmaterialer eller ved avhending ved endt levetid ofte tatt opp i samfunnsdebatten.

Fremdriftssystemutslippene utgjør 8 346 tonn CO₂e, og stammer hovedsakelig fra produksjonen av batteriene, den elektriske motoren og av en inverter/vekselretter. Produksjonen av batteriene utgjør majoriteten av utslippene i denne fasen (55 %). Utslippsberegningene forutsetter at man har et batteri plassert på land i tillegg til batteriet plassert på skipet for raskere lading, men utslippene ved produksjonen av batteriet på land er ikke tatt med i beregningene (Ellingsen, 2020). For å justere for den kortere distansen må fremdriftssystemutslippene ganges med 0,25. Det er hovedsakelig kun en endring i batterikraften som må justeres for, men for enkelhets skyld justeres hele summen på 8 346, og blir lik 2 086,5.

Energiutslippene vil bare omfatte produksjonen og forbruket av strøm, noe som over de ti årene utgjør 2 632 tonn CO_{2e}. Justert for den kortere distansen blir dette 658 tonn CO_{2e}. Dette tallet er beregnet med utgangspunkt i norsk strømmiks som i 2018 lå på rundt 21 gram CO_{2e}/kWh. Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE, 2018) tar i sine beregninger hensyn til at vi utveksler strøm med våre naboland. For året etter, altså 2019, viste Klimadeklarasjonen av NVE at Norges strømmiks har en CO₂-faktor på 17 gram CO_{2e}/kWh (NVE, 2019).



Figur 2: CO₂-faktor for strømforbruk (NVE, 2019).

De totale utslippene fra dette fremdriftssystemet vil dermed avhenge av utslippene fra strømproduksjonen, noe som varierer fra land til land. I Norge har vi som kjent svært lave utslipp (17 gram CO_{2e}/kWh) da vannkraft utgjør majoritetsbidraget (87 %), mens utslippene i EU-regionen lå på 256 gram CO_{2e}/kWh og på 442 gram CO_{2e}/kWh globalt i 2019 (NVE, 2018).

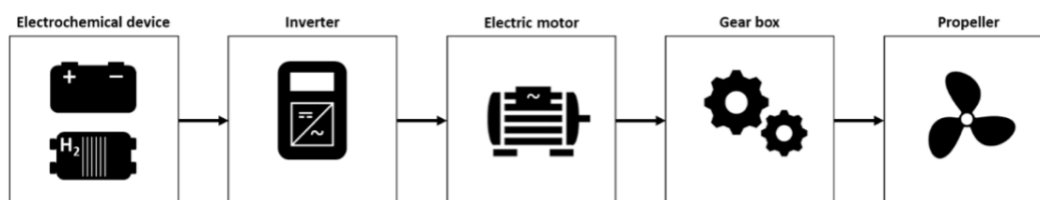
Slutfaseutslippene vil inkludere avhendingen av batteriet, den elektriske motoren og vekselretteren og er beregnet til 503 tonn CO_{2e}. Justert for den kortere distansen blir det 125,75 tonn CO_{2e}. Årsaken til de høye utslippene ved avhending ligger i kompleksiteten til batteriene og innholdet av forurensende kjemikalier. For større batterier er det i mange tilfeller mulig å anvende dem til mindre energikrevende formål som reservegeneratorer. Det er ikke tatt hensyn til alternative anvendelser for batteriene etter endt levetid i denne oppgaven

Utslippsfaser	Fremdriftssystemutslipp	Energiutslipp	Slutfaseutslipp
Komponenter	Utslipp fra produksjonen av: - Batteri x 2 - Elektrisk motor - Inverter	Utslipp ved produksjon og bruk av: - strøm, norsk miks.	Utslipp ved avhending av: - Batteri - Elektrisk motor - Inverter
Tonn CO₂e	2 086,5	658	125,75

Tabell 3: Oppsummering av utslipp ved det elektriske fremdriftssystemet med litium-ion batterier

Flytende hydrogen (LH₂)

Slik som ved bruk av batterier, anvendes det også et elektrisk fremdriftssystem for bruk av hydrogen. I et elektrisk fremdriftssystem vil hydrogenet bli tilført fra brenselcellen via en vekselretter som omformer energien fra likestrøm til vekselstrøm. Den elektriske motoren omformer så strømmen til mekanisk energi som gjennom girkassen virker på propellene (Ellingsen, 2020).



Figur 3: Hendelsesforløp ved elektriske system (Ellingsen, 2020).

Brukt i skip vil hydrogenet altså ha tilnærmet samme forløp som ved bruk av batterier. Det som er spesifikt for fremdriftssystemutslippene for hydrogen, er utslippene ved produksjonen av kryogentanker, en PEM brenselcelle og et lite batteri (rundt 100 kWh) som vil sørge for en jevn belastning. I tillegg vil dette systemet inkludere utslippene fra produksjonen av den elektriske motoren og en vekselretter. Utslippene utgjør til sammen 256 tonn CO₂e (Ellingsen, 2020). Utslippene trenger ikke justeres da de er uavhengige av distanse reist.

Energiutslippene omfatter utslipp ved produksjon av grønt hydrogen, utslippene fra norsk strømmiks, utslipp ved nedkjøling, distribusjon og transport. Det er som kjent

ingen utslipp av hydrogen ved forbrenning, kun vanndamp. Energiutslippene er totalt på 5 350 tonn CO₂e over de ti årene (Ellingsen, 2020). Disse utslippene må imidlertid justeres for distanse, og blir da 1337,5 tonn.



Figur 4: Produksjon av grønt hydrogen (Miljødirektoratet 2018).

Slutfaseutslippene omfatter utslipp ved avhending av batteriet, den elektriske motoren, vekselretteren, kryogentankene og PEM brenselcellen. Disse utgjør totalt 18,1 tonn CO₂e og trenger ikke justeres i sammenheng med den reduserte distansen.

Utslipps- faser	Fremdriftssystemutslipp	Energiutslipp	Slutfaseutslipp
	Utslipp fra produksjonen av:	Utslipp ved produksjon av grønt hydrogen:	Utslipp ved avhending av:
	- Mindre Batteri	- Elektrolyse	- Batteri
	- Elektrisk motor	- Norsk strømmiks	- Elektrisk motor
	- Inverter	- Nedkjøling	- Inverter
	- Kryogentanker	(liquefaction)	- Kryogenisk tank
	- PEM Brenselcelle	- Transport	- PEM
		distribusjon	Brenselcelle
Tonn CO₂e	256	1337,5	18,1

Tabell 4: Oppsummering av utslipp ved det elektriske fremdriftssystemet med LH₂.

3.3.3 Effektvurderingsfasen

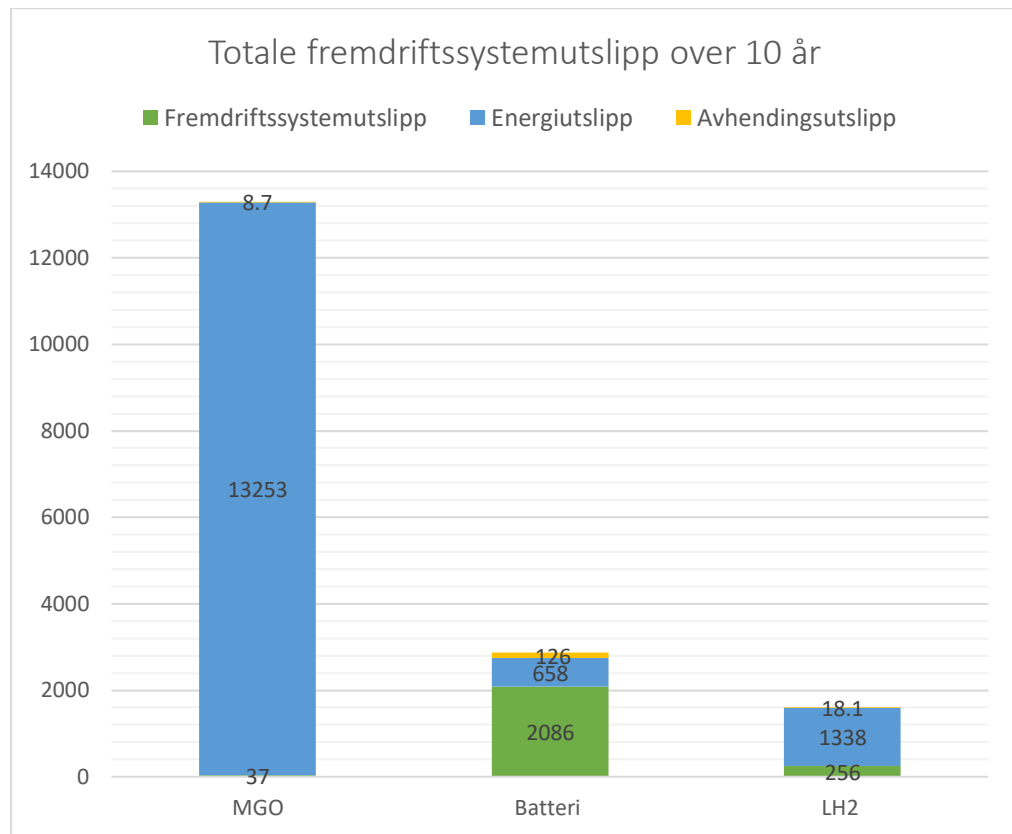
Ved produksjon og bruk av ulike fremdriftssystemer vil det slippes ut ulike klimagasser, noen mer skadelige enn andre. Klimagasser som indirekte NO_x og direkte SO_x har for eksempel en mye sterkere oppvarmingseffekt enn CO₂. Det er derfor vanlig å vekte de ulike klimagassene i henhold til sitt globale oppvarmingspotensial. Dataene i denne oppgaven presenteres som tidligere nevnt i CO₂-ekvivalenter. Enheten vektet utslipp av forskjellige klimagasser til den

globale oppvarmingseffekten som utslipp av 1 tonn CO₂ vil ha i løpet av 100 år. Da all data oppgis i CO₂-ekvivalenter vil det ikke være nødvendig å evaluere miljøeffektene ytterligere.

I tabellen under oppsummeres de totale utslippene fra alle de tre fremdriftssystemene og viser utslipp fordelt på fremdriftssystemutslipp, energiutslipp og avhendingsutslipp i tonn CO_{2e} over ti år med en distanse på 37,5 nm med to reiser (tur-retur) daglig. Tallene er presentert i et stolpediagram for en tydeligere grafisk fremstilling. Fremdriftssystemutslipp er presentert i grønn, energiutslipp i blått og avhendingsutslipp i gul. X-aksen viser tonn CO_{2e} og y-aksen viser de ulike utslippsfasene.

Utslipp	Fremdriftssystem	Energiutslipp	Avhending	SUM
Enhet	Tonn CO _{2e}	Tonn CO _{2e}	Tonn CO _{2e}	Tonn CO _{2e}
Forbrenningssystem MGO	37	13 235	8,7	13 280,7
Elektrisk system Batteri	2 086,5	658	125,75	2 870,25
Elektrisk system LH₂	256	1 337,5	18,1	1 611,6

Tabell 5: Oppsummering av utslipp for alle fremdriftssystemene.



