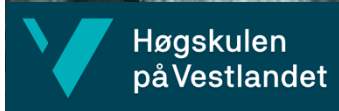


# Analyse av batterityper for bruk i forbindelse med brenselceller

Heidi La Haganes  
Maria Alice Svendsen

Bacheloroppgave i Energiteknologi  
Bergen, Norge 2023





# Analyse av batterityper for bruk i forbindelse med brenselceller

Heidi La Haganes  
Maria Alice Svendsen

Institutt for Maskin- og Marinfag  
Høgskulen på Vestlandet  
NO-5063 Bergen, Norge

IMM 2023-M73

Høgskulen på Vestlandet  
Fakultet for Ingeniør- og Naturvitskap  
Institutt for maskin- og marinfag  
Inndalsveien 28  
NO-5063 Bergen, Norge

Omslag fotografi © Norbert Lümmer

*English title:* Analysis of battery types in use with fuel cells.

Forfattere, studentnummer: Heidi La Haganes, 594599  
heidilaha@hotmail.com  
Maria Alice Svendsen, 594606  
svendsenmaria00@gmail.com

Studieprogram: Energiteknologi  
Dato: Mai 2023  
Rapportnummer: IMM 2023-M73 (Gruppe M73)  
Veiledere ved HVL: Velaug Myrseth Oltedal  
Yansong Zhao  
Oppdragsgiver: TioTech AS  
Oppdragsgivers referanse: Tore Solheimslid

Antall filer levert digitalt: 1

## Forord

Denne oppgaven representerer avslutningen på vårt bachelorstudium i Energiteknologi ved Institutt for Maskin- og Marinfag (IMM) ved Høgskulen på Vestlandet. Valget om å skrive oppgave innenfor tema om nullutslipp var på bakgrunn av interesse for fremtidige bærekraftige løsninger. Selv om oppgaven er tildelt av TioTech AS, som er produsent av anodematerialet TitanB™ for bruk i litium-ionbatterier, er oppgaven gjennomført fra et objektivt perspektiv.

Vi syns oppgaven har vært svært interessant og lærerik, selv om tema er litt utenfor vårt pensumsområde. Vi har hatt kontakt med flere bedrifter i næringslivet, noe som har vært avgjørende for å få en generell forståelse for temaet. Utarbeidelsen av rapporten har gitt oss en verdifull erfaring, og vi har hatt en bratt læringskurve.

Vi vil takke våre veiledere, Velaug Myrseth Oltedal og Yansong Zhao ved HVL, sammen med Tore Solheimslid ved TioTech AS som alltid har stilt opp og gitt oss god veiledning. Vi har satt stor pris på et godt samarbeid med dere, og takker for innsatsen. Videre ønsker vi å takke Eirik Olsen ved Torghatten Nord AS, Ivan Østvik ved Norled AS, Ronny Onarheim og Bjørnar Skogseth ved Wärtsilä, Pål Gunnar Eide ved SEAM AS og Kristian Holmefjord fra Corvus Energy Norge AS som har tatt seg tid til å møte med oss i forbindelse med oppgaven. En spesiell takk rettes til Olsen som har vært tilgjengelig på mail gjennom semesteret, og har vært en stor bidragsyter for oppgaven. Til slutt vil vi takke kjæreste og familie som har tatt seg tid til å lese igjennom oppgaven under innleveringsprosessen.



## Sammendrag

Med dagens miljøutfordringer mål om lavutslippssamfunn, er utslippsfrie drivstoff gode ressurser for å redusere klimagassutslippene. Brenselceller og batterier er miljøvennlige kilder til elektrisk kraft. Brenselceller er dyre, og det blir gjort grundige vurderinger for å øke levetiden av dem. Ved å installere et batteri i kombinasjon med brenselceller, kan brenselcellene driftes på mest mulig konstant last som kan øke levetiden av dem. Kombinasjonen er ny teknologi, og det er bare noen få prosjekter som er under uttesting. Det er mye ukjent for systemet, og det mangler blant annet kunnskap rundt hvilke batterityper som egner seg med ulike brenselceller.

Hovedtemaet for oppgaven er analyse av batterityper for bruk i forbindelse med brenselceller. Analysen er avgrenset til maritim transportsektor, og det ble valgt å gå i dybden på én case. Casen bygger på et prosjekt som er under utvikling, og derfor baserer seg på data anskaffet ved møteintervjuer med bedriftene i prosjektet. Det har blitt gjort noen antagelser og avgrensninger basert på begrensninger i tilgang på data. Denne casen er hydrogenfergene over Vestfjorden driftet av Torghatten Nord AS. Fokuset har vært å analysere hvilke konsekvenser valg av batterityper har for fleksibilitet i brenselcellekapasitet, i tillegg til nåverdien for kombinasjonene.

Første steg i arbeidet var å gjennomføre en litteraturstudie for å danne et teoretisk grunnlag, samt et søk etter eksisterende løsninger med hybridsystemet i Norge. Datainnsamlingen baserte seg på intervjuer og samtaler med bedrifter. Dette var avgjørende for å anskaffe seg tilstrekkelig informasjon for analysen. For analysen ble det valgt å undersøke batterikjemiene NMC, LFP, LTO og TitanB<sup>TM</sup> i kombinasjon med brenselcellen for en gitt driftsprofil for fergene over Vestfjorden.

Det ble undersøkt batterier med og uten levetidskrav på 10 år etter kriterium av Torghatten Nord. Ved et NMC-batteri var det behov for å oppskalere batteriet når det ble redusert effektlevering på brenselcellene. For det økonomiske ble NMC generelt det minst lønnsomme. Ved et LFP-batteri måtte det sørges for tilstrekkelig energimengde på batteri for å drifte helelektrisk ved en fase. Ved reduserte effekter på brenselcellene ga det ingen faste mønstre for nåverdien, derimot ble den både økt og redusert. Et interessant funn ved LTO- og TitanB<sup>TM</sup>-batteri er at selv om disse batterikjemiene er tilnærmet like, ga det store forskjeller i nåverdien. Ut ifra alle batterikjemiene var det TitanB<sup>TM</sup> som generelt sett ble det mest lønnsomme.





## Summary

With today's environmental challenges, and a goal to become a low-emission society, emission-free fuels are good resources for cutting gas emissions. Fuel cells and batteries are environmentally friendly sources of electrical power. As fuel cells are expensive, thorough assessments are made to increase their lifetime. By installing a battery combined with fuel cells, the fuel cells can be operated at a constant load. This combination is a new technology, and there are only a few projects that are being tested. There is much that is unknown to the system, as well as lack of knowledge about which battery types are suitable for different fuel cells.

The central theme of the thesis is an analysis of battery types for use in combination with fuel cells. The analysis is limited to maritime transport, and it will go in depth in one case. This case is based on a project that is under development and is therefore based on data acquired through interviews with the companies attached to the project. Some assumptions and limitations have been made based on limitations in access to data. The case concerns the hydrogen ferries across Vestfjorden operated by Torghatten Nord AS. The analysis focuses on the consequences of different choice of battery types in combination with different flexibility in fuel cell capacity, in addition to the present value of these combinations.

The first step in working with the thesis was to conduct a literature study to form a theoretical basis, as well as a search for existing solutions with the hybrid system in Norway. The data collected through interviews, was crucial to acquire sufficient information to the thesis. For the analysis, it was chosen to examine the battery chemistries NMC, LFP, LTO and TitanB in combination with the fuel cell for a given operating profile for the ferries across the Vestfjorden.

Batteries with and without a lifetime requirement of 10 years, a criterion by Torghatten Nord, were examined. With an NMC battery, there was a need to scale up the battery whenever the power delivery from the fuel cells was reduced. In terms of finances, NMC was generally the least profitable. With an LFP battery, it had to be ensured that there was enough energy on the battery to be able to operate all-electrically at the selected phase. In the case of reduced effects on the fuel cells, there were no fixed patterns for the present value, on the other hand, it was both increased and decreased. An interesting finding with LTO and TitanB<sup>TM</sup> batteries is that even though these battery chemistries are almost the same, there were large differences in the present value. Based on all the battery chemistries, TitanB<sup>TM</sup> was generally the most profitable.