Figur 5: Totale fremdriftssystemutslipp over 10 år (Excel-fane 11).

3.3.4 Tolkningsfasen

Tolkning og drøfting av resultatene

Forbrenningssystemet med MGO domineres av energiutslippene, som utgjør 99,9 % av de totale utslippene. Det er ikke utvinningen, men forbrenningen av drivstoffet som fører til dette. Både utvinningen av råoljen, produksjonen av motorer og tanker er svært lite ressurskrevende på grunn av de veletablerte skalafordelene og læringseffektene som har blitt oppnådd over flere tiår.

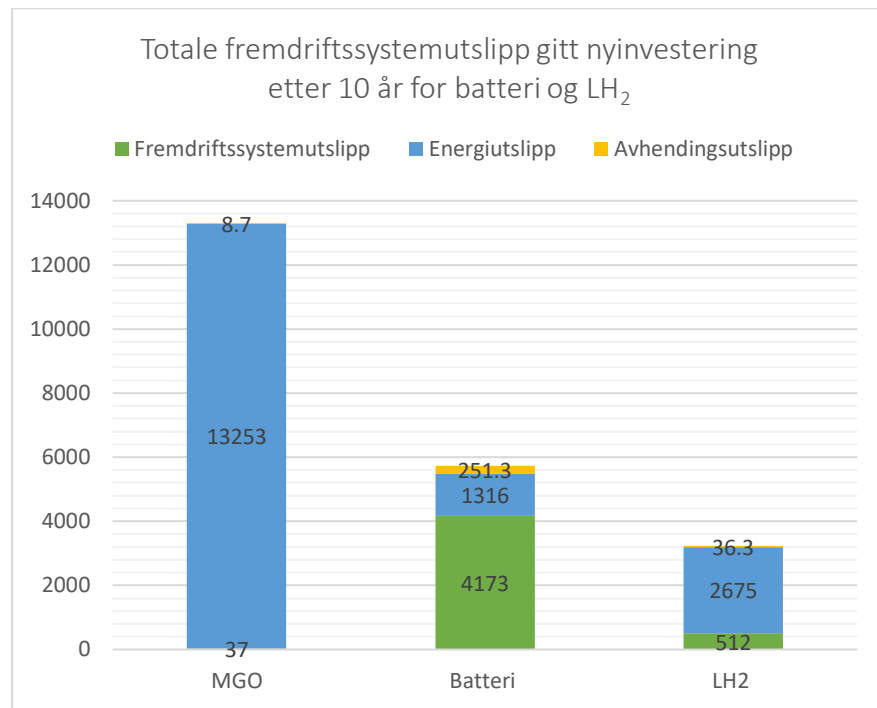
For det elektriske fremdriftssystemet med batterier er det derimot fremdriftssystemutslippene som utgjør den største andelen med 73 % av de totale utslippene, der batteriene utgjør hele 55 %. Årsaken til dette er den ressurskrevende produksjonen av batteriene, noe som også gjør seg gjeldende i studier av elbiler. Det er naturlig at utslippene fra energikilden er lave da batteriene ikke har noen direkte forbrenningsutslipp og energikilden er norsk strømmiks. Avhendingsutslippene er for dette systemet de høyeste av de tre alternativene på bakgrunn av utslipp knyttet til kjemikaliene i batteriene.

For det elektriske fremdriftssystemet med flytende hydrogen utgjør, i likhet med MGO, energiutslippene den største andelen av utslippene. Dette er ikke på grunn av forbrenningsutslippene, da hydrogen kun frigjør vanndamp, men på grunn av produksjonsutslippene tilknyttet hydrogenet. Produksjon av grønt hydrogen foregår i svært liten skala. Det er tekniske utfordringer knyttet til lagring og distribusjon som gjør at veien fra produksjon til bruk blir mer tungvint. Dette fører dermed til høyere utslipp og energitap. Likevel gjør den norske strømmiksen og nullutslipp ved forbrenning at energiutslippene holdes relativt lave. Slik vil det ikke nødvendigvis være ved produksjon i andre land. Avhendingsutslippene er betraktelig lavere enn de som gjelder for batterier. Årsaken til dette er at batterier som ikke har fremdrift som hensikt, ikke regnes med. Uansett ville det lille batteriet som brukes for å skape jevn belastning heller ikke ført til store produksjons- og avhendingsutslipp.

Av de tre fremdriftssystemene kommer MGO dårligst ut når det gjelder totale utslipp. Utslippene ved de batterisystemet er en femtedel av MGO-utslippene. Hydrogensystemets utslipp utgjør bare rundt en åttendedel.

Begrensninger og forbehold

I analysen har alle fremdriftssystemene en antatt lik levetid på ti år, men i realiteten har konvensjonelle fremdriftssystemer med MGO en levetid på 20-25 år. Utslippene i denne analysen fremstår dermed som høyere for MGO enn det som faktisk er tilfelle. Likevel ville det ikke gitt mening å se på utslippene og kostnadene over et 20-årsperspektiv ettersom nye investeringer i batterier og hydrogensystemer vil måtte påregnes etter de første ti årene. Investeringskostnader er vanskelig å anslå bare for neste år, og dermed ikke mulig å anslå presist for 2030. Man kan likevel lage et grovt anslag over utslippene dersom man forutsetter at man må investere i nye batterier eller brenselceller etter ti år for å doble levetiden til batteri- og hydrogensystemet. Et slikt anslag viser at utslippene likevel er høyere med MGO:



Figur 5: Totale fremdriftssystemutslipp over 20 år gitt nyinvestering (Excel-fane 11).

Man kan generelt anta at MCEs data er gyldige og pålitelige, men ikke alle forutsetningene er nødvendigvis realistiske. MCEs undersøkelse har for eksempel unnlatt å ta hensyn til enkelte utslippskomponenter, det gjelder blant annet girboksen og propellen. Likevel har virkningsgraden til disse komponentene blitt hensyntatt i beregningene av den totale virkningsgraden av de ulike fremdriftssystemene. Videre er motorer og batterier som ikke har fremdrift til hensikt ikke blitt regnet med, dette gjelder også batteriene på land. Utslipp knyttet til vedlikehold av fremdriftssystemene er heller ikke regnet med (Ellingsen, 2020).

De elektriske fremdriftssystemene kan ikke regnes for å være tilstrekkelig utviklet enda, særlig ikke hydrogen. Dette påvirker tilgangen på data og påliteligheten til resultatene. Verdikjeden til grønt, flytende hydrogen i storskala er i dag nesten ikke-eksisterende, og dataene om utslippene dette fremdriftssystemet faktisk medfører er dermed høyst usikre. De nyere fremdriftssystemene har likevel et større potensial for rask utvikling og inkrementelle innovasjoner over de neste årene.

Konklusjon

I denne livsløpsanalysen har det blitt gjort et forsøk på å besvare forskningsspørsmål 1: «*Hvilket fremdriftssystem gir lavest utslipp gjennom hele livsløpet?*»

For den fiktive hurtigbåten har det elektriske fremdriftssystemet, både det som er drevet av batterier og hydrogen, kommet best ut sammenlignet med det konvensjonelle forbrenningssystemet med marin gassolje. Av de elektriske fremdriftssystemene er hydrogen det som merker seg med aller lavest utslipp.

4.0. Forskningsspørsmål 2

I denne delen av oppgaven vil forskningsspørsmål 2 bli forsøkt besvart:

2. Hvilket av de alternative fremdriftssystemene gir lavest kostnader sammenlignet med det konvensjonelle? For å besvare dette vil først de tre ulike markedene presenteres. Deretter vil metodene for investeringsanalyse, risikoanalyse og energiomregninger presenteres. Avslutningsvis vil basisscenarioets variabler gjennomgå under datainnsamlingen, og resultatene vil bli presentert og drøftet.

4.1 Bakgrunn

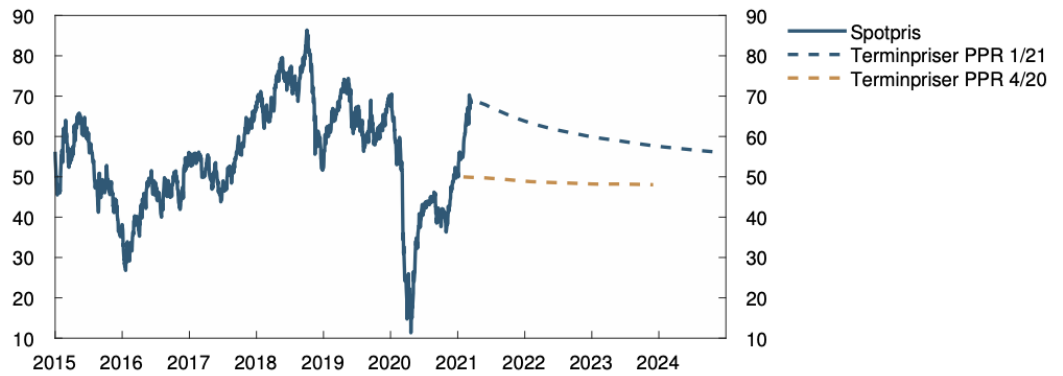
Her vil kostnadsdrivere som påvirker de tre ulike fremdriftssystemene bli presentert.

4.1.1 Oljemarkedet

Prisen på alle petroleumbaserte produkter avhenger nødvendigvis av råoljeprisen, som i det følgende kun vil bli omtalt som «oljeprisen». På kort sikt påvirkes oljeprisen mye av måten markedsaktører agerer på i forhold til enkeltbegivenheter. På lang sikt er mer grunnleggende tilbuds- og etterspørselsforhold viktigst. I tillegg til økonomisk og teknologisk utvikling påvirkes markedet av både nasjonal og internasjonal politikk som både kan forsterke og dempe tempoet. OPEC, bestående av 13 oljeproduserende land, og Paris-avtalens mål om å redusere karbonutslipp «godt under» 2 grader celsius, er eksempler på aktører og beslutninger som har hatt stor innflytelse på oljeprisens utvikling. Oljeprisen har hatt voldsomme svingninger de siste to årene, mye på grunn av den ekstraordinære situasjonen som oppsto da

covid-19 rammet verdenssamfunnet. Ifølge Norges Banks rapport (2021) er oljeprisen nå på en topp, og vil frem mot 2025 falle med 4 – 7 % årlig.

USD per fat



Kilde: Refinitiv Datastream

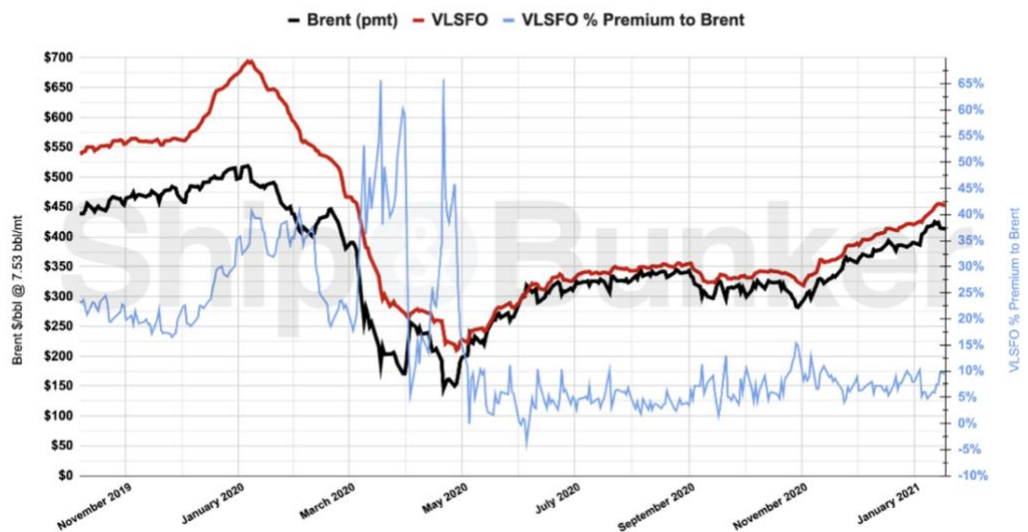
Figur 6: Norges Bank (2021)

Marin gassolje er som tidligere nevnt en type diesel og er det mest brukte i norsk innenriksfart i dag. Prisen på MGO samvarierer med råoljeprisen, men synes å være mindre volatil. En artikkel fra Ship and Bunker (Lasek, 2021) påpeker at prisen på VLSFO, «very low sulphur fuel oils», slik som MGO, synes å ha et prisnivå som konstant ligger 5 – 10 % over råoljeprisen. Dette gjaldt for perioden mai 2020 – januar 2021, slik som vist i grafen under.

Brent vs VLSFO

Average Fuel Price, Ship & Bunker Global 20 Bunkering Ports

Ship & Bunker

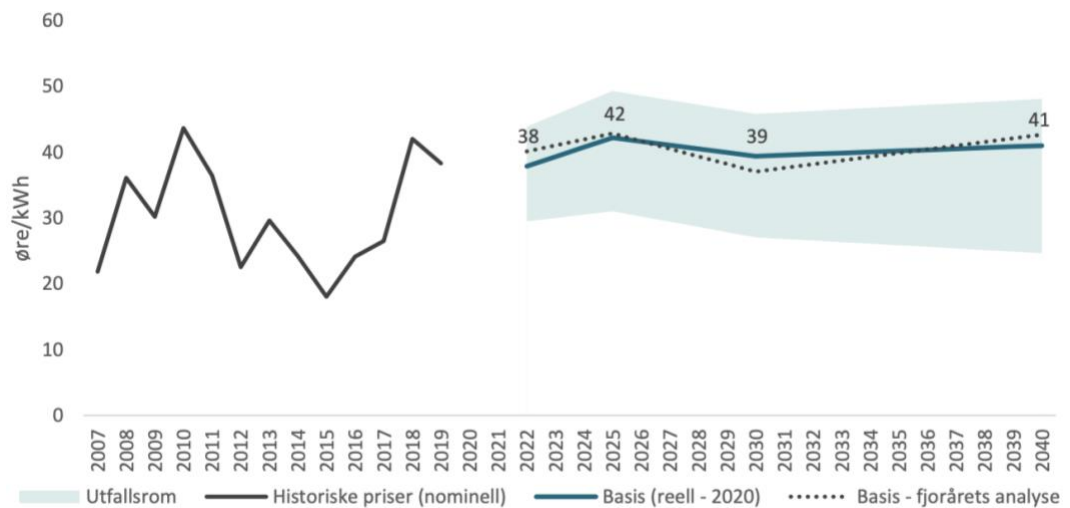


Figur 7: Lasek (2021)

4.1.2 Kraftmarkedet

Markedsprisen på elektrisk energi fastsettes på Nord Pool Spot. Prisene som settes hver dag reflekterer en planlagt balanse mellom produksjon og forbruk det neste døgnet (Regjeringen, 2014). Ved variasjoner i temperatur og nedbør kan kraftprisen variere mye. Overføringsforholdene påvirker også prisen, både mellom områder og land internt i Norden og mellom Norden og resten av Europa.

NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse indikerer at den gjennomsnittlige årsprisen på kraft i Norge vil øke svakt frem mot 2040. I et basisscenario anslår de at kraftprisen faller fra 40 øre/kWh i 2022 til 37 øre/kWh i 2030, for så å stige til 43 øre/kWh i 2040. De anslår også at de kortsiktige svingningene i kraftprisen vil bli sterkere enn i dag, både fordi Norge kobles tettere mot Europa og på grunn av økt andel ikke-regulerbar kraftproduksjon (Endresen, et al., 2019)

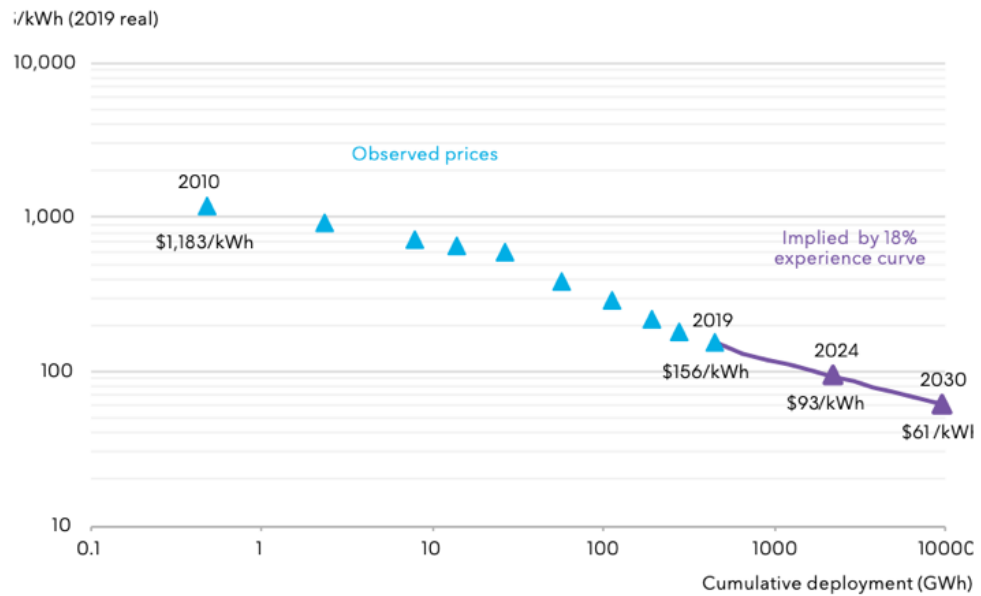


Figur 8: NVE (2019).

Prisene på litium-ion batterier har falt betydelig det siste tiåret. Historisk prisutvikling fra 2010 og ventet prisutvikling for litium-ion batterier presenteres i grafen under. Grafen viser at prisene på batteripakker har falt med 18 % ved hver fordobling av det totale produksjonsvolumet. Bloomberg forventer at dette forholdet vil vedvare frem mot 2030. Det som driver prisene er hovedsakelig produksjonsvolumet, og ifølge Teknisk Ukeblad har volumene på industrielle produkter sjelden økt så raskt som for litium-ion batterier. Prisen påvirkes også av forskning og utvikling, både på batterikjemi og på produksjonsteknologi. Nye

batterier kan lagre mer energi per kilo enn for bare få år siden. Dette gir lavere forbruk av råvarer og dermed også kostnader (Valmot, 2017).

Figure 3: Lithium-ion battery pack price outlook



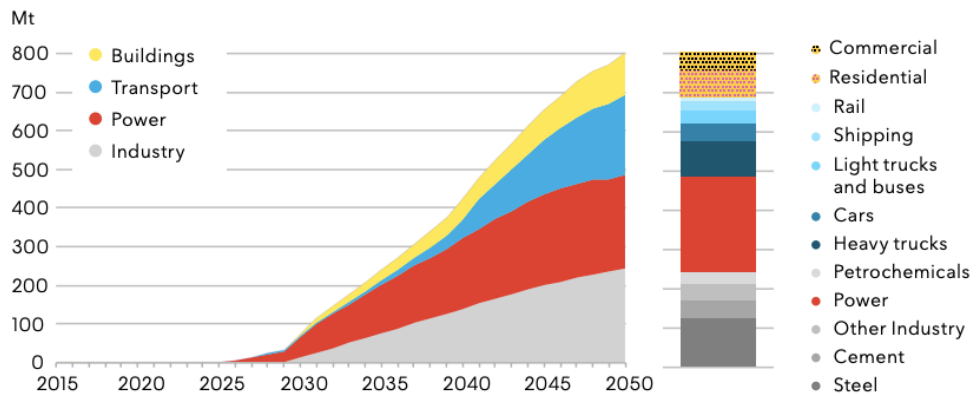
Source: BloombergNEF

Figur 9: BloombergNEF (2020 s. 16).

4.1.3 Hydrogenmarkedet

Grønt hydrogen sto i 2018 for kun 4 % av den totale hydrogenproduksjonen globalt, men er ventet å øke kraftig de neste 10 årene (IRENA, 2018). Bloombergs rapport *New Energy Outlook 2020* anslår at etterspørselen etter grønt hydrogen vil øke betraktelig frem mot 2050 Grafen under viser til at majoriteten vil benyttes i kraftproduksjon og industri, men også innen skipsfart.

Figure 5: Hydrogen demand in the NCS-CEHP



Source: BloombergNEF. Note: NCS-CEHP is NEO Climate Scenario: Clean Electricity and Hydrogen Pathway.

Figur 10: BloombergNEF (2020).

Kostnadsdriverne er hovedsakelig prisen på elektrolyseapparater, brenselceller, kryogentanker og fornybar kraft. Elektrolyseapparatene er ifølge IRENA (2018) ventet å falle med hele 60 % perioden 2018 – 2025. Markedet for brenselceller har vokst betydelig de siste årene, og stadig nye prosjekter annonseres spesielt innen tungtransport og maritim sektor. Brenselceller som brukes i biler og lastebiler kan også anvendes på skip og tog dersom man øker antallet. Dette vil si at volumproduksjon i ett transportsegment vil bidra til at kostnadene for større systemer også vil falle i pris (Damman, et al., 2020). Kryogentankene for lagring av hydrogen er modne og det brukes lignende teknologi for flytende naturgass (LNG). Likevel finnes det utfordringer knyttet til nedkjøling. Det er heller ingen «liquefaction»-anlegg i Norge (Damman, et al., 2020). Bransjeorganisasjonen Hydrogen Europe anslår at kostnaden for å produsere grønt hydrogen kan falle til under tre euro per kilo frem mot 2030. Også Nel, et norsk hydrogenselskap, har gitt lignende signaler om prisutviklingen. (Hovland, 2019).

4.2 Metode

I denne delen av besvarelsen vil disse analysemetodene for investeringsanalysen, scenarioanalysen og energiomregning bli introdusert.