## Innholdsfortegnelse

<b>Forord</b> .....	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>iii</b>
<b>Summary</b> .....	<b>v</b>
<b>Nomenklatur</b> .....	<b>ix</b>
<b>1. Innledning</b> .....	<b>1</b>
1.1 <i>Bakgrunn</i> .....	1
1.2 <i>Prosjekter i dag</i> .....	2
1.3 <i>Problemstilling</i> .....	3
1.4 <i>Avgrensninger</i> .....	4
<b>2. Teori</b> .....	<b>5</b>
2.1 <i>Batterier</i> .....	5
2.1.1    Oppbygning og funksjon.....	5
2.1.2    Batterikarakteristikker.....	6
2.1.3    Litium-ionbatterier (Li-ion).....	9
2.2 <i>Brenselceller</i> .....	11
2.2.1    Oppbygning.....	12
2.2.2    Typer brenselceller.....	13
2.3 <i>Hybridfartøy med brenselceller</i> .....	15
2.3.1    Batteri- og brenselcelletyper i hybridfartøy.....	15
2.3.2    Hensikt med batteriinstallasjon.....	16
2.3.3    Samspill.....	18
2.4 <i>Nåverdi</i> .....	19
2.4.1    Nåverdiberegning.....	20
<b>3. Metode</b> .....	<b>21</b>
3.1. <i>Litteraturstudie – kvalitativ forskning</i> .....	21
3.2. <i>Innsamling av data</i> .....	21
3.3. <i>Behandling av data</i> .....	22
3.3.1    Driftsprofil.....	23
3.4. <i>Antagelser</i> .....	23
3.5. <i>Fremgangsmåte</i> .....	24
<b>4. Casebeskrivelse: Hydrogenferger over Vestfjorden</b> .....	<b>29</b>
4.1. <i>Informasjon om sambandet</i> .....	29
4.2. <i>Krav til drift</i> .....	31
4.2.1    Driftskrav.....	32
4.3. <i>Driftsprofil</i> .....	32
<b>5. Resultater og diskusjon</b> .....	<b>35</b>
5.1. <i>NMC-batteri</i> .....	35
5.1.1.    NMC2900 og NMC2800.....	36
5.1.2.    NMC2700.....	39
5.1.3.    NMC2600.....	40

5.1.4.	Diskusjon av NMC-batteri .....	42
5.2.	<i>LFP-batteri</i> .....	44
5.2.1.	LFP2800 .....	44
5.2.2.	LFP2400, LFP2200 og LFP2100 .....	46
5.2.3.	Diskusjon av LFP-batteri.....	49
5.3.	<i>LTO og TitanB<sup>TM</sup>-batterier</i> .....	51
5.3.1.	LTO2900 og TitanB <sup>TM</sup> 2900 .....	52
5.3.2.	LTO2800 og TitanB <sup>TM</sup> 2800 .....	53
5.3.3.	LTO2700 og TitanB <sup>TM</sup> 2700 .....	55
5.3.4.	LTO2600 og TitanB <sup>TM</sup> 2600 .....	57
5.3.5.	Diskusjon av LTO- og TitanB <sup>TM</sup> -batterier .....	59
5.4.	<i>Sammenligning av nåverdi</i> .....	61
5.4.1.	Diskusjon av nåverdisammenligning .....	64
<b>6.</b>	<b>Konklusjon</b> .....	<b>66</b>
<b>7.</b>	<b>Feilkilder, sensitivitetsanalyse og videre arbeid</b> .....	<b>68</b>
	<b>Referanser</b> .....	<b>72</b>
	<b>Vedlegg</b> .....	<b>75</b>
	<i>Vedlegg A – Oppsett for intervju</i> .....	75
	<i>Vedlegg B – Lastprofil for fergen</i> .....	77
	<i>Vedlegg C – Datablad for brenselcellesystemet</i> .....	79