4.2.1 Investeringsanalyse

I en investeringsanalyse vil man begynne med å identifisere prosjektmuligheter for så å vurdere dem gjennom å budsjettere en kontantstrøm. En kontantstrøm defineres som en tallrekke som tidfester nettoverdien av de innbetalinger og utbetalinger et prosjekt eller en investering medfører (Bøhren & Gjærum, 2019, s. 503). I denne investeringsanalysen vil formålet være å undersøke om de nye fremdriftssystemene kan konkurrere med det fossile, gjennom realinvesteringer. Det blir altså en vurdering av hva alternativkostnaden er ved å velge et nyere alternativ fremfor et konvensjonelt. Alternativkostnaden bestemmes ut fra verdien av det som må ofres i nest beste anvendelse, sammenlignet med det presumtvt beste alternativet som vurderes (Gjønnes & Tangenes, 2015, s. 347). I investeringsanalysen vil altså de besparte drifts- og investeringskostnadene ved å ikke benytte MGO være utgangspunktet for analysen av batteri- og hydrogensystemene.

Investeringskostnadene defineres som kapitalkostnader ved anskaffelse av et fremdriftssystem. Det er ikke tatt hensyn til hvordan disse anskaffelsene finansieres. Driftskostnadene består av drivstoffkostnader per liter/kg/kWh og eventuelle avgifter som forårsakes av investeringen. Vanligvis ville man i en slik undersøkelse inkludert vedlikeholdskostnader. Da datagrunnlaget er svært begrenset særlig for de nyere teknologiene, er dette sett bort fra. Investeringsanalysen strekker seg over den antatte levetiden på ti år for alle fremdriftssystemene.

For å vurdere lønnsomheten av kontantstrømmen må det settes et avkastningskrav, noe som i denne oppgaven vil være basert på en bransjestandard. Det skyldes at besvarelsen ikke omfatter et spesifikt selskap. De tre mest utbredte metodene for lønnsomhetsberegning av en investering vil presenteres under.

Nåverdimetoden

Et prosjekts nåverdi er den verdiøkningen som oppnås på tidspunkt null ved å velge prosjektet fremfor et alternativt prosjekt som gir avkastning lik kapitalkostnaden. Dersom nåverdien er positiv, er prosjektet lønnsomt. Ved beregning av kontantstrøm til totalkapitalen belastes prosjektet for alle utbetalinger ved anskaffelse og drift bortsett fra godtgjørelse til kapitalen. Gjennom avkastningskravet belastes prosjektet for den resterende kostnaden, som er ulempen ved å binde opp penger i investeringen fremfor å binde dem annetsteds. (Bøhren & Gjørnum, 2019 s. 173).

$$\begin{aligned}
 NV &= X_0 + \frac{X_1}{1+r} + \frac{X_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{X_T}{(1+r)^T} \\
 &= X_0 + X_1 * R_{r;1}^{\leftarrow} + X_2 * R_{r;2}^{\leftarrow} + \dots + X_T * R_{r;T}^{\leftarrow}
 \end{aligned}$$

Figur 11: Bøhren & Gjørnum 2019, s. 170.

Internrentemetoden

Internrenten er den kapitalkostnaden som gjør kontantstrømmens nåverdi lik null. Internrenten måler prosentvis avkastning på den kapitalen som til enhver tid er bundet i prosjektet (Bøhren & Gjørnum, 2019, s. 185). Dersom internrenten er større

enn avkastningskravet regnes investeringen som lønnsom. I et slikt tilfelle oppnår man en avkastning som er større eller lik den avkastningen som kreves.

$$X_0 = \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_T}{(1+i)^T} = 0$$

Figur 12: Bøhren & Gjørnum 2019, s. 183.

Tilbakebetalingsmetoden

Metoden går ut på å vurdere hvor lang tid det tar før investeringskostnaden er betalt tilbake. Tilbakebetalingsperioden er antall perioder det tar før investeringsutbetalingen er inntjent (Bøhren & Gjørnum, 2019, s. 200). Jo kortere tilbakebetalingstiden beregnes å være i forhold til brukstiden, desto bedre er investeringen. Denne metoden er mindre nøyaktig enn nåverdimetoden da den ikke tar hensyn til at penger har ulik verdi over tid (Hagland Finans, 2018).

4.2.2 Scenarioanalyse

For å ta hensyn til usikkerhet og kvalitetssikre beslutningsgrunnlaget vil det bli benyttet en scenarioanalyse. En scenarioanalyse er en flerdimensjonal følsomhetsanalyse, der flere basisforutsetninger endres samtidig (Bøhren & Gjørnum, 2019, s. 508). Kontantstrømmen for de ulike fremdriftssystemene står ovenfor både usystematisk og systematisk risiko. Den usystematiske risikoen er investeringer i ny teknologi. Den systematiske kommer i form av oljepriser, energipriser, inflasjon og avgifter (Bøhren et al., 2017, s. 71).

4.2.3 Metode for energiomregning

Virkningsgrad er et mål på hvor effektiv en maskin eller en prosess er, og defineres som forholdet mellom tilført energi og utnyttbar energi (SNL, 2018). Virkningsgraden ved forbrenningssystemer med MGO er 40 % og dermed lavere enn ved de to andre systemene. Dette vil si at under halvparten av drivstoffet som blir ført inn i motoren, ender opp med å bidra direkte til fremdrift. Virkningsgraden for det elektriske systemet er et resultat av den elektriske motorens effektivitet, batteri- og brenselcelleeffektivitet og konverteringsenhetens effektivitet. Batterier har en virkningsgrad på 82 % og hydrogen 55 % (Ellingsen, 2020).

Virkningsgrad	Forbrennings- system med MGO	Elektrisk system med batteri	Elektrisk system med LH₂
Motoreffektivitet	40 %	95 %	95 %
Batterieffektivitet og brenselcelleeffektivitet		90 %	60 %
Konverteringsenhetseffektivitet		96 %	96 %
Total virkningsgrad	40 %	82 %	55 %

Tabell 6: Effektivitetsgrad ved de ulike systemene (Ellingsen, 2020).

Energitettheten defineres som energiinnhold dividert med volumet til en energivare og størrelsen er nødvendig for å kunne beregne kr/kWh. Vi behøver ikke energitettheten for batterier da elektrisitetsforbruket allerede er oppgitt i kWh.

	Energitetthet	Kilde
MGO	10,1 kWh/liter	Hofstad, 2019.
LH₂	33,3 kWh/kg	Jordanger, et al., 2002, s. 60

Tabell 7: Energitetthet ved MGO og LH₂

MGO oppgis som regel i liter, mens strømforbruk oppgis i kWh og flytende hydrogen oppgis i kg. For å kunne sammenligne disse må vi dermed regne om til en funksjonell enhet, som her vil være kroner per kilowattime. Årsaken til at kr/kWh gir det beste sammenligningsgrunnlaget, er at kWh måler det effektive energiforbruket. Kroner per kilowattime er beregnet i Excel-fane 2.

For MGO benyttes denne fremgangsmåten for å gå fra NOK/liter til NOK/kWh:

$$NOK \text{ pr. kWh} = \frac{NOK \text{ pr. liter}}{\frac{Vekt}{virkningsgrad \times energitetthet}}$$

For LH₂ benyttes denne fremgangsmåten for å gå fra NOK/kg til NOK/kWh:

$$NOK \text{ pr. kWh} = \frac{NOK \text{ pr. kg}}{\text{virkningsgrad} \times \text{energitetthet}}$$

4.3 Datainnsamling

I dette kapitlet vil de innsamlede dataene relevant for investeringsanalysen og scenarioanalysen presenteres.

4.4.1 Investerings- og driftskostnader

I dette delkapitlet vil innsamlet data om investerings- og driftskostnadene ved de ulike systemene presenteres, og det vil bli tydeliggjort hvilke data som blir brukt videre i investeringsanalysen.

Marin gassolje

Investeringskostnader

Som nevnt representerer dette konvensjonelle drivstoffet standarden i dag, og de nyere systemene vil dermed sammenlignes med MGO. En undersøkelse fra Transportutvikling (2019) oppgir et anslag på rundt 25 mNOK for et skip med opptil 276 passasjerer med et konvensjonelt energisystem. Disse anslagene inkluderer kostnadene ved motorer og andre systemkomponenter for forbrenningssystemet.

Driftskostnader

Historisk har prisen på MGO vært svært volatil, men det siste tiåret har den svingt mellom tre og seks kroner uten avgifter medregnet (Klimautvalet for fiskeflåten, 2019, s. 44). I beregningene vil det tas utgangspunkt i Norges Banks nominelle prognoser for råolje frem til 2025, med et pristillegg på 10 % over råoljeprisen slik Ship and Bunker anslår (Lasek, 2021). Etter 2025 forutsettes en konstant pris da det ikke lengre finnes noen faglige begrunnede estimater å forholde seg til. Avgiftene vil for MGO være CO₂-avgiften på 1,45 kr som ventes å øke med 5 % årlig (Miljødirektoratet, 2019, s. 128). Se nærmere beregning av under Excel-fane 3.

Batteri

Investeringskostnader

I henhold til en rapport fra Miljødirektoratet (2018, s. 17) er typiske merkostnader for en ny batteriferge i dag 10 – 30 mNOK. Undersøkelsen til Transportutvikling (2019) tar for batteriene utgangspunkt i en sats på 5000 kr/kWh installert energi. I MCE rapporten er den antatte batterikapasiteten konfidensiell, men basert på kapasiteten som kreves én vei (15 990 kWh), kan nødvendig batterikapasitet anslås. Først må 15 990 kWh reduseres med 75 % for å justeres for en kortere distanse. Resultatet beløper seg til 3997,5 kWh. For at batteriet skal kunne beholde kapasiteten sin over ti års levetid kan ikke hele kapasiteten forbrukes per tur. Helst skal kun omtrent 50 % av batteriets kapasitet benyttes per overfart (Strømgren, 2020). Dermed trenger vi et batteri på minst 8000 kWh da $3997,5/8000 = 0,5$. Batteriet dekker da hele energibehovet for én overfart før lading, i tillegg til å ha ekstra kapasitet tilgjengelig. Dette er som sagt for å sikre at batteriets levetid kan opprettholdes. Kostnaden for dette batteriet blir da $5000 \text{ kr/kWh} * 8000 \text{ kWh} = 40 \text{ mNOK}$ med Transportutvikling (2019) sitt prisestimat. Elektromotorer og systemkomponenter antas å koste 37,5 mNOK for en passasjerkapasitet opp til 276 stk. Totale investeringskostnader blir da $40 \text{ mNOK} + 37,5 \text{ mNOK} = 77,5 \text{ mNOK}$.

Driftskostnader

Kraftkostnadene antas å ligge på 0,45 kr/kWh i 2021 (Endresen et al., 2019 s. 1), for så å følge NVEs estimerte prisutvikling (se Excel-fane 3). NVEs estimerer er oppgitt i reelle verdier og vil dermed tillegges inflasjonsraten. Avgiften relevant for et batterisystem er el-avgift. Sjøtransport har en redusert elavgift på 0,5 øre per kWh (Miljødirektoratet, 2018).

Hydrogen

Investeringskostnader

Investeringskostnadene ved bruk av hydrogen som drivstoff inkluderer brenselceller, kryogentanker og tilhørende systemer for å lagre og prosessere hydrogen om bord. Batterier for lastutjevning er også inkludert (Miljødirektoratet, 2018).

Merkostnaden for et hydrogensystem vil ligge mellom 30 – 80 mNOK avhengig av skipsstørrelsen (Miljødirektoratet, 2018). For et hydrogendrevet passasjerskip på et konkret samband i Troms, beregnet LMG Marin en merinvesteringskostnad på

rundt 40 mNOK (LMG Marin, 2019). Det vil i denne besvarelsen tas utgangspunkt i et gjennomsnitt av disse anslagene. For et større skip på kort sikt blir dette ca. 75 mNOK. (Excel- fane 5).

Driftskostnader

En gjennomgang fra Miljødirektoratet (2018) av 12 ulike internasjonale referanser for hydrogenpriser viser et spenn på 30 – 70 NOK/kg for grønt hydrogen. Estimer fra PWC (2019 s. 2) viser til en pris på 35 – 55 NOK/kg i 2020 og LMG Marin (2019) anslår en kostnad på 50 kr/kg (LMG Marin, 2019, s. 32). Alle estimatene er usikre, og det er per nå ingen produksjon av grønt flytende hydrogen i Norge. Det må for alle anslagene forutsettes et påslag for «liquefaction», altså flytendegjøring ved nedkjøling, av hydrogenet.

Det vil også her bli tatt utgangspunkt i et gjennomsnitt av de presenterte dataene, det vil si 48 NOK/kg. I tillegg kommer et grovt antatt påslag på 5 kr for liquefaction. Den totale prisen blir da på 53 NOK/kg (Excel-fane 1). Videre forutsettes et prisfall frem mot 2030 på rundt 6 % årlig (Hovland, 2019). Dette oppgis også allerede i nominelle verdier.

4.4.2 Hovedmodell: basisscenario

Hovedmodellen (Excel-fane 5) er utarbeidet med dynamikk i beregningene der det har latt seg gjøre, for å kunne tilpasse modellen til ulike forutsetninger. Videre vil variablene i beregningen av basisscenarioet presenteres.

Variabler i basisscenarioet

Totalt energiforbruk

Det totale energiforbruket defineres som energiforbruk over den ti år lange levetiden gitt at skipet går 37,5 nm, tur-retur én gang per dag. Tallene er justert for forutsetningen om en reduksjon på fjerdedel av distansen. Energiforbruket i kilowattimer for den fiktive hurtigbåten varierer etter hvilket fremdriftssystem man benytter, noe som kommer av ulik virkningsgrad og energitetthet.

Forbrenningssystem	Elektrisk system	Elektrisk system LH2
MGO	batteri	

Totalt energiforbruk	42 585 462,5	91 334 395	32 808 025
(kWh) over levetiden			

Tabell 8: Totalt energiforbruk (Ellingsen (2020)).

Investeringskostnader

Investeringskostnaden ved de ulike fremdriftssystemene blir nærmere utdypet under datainnsamlingen i delkapittel 4.4.1

Driftskostnader

Driftskostnadene ved de ulike fremdriftssystemene inkluderer drivstoffkostnadene og avgifter, noe som blir nærmere utdypet under datainnsamlingen i delkapittel 4.4.1

Skatt

En kan anta at ordinær selskapsskatt (22 %) foreligger for selskaper som potensielt kunne investert i en av disse fremdriftssystemene (NHO, 2021). Denne forutsetningen gjelder fordi systemene er egnet for innenriks sjøfart og ikke er aktuelle for den reduserte rederibeskatningen for skip i konkurranseutsatt posisjon.

Levetid

Levetiden antas å være lik for alle fremdriftssystemene og er satt til ti år slik som for utslippsanalysen.

Avskrivningssats

I oppgaven vil avskrivningssats for skip og fartøyer benyttes. Satsen er på 14 % (Skatteetaten, 2021) og vil dermed føres ved saldometoden. Det vil si at periodens avskrivning beregnes som en fast prosent av merkostnaden ved investeringens verdi ved periodens begynnelse (Bøhren & Gjørum, 2019, s.505.) Dette er en skattemessig avskrivning, altså det verdifallet ligningsmyndighetene tillater kostnadsført ved beregning av skattbart resultat (Bøhren & Gjørum, 2019, s. 506). Denne satsen er ikke spesifikk for fremdriftssystemet, men benyttes i mangel av en egen sats.

Avkastningskrav

Avkastningskravet er betegnelsen på minstekravet til forventet prosentvis avkastning i et prosjekt eller ved en investering (Bøhren & Gjørum, 2019, s. 499). Da investeringsanalysen ikke er gjort for et spesifikt selskap vil det tas utgangspunkt i bransjestandarder. I henhold til Enova vil netto nåverdi-beregninger baseres på det normale avkastningskravet i bransjen, som er satt til 7 % for sjøtransport (Enova, 2021, s. 2)

Inflasjon

Norges Banks forventningsundersøkelse indikerer at inflasjonsforventningene på lengre sikt er godt forankret rundt inflasjonsmålet (Norges Bank, 2021 s. 8). For enkelthets skyld vil det i denne oppgaven antas en prisvekst på 2 % årlig.

4.4.3 Scenarioanalyse

I scenarioanalysen vil det beregnes et optimistisk og et pessimistisk anslag for prisutviklingen i investerings- og driftskostnadene. Det forutsettes et standardavvik på +/- 5 % av prognosene fra hovedmodellen. I begge tilfellene vil karbonavgiften holdes lik som i hovedmodellen, da dette regnes å være et mer sikkert estimat enn de nesten utelukkende markedsbaserte estimatene. Scenarioanalysen vil ha de samme variablene som basisscenarioet, men prisprognosene vil her ha blitt regnet om i henhold til standardavviket.

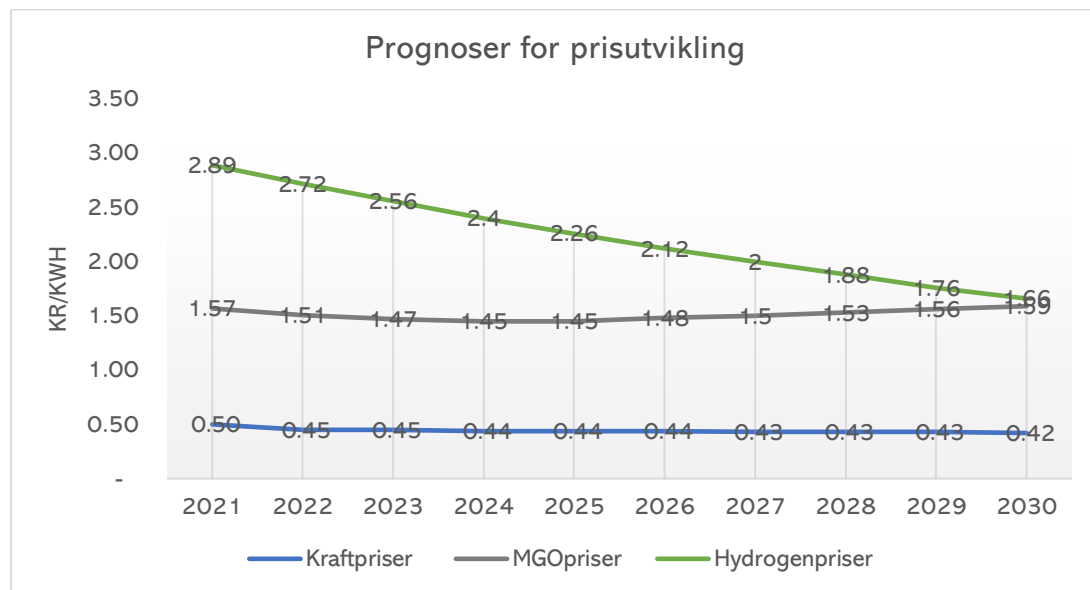
4.4 Analyse

I dette kapitlet gjennomgås hovedmodellen og de ulike scenarioene. For mer detaljert informasjon; se Excel-vedlegget.

4.4.1 Investeringsanalyse: Hovedmodell

I hovedmodellen er prisestimatene fra delkapittel 4.4.1 lagt inn som anslag for fremtidig prisutvikling for MGO, kraft, og hydrogen. Disse er så omgjort til kWh for å gi et likt sammenligningsgrunnlag for de ulike energienhetene. I grafen under vises prisprognosene som er lagt til grunn i hovedmodellen.

Prisutvikling



Figur 11: Excel-fane 4

Her kan vi se at alle prisestimatene i kr/kWh viser til et nominelt prisfall for hydrogen og kraft, selv om kraftprisene i realverdi vil ha en svak økning. MGO-prisene ville også hatt et prisfall dersom en så bort fra den stadig økende CO₂-avgiften. Selv om kraftprisene er langt lavere enn prisene for MGO, kreves det likevel et langt høyere energiforbruk (se tabell 8) ved å benytte seg av et batterisystem. Dette forklarer sammen med flere faktorer høyere kostnader for batterisystemet. Ifølge estimatene har hydrogenprisene det aller største prisfallet av de tre alternativene, og er ventet å nærme seg MGO-prisene i 2030. Usikkerheten vokser med tidsintervallet, men dette gir en indikasjon på hvordan prisutviklingen kan bli, gitt de forutsetningene som er lagt til grunn.

Batterisystem - investeringsanalyse

I investeringsanalysen for batterisystemet kan vi observere at nåverdien blir positiv med en verdi på rundt 60 mNOK og en internrente på 29 %. Tilbakebetalingstiden er på 4 år og 227 dager. Dette vil si at investeringen er lønnsom og fører til at man tjener på å velge batterisystemet fremfor konvensjonell MGO, til tross for fallende priser på MGO. Disse beregningene støtter opp under sammenlignbare analyser som viser at batteridrift ved korte distanser kan gi kostnadsbesparelser, og forklarer den økende andelen batteriferger vi er vitne til i dag. Tilbakebetalingstiden i denne modellen er likevel noe lang. Dette utgjør en risiko da er betydelige kostnader ved å installere ny teknologi som kanskje blir regnet som «utdatert» bare få år senere.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Investeringsanalyse batteri	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Besparte drivstoffkostnader	66 718 051	64 377 624	62 533 806	61 842 350	61 835 030	62 927 869	64 075 350	65 280 206	66 545 304	67 873 657
Driftskostnader inkl. Elavgift	- 46 580 541	- 42 760 937	- 43 294 365	- 43 834 751	- 44 382 190	- 44 936 780	- 45 498 620	- 46 067 812	- 46 644 456	- 47 228 658
Avskrivninger	- 7 350 000	- 6 321 000	- 5 436 060	- 4 675 012	- 4 020 510	- 3 457 639	- 2 973 569	- 2 557 269	- 2 199 252	- 1 891 357
Resultat før skatt	12 787 510	15 295 687	13 803 381	13 332 587	13 432 330	14 533 451	15 603 161	16 655 125	17 701 596	18 753 642
Skattekostnad	- 2 813 252	- 3 365 051	- 3 036 744	- 2 933 169	- 2 955 113	- 3 197 359	- 3 432 695	- 3 664 127	- 3 894 351	- 4 125 801
Resultat etter skatt	9 974 258	11 930 636	10 766 637	10 399 418	10 477 218	11 336 092	12 170 466	12 990 997	13 807 245	14 627 841
Avskrivninger		7 350 000	6 321 000	5 436 060	4 675 012	4 020 510	3 457 639	2 973 569	2 557 269	2 199 252
Merkostnad investering	- 52 500 000									
Kontantstrøm	- 52 500 000	17 324 258	18 251 636	16 202 697	15 074 429	14 497 728	14 793 730	15 144 035	15 548 267	16 006 497