## Nomenklatur

Ord / uttrykk / forkortelse	Forklaring
HVL	Høgskulen på Vestlandet
IMM	Institutt for Maskin- og Marinfag
Rampetid	En periode med høy aktivitet og energi. I denne sammenheng fra når fartøyet er i ro til det er i normal drift.
MW	Mega Watt
kW	Kilo Watt
kWh	Kilo Watttime
CO <sub>2</sub>	Karbondioksid
O <sub>2</sub>	Oksyngengass
LTO	Lithium titanium oxide – <i>Litium-titan-oksidi</i>
NMC	Lithium nickel manganese cobalt oxide - <i>Litium-nikkel-mangan-kobolt-oksidi</i>
LFP	Lithium iron phosphate – <i>Litium-jern-fosfat</i>
LMO	Lithium manganese oxide – <i>Litium-mangan-oksidi</i>
LCO	Lithium cobalt oxide – <i>Litium-kobolt-oksidi</i>
NCA	Lithium nickel cobalt aluminium oxide - <i>Litium-nikkel-kobolt-aluminium-oksidi</i>
TitanB™	Anodemateriell produsert av TioTech As
AFC	Alkaline Fuel Cell – <i>Alkalisk brenselcelle</i>
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell – <i>Fast oksid brenselcelle</i>
PEMFC	Proton Exchange Fuel Cell – <i>Protonledende brenselcelle</i>
MEA	Membrane Electrode Assembly
NPV	Net Present Value - <i>Nåverdi</i>
$K_n$	Pengebeløp om $n$ år
$K_0$	Pengebeløp år 0
$p$	Rente
CAPEX	Kapitalkostnader
OPEX	Vedlikeholdskostnader
SOC	State of charge
DOD	Depth of discharge



# 1. Innledning

## 1.1 Bakgrunn

I slutten av 2015 ble Parisavtalen vedtatt, en internasjonal avtale som skal sørge for at landene i verden klarer å begrense klimaendringene [1]. I april 2016 ble den ratifisert av Norge. Selv om avtalen gjelder for alle land forventes det at de rike landene bidrar mer. Landene skal lage en nasjonal plan med hvordan, og hvor mye de skal kutte i klimagassutslipp. Dette målet skal også fornyes med et strengere krav hvert femte år fra år 2020. Norges bidrag for å motvirke klimaendringene er å redusere utslippet av klimagasser med minst 50 % opptil 55 % innen 2030 med år 1990 som referanse [2]. Dette er et viktig steg mot Norges mål om å være et lavutslippssamfunn innen 2050. Ifølge Statistisk sentralbyrå (SSB) står transportsektoren for 30 % av klimagassutslippene i Norge [3]. Innenfor denne sektoren står veitrafikk som den desidert største med 56 %. Sjøfart og fiskebåter er den andre største kategorien som utgjør 19 % av utslippene til transportsektoren, der sjøfart utgjør mest med 90 %. For å kunne nå klimamålene må utslippsfrie drivstoff benyttes. Elektriske biler er godt integrert i norsk samfunn som et godt tiltak for å redusere klimautslipp for veitrafikk. I 2022 var 21 % av alle registrerte personbiler helelektriske [4]. Norsk sjøfart har mål om 50 % reduksjon av utslipp innen 2030, og en håndfull prosjekter er allerede i gang for å nå målene. Norge er ledende innenfor elektrifisering av ferger og hurtigbåter, og flere norske rederi har satt seg ambisiøse mål om å redusere sine klimagassutslipp i fremtiden.

Brenselceller er, på lik linje med batterier, miljøvennlige kilder til elektrisk kraft [5]. Fordelen med brenselceller er at de kontinuerlig kan produsere elektrisitet, så lenge de har tilførsel av drivstoff. Drivstoffet kan blant annet være ulike varianter av hydrogen [6]. Brenselceller er mer energieffektive når de brukes til høye effektnivåer over lengre tid. Derfor vil bruk av brenselceller i fartøy være mer praktisk sammenlignet med enestående drift på batteri [7]. Brenselcellesystemer er svært dyre for store applikasjoner, og det blir derfor gjort grundige vurderinger og dimensjonerings for å øke levetiden av dem. Å sette et batteri i kombinasjon med brenselcellene er et godt utgangspunkt, slik at brenselcellene har mulighet til å kjøre på mest mulig konstant last. På den måten kan brenselcellene driftes lengre uten drastisk nedgang i virkningsgrad. Slike energisystemer er ny teknologi, og det er foreløpig bare noen få prosjekter hvor dette er under uttesting. Det er mye som er ukjent, og blant annet mangler det kunnskap

rundt hvilke batterityper som passer sammen med ulike brenselceller. Det vil derfor være av interesse å analysere utslagene batteritypene medfører til bruk i fartøy.

## 1.2 Prosjekter i dag

I dette underkapitlet skal det presenteres noen av de første utviklingsprosjektene innenfor maritimtransport som benytter seg av brenselceller og batteri. Prosjektene som blir presentert er forsyningsfartøyet Viking Energy, passasjerfergen MF Hydra, og passasjerfergen Sea Change.

### *Forsyningsfartøyet Viking Energy*

Viking Energy er et forsyningskip eid og drevet av selskapet Eidesvik Offshore ASA. Eidesvik er et offshorerederi som eier og driver spesialbygde fartøy til diverse marked innen offshore supply, subsea, offshore-vind og seismikk [8]. Skipet Viking Energy er et samarbeidsprosjekt med Wärtsila, et konsern som har fokus på teknologiutvikling. I Norge driver de med utvikling og salg av blant annet fremdriftssystemer og elektro- og automasjonssystemer [9].

Skipet er et utviklingsprosjekt som skal driftes med brenselceller på ammoniakk ( $\text{NH}_3$ ) for nullutslipp [10]. Prosjektet er verdens første av sitt slag med mål om ferdigstillelse i utgangen av 2023. Viking Energy har tidligere vært utstyrt med Wärtsilas motorer drevet av flytende naturgass. Dette skal bli erstattet med en drivstoffblanding som inneholder 70 % ammoniakk. Det endelige målet vil være å oppnå drift med 100 % ammoniakk.

### *Passasjerfergen MF Hydra*

MF Hydra er en passasjerferge, og er verdens første driftet på hydrogen. Fergen er bygget for Norges største ferge- og hurtigbåtrederi, Norled AS. Norled har satsset på nye fartøystyper og miljøvennlige teknologier [11]. MF Hydra er et produkt av en utviklingskontrakt med Statens vegvesen, etter at Norled vant anbudet i 2018. Det var planlagt oppstartstid høsten 2021, men på bakgrunn av mye ny teknologi og omfattende sikkerhetskrav ble MF Hydra satt i drift på hydrogen for første gang våren 2023 [12]. I 2021 ble MF Hydra kåret til «Ship of the Year» av Skipsrevyen. I juryens beskrivelse ble det blant annet trukket frem at MF Hydra har klart å løse utfordringene med lagring og håndtering av hydrogen, noe som gjør MF Hydra til et av verdens mest miljøvennlige ferger [13].



### *Passasjerfergen Sea Change*

Sea Change er en passasjerferge fra San Fransisco som skal driftes av brenselceller med hydrogen som brensel. Fergen er eid av SWITCH Maritime, men drives av passasjerfergetjenesten San Fransisco Sea Bay Ferry. SWITCH er et investeringsselskap i USA som både bygger og leier ut nullutslippsfartøy med støttende infrastruktur for rent drivstoff. Sea Change skal ta imot passasjerer i løpet av våren 2023 [14].

## 1.3 Problemstilling

Å installere et batteri sammen med brenselceller i applikasjoner for å redusere bruk av fossilt drivstoff anses som ny teknologi, og er ikke vanlig praksis i dag. Det eksisterer minimalt med forskning på denne typen teknologi, og enhver innsikt fra analyser om temaet vil bidra til å bedre forståelsen av det. Denne typen teknologi kan bidra til reduserte klimagassutslipp i norsk transportsektor. Denne oppgaven tar for seg hvilke roller batteriet vil ha i et fartøy med brenselceller, og hvordan det vil tilpasse seg ved blant annet redusert levert effekt fra brenselcellene. I tillegg blir det undersøkt hvilke faktorer som virker inn på dimensjonering av batterier i slike energisystem.

I denne oppgaven er det derfor valgt å analysere følgende problemstilling:

*Hvilke konsekvenser har valg av batteriteknologi for fleksibilitet i brenselcellekapasitet, og for nåverdien av hydrogen-batteri hybridsystemet?*

Oppgaven tar utgangspunkt i et spesifikt casetilfelle som blir nærmere presentert i kapittel 4. Resultatene i oppgaven vil dermed være basert på informasjon hentet for casetilfellet. Dette er basert på begrensninger i tilgang på data og informasjon.

Ettersom oppgaven er tildelt fra TioTech AS, vil TitanB™ være et av flere batterikjemier som blir undersøkt. TitanB™ er et produkt produsert av TioTech AS. Dette vil ikke gi påvirkning på analysens objektive vurderinger.