NNV 7 %	60 137 557
IRR	29 %
Nåverdi 2 år	20 367 419
Nåverdi 5 år	14 695 697
Nåverdi 7 år	33 984 328
Tilbakebetalingstid	4 år og 227 dager
Nåverdi etter 4 år og 227 dager	10 993

Figur 12: Excel-fane 5

Sensitivitetsanalyse: batteri

I modellen under har det blitt gjort en enkel sensitivitetsanalyse for å se hva nåverdien vil bli ved den antatte prisutviklingen fra figur 11. Det er selvsagt flere enn disse to variablene (MGO-priser og kraftpriser) som påvirker nåverdien ved batteriinvesteringen, men dersom en kun skal fokusere på kraftprisene sammenlignet med MGO-prisene blir dette de mulige utfallene:

		Kraft										
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	60 017 975	0,50	0,45	0,45	0,44	0,44	0,44	0,43	0,43	0,43	0,42	NOK/kWh
2021	1,57	60 017 975	84 662 581	86 289 125	87 915 670	89 542 214	91 119 468	92 696 723	94 273 978	95 851 233	97 379 199	
2022	1,51	47 144 201	71 788 808	73 415 352	75 041 896	76 668 440	78 245 695	79 822 950	81 400 205	82 977 459	84 505 425	
2023	1,47	38 157 274	62 801 881	64 428 425	66 054 969	67 681 513	69 258 768	70 836 022	72 413 277	73 990 532	75 518 498	
2024	1,45	33 663 810	58 308 417	59 934 961	61 561 505	63 188 049	64 765 304	66 342 559	67 919 814	69 497 068	71 025 034	
2025	1,45	33 663 810	58 308 417	59 934 961	61 561 505	63 188 049	64 765 304	66 342 559	67 919 814	69 497 068	71 025 034	
2026	1,48	40 404 006	65 048 612	66 675 156	68 301 701	69 928 245	71 505 499	73 082 754	74 660 009	76 237 264	77 765 230	
2027	1,50	44 897 469	69 542 076	71 168 620	72 795 164	74 421 708	75 998 963	77 576 218	79 153 473	80 730 728	82 258 693	
2028	1,53	51 637 665	76 282 272	77 908 816	79 535 360	81 161 904	82 739 159	84 316 413	85 893 668	87 470 923	88 998 889	
2029	1,56	58 377 860	83 022 467	84 649 011	86 275 555	87 902 099	89 479 354	91 056 609	92 633 864	94 211 119	95 739 084	
2030	1,59	65 118 056	89 762 663	91 389 207	93 015 751	94 642 295	96 219 550	97 796 805	99 374 059	100 951 314	102 479 280	

Figur 13: Excel-fane 6. (Det er en liten forskjell i nåverdiene i denne sensitivitetsanalysen sett i sammenligning med hovedmodellen pga. desimaltallsforskjeller i prosentene.)

Vi ser at batteriinvesteringen er positiv, og dermed også lønnsom, ved alle de mulige utfallene, og at høyere MGO-priser fører til en betydelig økt andel besparte drivstoffkostnader. Gitt at forutsetningene for prisutviklingen stemmer, vil kravet om lav-eller nullutslippsskip kunne tilfredsstilles ved 2025-priser med en høyere nåverdi enn dagens (ca. 60 mNOK < 63 mNOK). Likevel vil denne nåverdien da være blant de laveste av mulige utfall for 2025-priser (ca. 63 mNOK < 94 mNOK). Analysen viser at små endringer i pris i kr/kWh får store utslag i nåverdien Driftskostnadene er dermed svært sensitive for prisendringer.

Hydrogensystem - investeringsanalyse

For et hydrogensystem kan man observere at nåverdien er sterkt negativ på ca. 152 mNOK og med en negativ internrente på 23 %. Dette skyldes hovedsakelig den høye enhetsprisen på hydrogen pr kg, men også høye investeringskostnader. Hydrogensystemet er ikke lønnsomt sammenlignet med et konvensjonelt system. Resultatet kan forklare hvorfor det foreløpig kun finnes et par pilotprosjekter for hydrogenskip globalt, og at grønt hydrogen kun står for 4 % av den globale hydrogenproduksjonen.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Investeringsanalyse hydrogen	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Besparte drivstoffkostnader	66 718 051	64 377 624	62 533 806	61 842 350	61 835 030	62 927 869	64 075 350	65 280 206	66 545 304	67 873 657	
Driftskostnader LH2	-94 939 958	-89 243 560	-83 888 947	-78 855 610	-74 124 273	-69 676 817	-65 496 208	-61 566 435	-57 872 449	-54 400 102	
Avskrivninger	-10 500 000	-9 030 000	-7 765 800	-6 678 588	-5 743 586	-4 939 484	-4 247 956	-3 653 242	-3 141 788	-2 701 938	
Resultat før skatt	-38 721 906	-33 895 936	-29 120 940	-23 691 848	-18 032 829	-11 688 431	-5 668 813	60 528	5 531 066	10 771 617	
Skattekostnad	0	0	0	0	0	0	0	13 316	1 216 835	2 369 756	
Resultat etter skatt	-38 721 906	-33 895 936	-29 120 940	-23 691 848	-18 032 829	-11 688 431	-5 668 813	73 844	6 747 901	13 141 372	
Avskrivninger	10 500 000	9 030 000	7 765 800	6 678 588	5 743 586	4 939 484	4 247 956	3 653 242	3 141 788	2 701 938	
Merkostnad investering	- 75 000 000										
Kontantstrøm	- 75 000 000	-28 221 906	-24 865 936	-21 355 140	-17 013 260	-12 289 243	- 6 748 948	- 1 420 857	3 727 087	9 889 689	15 843 310

NNV 7 %	- 152 047 514
IRR	-23 %
Nåverdi 2 år	- 123 094 485
Nåverdi 5 år	- 162 268 036
Nåverdi 7 år	- 167 649 983
Tilbakebetalingstid	-
Nåverdi ved tilbakebetaling	-

Figur 14: Excel-fane 5

Sensitivitetsanalyse: hydrogen

Det er her også gjort en sensitivitetsanalyse for nåverdien ved prisutviklingen fra prognosene for MGO og hydrogen. Denne analysen tar også kun hensyn til to variabler, og prognosene for prisutviklingen er som tidligere nevnt svært usikre. Analysen viser at svært små endringer i kr per kWh får store utslag i nåverdien, og at driftskostnadene også her, er svært sensitive for prisendringer.

		Hydrogen										
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	NOK/kWh
	- 152 022 423	2,89	2,72	2,56	2,40	2,26	2,12	2,00	1,88	1,76	1,66	
2021	1,57	-152 021 870	-118 952 945	-87 865 108	-58 625 015	-31 156 473	-5 345 186	18 942 187	41 743 744	63 192 828	83 365 634	
2022	1,51	-169 400 945	-136 332 020	-105 244 183	-76 004 091	-48 535 548	-22 724 261	1 563 112	24 364 669	45 813 753	65 986 559	
2023	1,47	-181 532 935	-148 464 010	-117 376 172	-88 136 080	-60 667 538	-34 856 251	-10 568 878	12 232 679	33 681 763	53 854 569	
2024	1,45	-187 598 930	-154 530 005	-123 442 167	-94 202 075	-66 733 532	-40 922 246	-16 634 873	6 166 684	27 615 768	47 788 575	
2025	1,45	-187 598 930	-154 530 005	-123 442 167	-94 202 075	-66 733 532	-40 922 246	-16 634 873	6 166 684	27 615 768	47 788 575	
2026	1,48	-178 499 938	-145 431 012	-114 343 175	-85 103 083	-57 634 540	-31 823 254	-7 535 881	15 265 677	36 714 761	56 887 567	
2027	1,50	-172 433 943	-139 365 018	-108 277 180	-79 037 088	-51 568 545	-25 757 259	-1 469 886	21 331 671	42 780 755	62 953 562	
2028	1,53	-163 334 951	-130 266 025	-99 178 188	-69 938 096	-42 469 553	-16 658 267	7 629 106	30 430 664	51 879 748	72 052 554	
2029	1,56	-154 235 958	-121 167 033	-90 079 196	-60 839 104	-33 370 561	-7 559 274	16 728 099	39 529 656	60 978 740	81 151 546	
2030	1,59	-145 136 966	-112 068 041	-80 980 203	-51 740 111	-24 271 569	1 539 718	25 827 091	48 628 648	70 077 732	90 250 538	

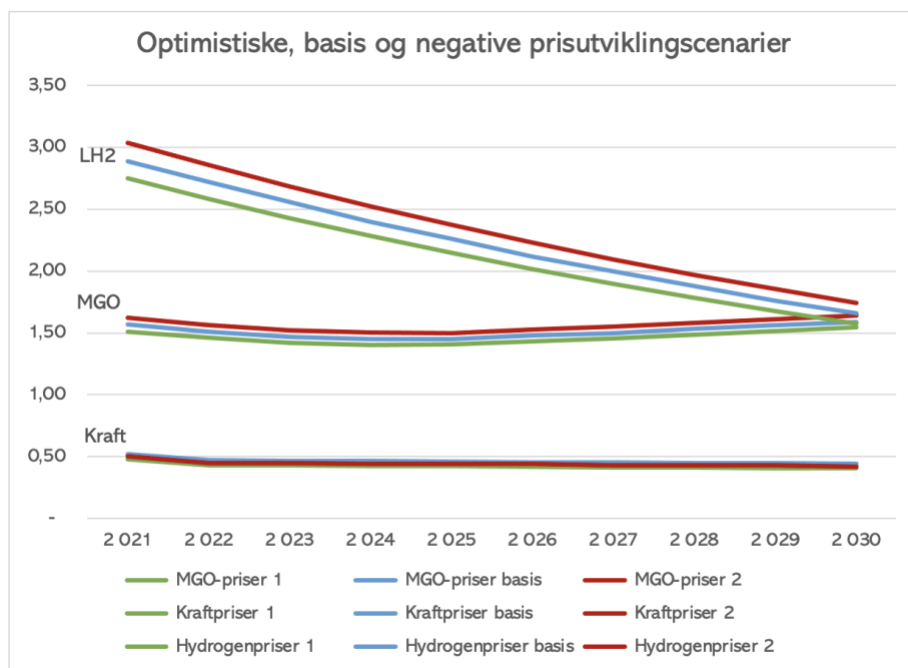
Figur 15: Excelfane 6. (Det er en liten forskjell i nåverdiene i denne sensitivitetsanalysen sett i sammenligning med hovedmodellen pga. desimaltallsforskjeller i prosentene.)

En kan observere at kravet om lav- eller nullutslipp for hurtigbåter innen 2025 ikke nås, men at Vestland fylkes krav om 2028 ligger godt innenfor rekkevidden. Ifølge denne sensitivitetsanalysen kan en positiv nåverdi først nås ved prisnivåer lik det som ventes i 2026. Nåverdien vil da bli kun 1,5 mNOK gitt hydrogenpris 2,26

kr/kWh og den høyest mulige MGO-prisen på 1,59 kr/kWh. En kan dermed ikke forvente at hydrogensystemet skal kunne være lønnsomt før man når prisnivåer lik prisene anslått for 2026 – 2027.

4.4.2 Scenarioanalyse

I prisutviklingsscenarioene forutsettes det som tidligere nevnt et standardavvik fra hovedmodellen på 5 %. I *scenario 1* legges det til grunn realistiske, men litt mer optimistiske estimater for de fornybare alternativene. Det betyr at det forutsettes en økning i oljeprisen og en reduksjon i kraftprisene, investeringskostnadene og hydrogenkostnadene. I *scenario 2* legges det til grunn realistiske, men litt mer pessimistiske estimater for de fornybare alternativene. Det betyr at det forutsettes en reduksjon i oljeprisen og en økning i kraftprisene, investeringskostnadene og hydrogenkostnadene. Under vises prognosene for prisutvikling i de tre scenarioene fra Exce-fane 7.



Figur 16: Excel-fane 7

Scenario 1: optimistisk

Batteri

I det mer optimistiske scenarioet ender nåverdien til batterisystemet opp på rundt 107,8 mNOK med en internrente på 43 % (Excel-fane 8). Investeringen er i et slikt scenario lønnsom etter 2 år og 330 dager.

Hydrogen

Selv i et optimistisk scenario ender nåverdien til hydrogensystemet opp med å være negativ på rundt 112 mNOK og en negativ internrente på 16 % (Excel-fane 8). Likevel er den rundt 40 mNOK mer lønnsom enn i basisscenarioet. For at hydrogensystemet skal bli lønnsomt i et optimistisk scenario må det forutsettes en endring på 19 % i stedet for 5 %. Ved en endring på 19 % i standardavviket vil hydrogensystemet få en positiv nåverdi på rundt 6,6 mNOK med en internrente på 9 %.

Scenario 2: pessimistisk

Batteri

I det pessimistiske scenarioet er batterisystemet fremdeles lønnsomt, med en nåverdi på rundt 58,9 mNOK og en internrente på 25 % (Excel-fane 9). Tilbakebetalingstiden vil være på nesten 5 år (4 år og 250 dager) i dette scenarioet.

Hydrogen

I det pessimistiske scenarioet er hydrogensystemet nødvendigvis også negativ med en nåverdi på – 195,7 mNOK.

Scenario	System	NNV (7 %) 10 år	IRR
Basis			
	Batteri	kr 60 137 556,97	29 %
	Hydrogen	-kr 152 047 514,03	-23 %
Optimistisk			
	Batteri	kr 107 863 176,52	43 %
	Hydrogen	-kr 112 457 575,86	-16 %
Pessimistisk			
	Batteri	kr 58 571 958,68	25 %
	Hydrogen	-kr 195 700 786,02	-

Figur 17: Oppsummerende tabell for nåverdien ved de tre ulike scenarioene (Excel-fane 10)

4.4.3 Drøfting

I denne delen av oppgaven har forskningsspørsmål 2 blitt forsøkt besvart:

2. Hvilket av de nyere fremdriftssystemene gir lavest kostnader sammenlignet med det konvensjonelle?

Analysene viser tydelig at det er batterisystemet som har lavest kostnader og dermed en positiv nåverdi – selv i et pessimistisk scenario. Til tross for noe høy

tilbakebetalingstid i basisscenarioet og i det pessimistiske scenarioet, vil en batterisysteminvestering med svært høy sannsynlighet være mer lønnsomt enn ved et konvensjonelt system. Det som imidlertid er problematisk med batterisystemet er begrensningene ved lengre distanser og høy hastighet. Nettopp dette var jo årsaken til at det i denne besvarelsen måtte forutsettes en kortere overfart. Investeringer i batterisystemer vil være lønnsomt og gjennomførbart allerede i dag og vil kunne oppfylle kravet om lav-og nullutslipp for alle hurtigbåter – men kun på de korte distansene.

På de lengre distansene vil det være nødvendig å benytte seg av enten konvensjonelt drivstoff eller hydrogen. Som vi kan se i investeringsanalysen, kommer hydrogensystemet svært dårlig ut sammenlignet med det konvensjonelle systemet. Systemet har en negativ nåverdi uavhengig av scenario. Utsiktene til å oppfylle kravene om lav- og nullutslipp for alle hurtigbåter i 2025 ser dårlige ut, men målene for 2028 i Vestland fylke kan enda nås. Likevel har det vært spørsmål rundt hvorvidt hydrogenkostnadene kan falle tilstrekkelig, dersom det ikke stilles tydelige krav fra myndigheter. Tor Bringedal, daglig leder i skipsdesignselskapet LMG Marin uttaler at fylkeskommunen har «lagt markedet for hydrogen helt dødt» ved å utsette kravene og uttaler at «industrien har sagt klart fra om at det ville være mulig innen 2024» (Münchow, 2020).

Det er også en mulighet for at hydrogenet kan anskaffes rimeligere dersom man benytter seg av overskuddshydrogen som et biprodukt fra annen industri. Dette vil eksempelvis bli gjort i pilotprosjektet til Norled som igangsettes høsten 2021. Pilotprosjektet er en hydrogenferge vil settes inn på sambandet Hjelmeland – Skipavik, og vil benytte hydrogen produsert som biprodukt fra Tyskland inntil et større produksjonsanlegg bygges ut i Norge (Hovland, 2019). Dette kan tenkes å føre til svært mye lavere kostnader per kg, men dersom man skal kunne benytte hydrogen på alle lengre hurtigbåtoverfarter kreves det en langt større produksjon som ikke dekkes av den mindre mengden som blir til som biprodukt. Hydrogen krever også mye fornybar strøm og en kan stille spørsmål ved om produksjon av hydrogen er den beste anvendelsen av denne strømmen. Likevel kan hydrogen fungere som et godt alternativ til å lagre store mengder energi i perioder med overskuddsstrøm eller steder med isolert strøm som ikke kan overføres.

Et aspekt som ikke er tatt hensyn til her, er det faktum at det tildeles subsidier for både batteri og hydrogeninvesteringer. Fraktskipet Topeka som skal bygges av Wilhelmsen har eksempelvis fått tildelt 219 millioner av Enova og Norled har fått 49 millioner til gjennom EUs innovasjonsprosjekt «Flagships». Det kan også nevnes at det økende fokuset på bærekraft blant forbrukere og innenfor «ecotourism» kan føre til at nullutslippsskip på sikt får et betydelig konkurransefortrinn fremfor de konvensjonelle skipene på sikt. Den første batterifergen MF Ampere som ble bygget av Norled i 2014 fikk internasjonal oppmerksomhet, noe også Norleds nye hydrogenferge har fått.

4.4.4 Begrensninger og forbehold ved besvarelsen

Det største forbeholdet i besvarelsen er den høye graden av usikkerhet i prisprognosene. Særlig for de grønne alternativene er fremtidige kontantstrømmer svært usikre. Prisprognosene er svært sensitive for små endringer, noe vi har sett gjennom sensitivitetsanalysen av basisscenarioet. Desto lengre frem i tid prognosene gjelder, jo høyere er også usikkerheten. Anslagene fra Norges Bank, NVE og Hydrogen Europe for prisprognoser har faglig tyngde, men kan selvsagt vise seg å være feil. Det er heller ikke gitt at forholdet mellom råoljeprisen og raffinerte drivstoff holder seg på gitt nivå fremover. Anslaget i den optimistiske og den pessimistiske scenarioanalysen med et standardavvik fra basisscenarioet på 5 % er ikke faglig begrunnet. Standardavviket er kun satt for å gi et bilde av hvordan endringer i forutsetninger påvirker nåverdiene.

Som i undersøkelsene av forskningsspørsmål 2 forutsettes det at alle systemene har lik levetid på ti år. Både batterisystemet og hydrogensystemet kan anslås å være langt dyrere om en skal ta utgangspunkt i levetiden til MGO, som ligger på 20 – 25 år. Dette har ikke latt seg undersøke da det foreligger en såpass stor grad av usikkerhet med hensyn til hva investeringskostnadene for batterier og hydrogen vil være ved en nyinvestering i 2030, og ikke minst til drivstoffkostnadene.

Det foreligger også usikkerhet med hensyn til hvorvidt det er hensiktsmessig å bytte fremdriftssystem alene eller om det er mer lønnsomt å skifte ut hele skipet dersom man skal gå over til nyere alternativer. Mange eldre skip har slitasje og mindre

energieffektive skrog og propeller. Installeringskostnadene er ikke tatt med i beregningene og kan tenkes å utgjøre en betydelig utgift.

Enkelte faktorer som er utelatt for enkelhets skyld er blant annet subsidier, avgifter til NOx-fondet og merverdiavgiften.

5.0 Konklusjon

Følgende problemstilling har blitt forsøkt belyst:

(1) Hvilke av fremdriftssystemene marin gassolje, batteri og hydrogen har lavest utslipp, og (2) hvilke av de nyere alternativene gir lavest kostnader sett i forhold til det konvensjonelle?

Analysene viser at et system med grønt flytende hydrogen gir aller lavest utslipp, men høyest kostnader sett i forhold til det konvensjonelle systemet. Et batterisystem gir også lave utslipp, og er mer lønnsomt enn marin gassolje, men er kun teknologisk mulig å benytte på korte distanser.

Interessante problemstillinger til videre undersøkelser vil være hvorvidt hybridhurtigbåter med kombinasjoner av konvensjonell og nye teknologi kan fungere på lengre distanser og overholde kravet om lav-og nullutslipp. Det vil også kunne være interessant å undersøke betydningen av subsidier for de nye systemene.

Referanseliste

Bøhren, Ø. Gjørum, I. (2019). *Finans: Innføring i investering og finansiering*. Utgave 2. Fagbokforlaget.

Bøhren, Ø. Michaelsen, D. Norli, Ø. 2017. *Finans: Teori og praksis*. Fagbokforlaget.

(@) Bergens Tidene (2018, 14. desember). Vil bygge nullutslipps hurtigbåt. *Bergens Tidene*. <https://www.bt.no/nyheter/lokalt/i/RxA1Wa/Vil-bygge-nullutslipps-hurtigbat>

Austvik, O.G. (2016, 3. oktober). *Hva bestemmer oljeprisen?* NUPI Skole. <https://www.nupi.no/Skole/HHD-Artikler/2016/Hva-bestemmer-oljeprisen>.

BloombergNEF. (2020). *New Energy Outlook 2020. Executive Summary*. https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/928908_NEO2020-Executive-Summary.pdf.

Bøhren, Ø. & Gjørum, I. (2019). *Finans: Innføring i investering og finansiering*. Utgave 2. Fagbokforlaget.

Bøhren, Ø., Michaelsen, D., Norli, Ø. (2017). *Finans: Teori og praksis*. Fagbokforlaget.

Damman, S., Sandberg, E., Rosenberg, E.m Pisciella, P., Johansen, U. (2020, 14. februar). *Largescale hydrogen production in Norway - possible transition pathways towards 2050*. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2649737/Final%2Breport%2B2020-00179.pdf?sequence=2&isAllowed=y>.