## 1.4 Avgrensninger

- I oppgaven vil det ikke opplyses om egenskaper og kostander for drivstoffvarianter og energibærere. Det forventes at leser har grunnleggende kunnskap om ulike drivstoffvarianter, og deres betydning i et miljøperspektiv.
- I oppgaven vil det kun gjøres beregninger for drift på batteri og brenselceller. Kostnader for drivstoff i form av hydrogen og landstrøm blir ikke vurdert i beregningene.
- Kostnadsberegningene i oppgaven er avgrenset til å vurdere kapitalkostnader (CAPEX) og vedlikeholdskostnader (OPEX) for brenselcellesystem, og kapitalkostnader for batteri. Det blir ikke gjort beregninger for vedlikeholdskostnader av batteriet.

## 2. Teori

I dette kapitlet presenteres teori som vil være relevant for at leser skal få en god forståelse av oppgavens formål, og elementene som undersøkes. Her informeres det om batterier og brenselceller, deres oppbygning og funksjon, og ulike varianter for hver av dem. Videre blir det gitt en introduksjon om hybridfartøy som benytter brenselcellesystem, og hvordan samspillet mellom et batterisystem og brenselcellesystem er for slike fartøy. Avslutningsvis presenteres økonomisk teori om nåverdiberegninger som blir tatt i bruk i oppgavens analysedel.

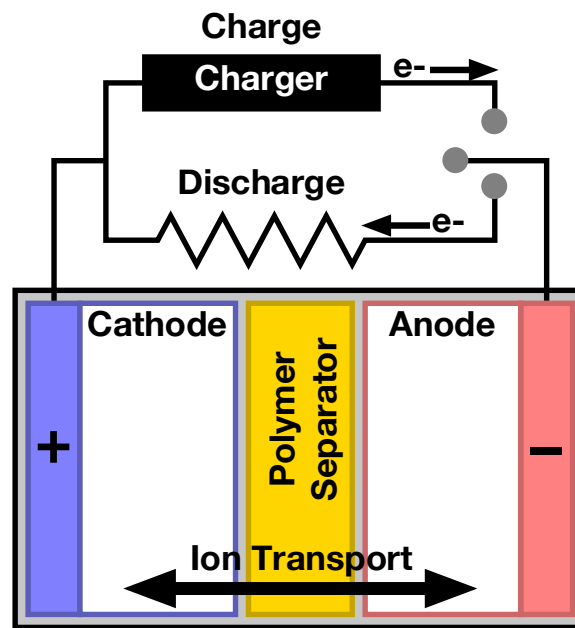
### 2.1 Batterier

Et batteri kan fungere som et energilager, og forsyne en applikasjon med oppsamlet energi [15]. I dette delkapitlet blir batteriets oppbygning og funksjon sett nærmere på. Videre presenteres teori om noen utvalgte batterityper og deres karakteristikk. I tillegg utdypes det om parametere som karakteriserer ulike batterityper, og som vil bli avgjørende ved valg av batteri.

#### 2.1.1 Oppbygning og funksjon

Det skilles mellom primærbatterier og sekundærbatterier. Førstnevnte er batterier som ikke kan lades opp, mens sekundærbatterier er oppladbare [15]. Sekundærbatterier er dermed gjenbrukbare, og har en langt større miljøgevinst sammenlignet med primærbatteriene [16].

Battericeller er en elektrolytisk celle som består av en positivt og en negativt ladet elektrode, som begge er omringet av en elektrolytt og adskilt med en separator [15]. Elektrolytten er et stoff av ioner som kan lede elektrisitet i form av elektroner. Elektrodene består av ulike materialer, der den negative elektroden (anoden) gir fra seg elektroner (oksidasjon), og den positive elektroden (katoden) tar til seg elektroner (reduksjon) i reaksjon med elektrolytten. Elektronene vandrer gjennom en ytre krets fra den negative til den positive elektroden. Kretsen lukkes når de positive ionene fra oksidasjonsreaksjonen ved anoden vandrer gjennom elektrolytten og separatoren til katoden. Denne prosessen svarer da til utladning av batteriet, og kalles en redoksreaksjon [17]. Ved gjenoppladning av batteriet blir den kjemiske prosessen forklart ovenfor reversert ved at cellen blir tilført elektrisk energi [15]. Flere battericeller kan så settes sammen til en cellemodul [18]. Figur 2-1 nedenfor viser hvordan et sekundærbatteri fungerer ved bruk.