Eggen, E. (2008, 1. mai). *Lagringshinder for hydrogendrøm. Drømmen om hydrogensamfunnet trues av mangelen på effektive lagringsformer. Norske forskere leter etter en løsning*. forskning.no. <https://forskning.no/samferdsel-miljoteknologi/lagringshinder-for-hydrogendrom/975198>.

Ellingsen, L. (2020). Life cycle assessment of express boat propulsion systems LCA of maritime propulsion systems. <https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2016/11/LCA-of-express-boat-propulsion-systems-NY.pdf>

Enova (@). *Programkriterier for Elektrifisering av sjøtransport*. https://www.enova.no/download?objectPath=upload_images/A2D5DDE783BF490FB63536907628F1D8.pdf&filename=3%20Programkriterier%20for%20Elektrifisering%20av%20sj%C3%B8transport.pdf

Gjønnnes, S. & Tangenes, T. (2015). *Økonomisk styring 2.0*. Fagbokforlaget.

Gogia, R., Endresen, H., Haukeli, I.E., Hole, J., Birkelund, H., Aulie, F.H., Østenby, A., Buvik, M., Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040* (NVE Rapport nr. 41/2019).

http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf.

Grjotheim, K., Nordum, M. og Espenes, L.C. (2018). *Kunnskapsgrunnlag for omsetningskrav i skipsfart*. (Rapport M-11). Miljødirektoratet.no.

<https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/M1125/M1125.pdf>.

Gunvaldsen, I., Mathiesen, S., Rosvold, K.A. (2019, 24. juli). *Batteri*. I Haarberg, G.M. (Red.). *Store norske leksikon*. <https://snl.no/batteri>.

Hagland Finans. (2018) *Investeringsanalyse*.

<https://haglandfinans.no/tjenester/okonomiske-analyser/investeringsanalyse/>.

Hofstad, K. (2019, 28. august). *Energitetthet*. I Rosvold, K.A. (Red.). *Store norske leksikon*. <https://snl.no/energitetthet>.

Hofstad, K. (2019, 3. juli). *Fat (petroleum)*. I Hofstad, K. (Red.). *Store norske leksikon*. https://snl.no/fat_-_petroleum.

Hovland, K.M. (2019, 20. august). *Nel og Yara skal gjøre «grønt» hydrogen billigere: – Vi må bare jage videre*. e24.no. <https://e24.no/olje-og-energi/i/JoRBLJ/nel-og-yara-skal-gjoere-groent-hydrogen-billigere-vi-maa-bare-jage-videre>.

Hovland, K.M. (2019, 13. mai). *Norled får EU-støtte: Vurderer en ekstra hydrogenferge*. e24.no. <https://e24.no/olje-og-energi/i/MRd7KR/norled-faar-eu-stoette-vurderer-en-ekstra-hydrogenferge>.

Irena (2018). *Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition*.

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf.

Jordanger, E., Møller-Holst, S., Brevik, D.A., Maurstad, O. (2002, 29. oktober). *Hydrogen som energibærer Energi- og utslippsregnskap for utvalgte energikjeder* (SINTEF rapport).

https://nettarkiv.miljodirektoratet.no/hoeringer/tema.miljodirektoratet.no/old/klif/nyheter/dokumenter/hydrogen_energibaerer.pdf.

Klima- og miljødepartementet (KLD). (2014). *Miljøtiltak for maritim sektor. Teknisk vurdering av skip og av infrastruktur for forsyning av drivstoff til skip*. Regjeringen.no.

https://www.regjeringen.no/contentassets/cffd547b30564dd9a2ae616042c22f26/teknisk_vurdering_av_skip_og_av_infrastruktur_for_forsyning_av_drivstoff.pdf.

Klima- og miljødepartementet (KLD). (2019). *Underlag til handlingsplan for grønn skipsfart. Barometer for grønn omstilling av skipsfarten*. Regjeringen.no.

https://www.regjeringen.no/contentassets/00f527e95d0c4dfd88db637f96ffe8b8/d-nv-gl-underlagsrapport_endelig-versjon.pdf.

Klima- og miljødepartementet. (KLD) (2020). *Klimaendringer og norsk klimapolitikk*. Regjeringen.no. <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>.

Klimautvalet for fiskeflåten (2019). *Klimatiltak og virkemiddel i fiskeflåten*. <https://www.regjeringen.no/contentassets/0e4d78ed9ecd4836abca8d4b45e70e7a/klimatiltak-og-virkemiddel-i-fiskeflaten.pdf>.

Knudsen, O.F., Leraand, D., Lundbo, S. (2020, 10. april). *OPEC*. I Lundbo, S. (Red.). *Store norske leksikon*. <https://snl.no/OPEC>.

Kofstad, P.K og Pedersen, B. (2019, 30. november). *Hydrogen*. I Pedersen, B. (Red.). *Store norske leksikon*. <https://snl.no/hydrogen>.

Lasek, M. (2021, 20. januar). *S&B Analysis: Understanding the VLSFO/Brent Relationship and Bunker Price Outlook for 2021*. Ship & Bunker. <https://shipandbunker.com/news/world/298483-sb-analysis-understanding-the-ulsfo-brent-relationship-and-bunker-price-outlook-for-2021>.

LMG Marin (2019, 1. september). *Sluttrapport for nullutslipps hurtigbåt utviklingsprosjekt*. <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/selfa-arctic-sluttrapport-offentlig.pdf>.

Lorentzen, M. (2019, 23. desember). *Equinor og Rosneft vil starte byggingen av oljefelt i Sibir*. e24.no. <https://e24.no/olje-og-energi/i/70MB48/equinor-og-rosneft-vil-starte-byggingen-av-oljefelt-i-sibir>.

Massachusetts Institute of Technology (MIT). (2006). *Session 3: Inventory Analysis*. <https://ocw.mit.edu/courses/engineering-systems-division/esd-123j-systems-perspectives-on-industrial-ecology-spring-2006/lecture-notes/lec11.pdf>.

Miljødirektoratet. (2018). *Kunnskapsgrunnlag for omsetningskrav i skipsfart*. (Rapport M-1125). Miljødirektoratet.no. <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/M1125/M1125.pdf>.

Miljødirektoratet (2018, 26. april). *Analyse av tiltak for reduksjon av klimagassutslipp fra innenriks skipstrafikk* (Rapport M-1027|2018). <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/M1027/M1027.pdf>.

Miljødirektoratet. (2020). *Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030* (2020). (Rapport M-1625). <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf#page=135>.

- Münchow, O. (2020, 9. oktober). *Utslippsfrie hurtigbåter er satt på vent*. Samferdsel nett. <https://samferdsel.toi.no/reportasjer/utslippsfrie-hurtigbater-er-satt-pa-vent-article34682-2225.html>.
- Nestaas, I. og Grønmo, S. (2020, 7. desember). *Livsløpsanalyse*. I Grønmo, S. (Red.). *Store norske leksikon*. <https://snl.no/livsl%C3%B8psanalyse>.
- NHO (@). *Selskapsskatt*. <https://www.nho.no/tema/skatter-og-avgifter/artikler/selskapsskatt/>.
- NIBIO. (2019, 2. oktober). *Livsløpsanalyser (LCA)*. <https://www.nibio.no/tema/miljo/livslopsanalyser-lca>.
- Norges Bank. (2021, 18. mars). *Pengepolitisk rapport med vurdering av finansiell stabilitet*. norges-bank.no. <https://www.norges-bank.no/contentassets/6f148f296f154705a0d845839e638351/pengepolitisk-rapport-1-21.pdf?v=03/18/2021154937&ft=.pdf>.
- Norum, H. og Molde, E. (2020, 26. november). *Stiller krav om lav- eller nullutslippsferger innen 2023*. nrk.no. <https://www.nrk.no/norge/stiller-krav-om-lav--eller-nullutslippsferger-innen-2023-1.15261914>.
- NTB (2020, 15. mai). *Regjeringen ignorerte vedtak om maritim krisehjelp*. TU. <https://www.tu.no/artikler/regjeringen-ignorerte-vedtak-om-maritim-krisehjelp/492243>.
- NVE. (2020, 6. juli). *Strømforbruk i Norge har lavt klimagassutslipp*. <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/stromforbruk-i-norge-har-lavt-klimagassutslipp/>.
- NVE (2018). *Nasjonal Varedeklarasjon 2018*. <https://www.nve.no/energiforsyning/varedeklarasjon/nasjonal-varedeklarasjon-2018/>
- Olaussen, J.O., Bouwer Utne, I., Ellingsen, H., Aanond Aanondsen, S. (2008). *Forprosjekt - Miljøregnskap for fiskeri- og havbruksnæringen i Norge*. (Rapport SFH80-A086002). sintef.no. https://www.sintef.no/globalassets/upload/fiskeri_og_havbruk/internasjonalt_radvning/miljoregnskapforprosjekt.pdf.
- Olje- og energidepartementet (OED) og Klima- og miljødepartementet (KLD). (2020). *Regjeringens hydrogenstrategi – på vei mot lavutslippsamfunnet*. https://bahr.no/wp-content/uploads/2020/06/Regjeringens_hydrogenstrategi.pdf.
- PwC (2019). *Energibruk i transportsektoren i Norge. Perspektiv for 2030*. https://www.pwc.no/no/publikasjoner/energibruk_i_transportsektoren_i_Norge.pdf.

PwC (2019). *Status H2 som energibærer i maritim næring*.

https://www.blumaritimecluster.no/download?objectPath=/upload_images/CCC/EB48BF3354E519C4EAF01D71443E0.pdf.

Regjeringen. (2019, 7. oktober). *Avgiftssatser 2020*.

<https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/avgiftssatser-2020/id2671008/>.

Regjeringen. (2014, 19. november). *Kraftmarkedet og strømpris*.

<https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/stromnettet/kraftmarkedet-og-strompris/id2076000/>.

Samferdselsdepartementet. (2019) *Plan for fossilfri kollektivtrafikk i 2025*.

Regjeringen.no.

<https://www.regjeringen.no/contentassets/383ec46d92b54c02af488558e2dbe0c1/handlingsplan-for-fossilfri-kollektivtransport.pdf>.

Skatteetaten (@). *Avskrivningssatser*.

<https://www.skatteetaten.no/satser/avskrivningssatser/>.

Stensvold, T. (2017, 1. januar). *NOX-fond-rapport. Batteri og brenselcelle kan kutte utslipp fra hurtigbåter*. tu.no.

<https://www.tu.no/artikler/batteri-og-brenselcelle-kan-kutte-utslipp-fra-hurtigbater/366391>.

Strømgren, T. (2020). *Maritim bruk av hydrogen*

Ulike energikilder og energibærere Energianalyse. Arena Ocean Hyway Cluster.

Valmot, O.D. (2017, 20. januar). *Nå faller prisen på litiumionbatterier raskere enn noen gang*. TU.

<https://www.tu.no/artikler/na-faller-prisen-pa-litiumionbatterier-raskere-enn-noen-gang/367874>.

@. (2018, 25. oktober) *Virkningsgrad*. I Støvneng, J.A. (Red.). *Store norske leksikon*. <https://snl.no/virkningsgrad>.