Figur 2-1: Illustrasjon som viser et sekundærbatteri med tilhørende komponenter. Illustrasjonen viser prosessene som foregår i batteriet ved både ut- og opplading. Når batteriet er i drift, vandrer negativt ladde elektroner gjennom en ytre krets mellom elektrodene. Positivt ladde ioner vandrer gjennom batteriets separator. Illustrert av: Tharcher [19] CC BY-SA 3.0.

Katodens kjemiske sammensetning er blant faktorene som har størst innflytelse på batteriets ytelse. [18] Andre påvirkningsfaktorer vil være batterikomponentenes kvalitet, anodemateriale, elektrodebeleggets tykkelse og porøsitet, elektrolytten, separatoren, strømledere og cellekonstruksjon.

### 2.1.2 Batterikarakteristikker

I dette underkapitlet presenteres informasjon om ulike egenskaper for et batteri. Disse egenskapene er karakteriserende for batteriet, og blir viktige ved sammenligning av ulike batterityper. Egenskapene kan videre si noe om hvilke bruksområder batteriet egner seg til.

#### *Elektrisk ladning, strøm og spenning*

Elektrisk ladning danner grunnlaget for elektriske felt, og har positiv eller negativ verdi for et legeme [20]. For batterier er det elektrodene som skaper det elektriske feltet som oppstår. Enheten for elektrisk ladning er coulomb [C]. Strøm har enhet ampere [A], og er et mål på passerende elektrisk ladning ved et punkt per sekund [21]. Elektrisk spenning kan forklare som nødvendig arbeid for å bytte ladningsfortegn for to enheter som danner et elektrisk felt [22]. Batteriets spenning forteller om et potensialforskjell mellom elektrodene, og

har enheten volt [V] [18]. Spenningen avhenger av elektrodematerialene og deres avstand i spenningsrekken, som gjør at ulike batterikjemier har ulike spenningsnivåer. Batteriets spenningsnivå avta etter hvert som det lades ut, der reduksjonsmønsteret er forskjellig for kjemiene til kjemi.

### *Kapasitet*

Under gitte forhold forteller batteriets kapasitet om mengden elektrisk ladning som enheten kan levere [23]. Kapasiteten er et produkt av batteriets utleverte strømhastighet og utladetid, og har enhet amperetimer [Ah].

### *Effekt*

Batteriets effekt er produktet av dets strøm og spenning, og er et mål på mengde avgitt energi per tid [24]. Effekt oppgis i enheten watt [W].

### *Energi og energitetthet*

Energi er et mål på evne til å utføre et arbeid [25]. Verdien indikerer en gitt energimengde som er lagret i batteriet, og oppgis i wattimer [Wh] som et produkt av dets spenning og kapasitet [26]. Batteriets energimengde indikerer hvor mye arbeid det kan utføre over tid. Energitetthet forteller om batteriets energimengde per enhet [24]. Det skilles mellom volumetrisk energitetthet som er energimengde per volum [Wh/l], og gravimetrisk energitetthet som er energimengde per vekt [Wh/kg].

### *“State of charge” (SOC)*

Batteriets «state of charge» kan defineres som batteriets oppladde tilstand av total maksimal kapasitet [15]. Verdien kan oppgis i prosent [%], eller som energimengde i form av wattimer [Wh].

$$SOC = \frac{\text{Gjenværende kapasitet}}{\text{Totalt tilgjengelig kapasitet}} \quad (1)$$

### *“Depth of discharge” (DOD)*

“Depth of discharge” er en annen måte å oppgi batteriets ladetilstand på, og kan defineres som batteriets utladde tilstand av total maksimal kapasitet [15]. Et batteris DOD og SOC utgjør til sammen 100 % av dets kapasitet. Verdien kan oppgis i prosent [%], eller som energimengde i

form av wattimer [Wh]. Konvensjonelt sett tilsvarer DOD en prosentvis andel av total kapasitet som blir brukt i batteriet [27].

### *C-rate*

C-rate forteller om ladehastigheten til et batteri, og beregnes ved å dividere batteriets strøm på dets kapasitet [28]. 1 C tilsvarer fullstendig gjenoppladning av batteriet, det vil si fra 0 % til 100 %, i løpet av en time. 2 C betyr tilsvarende at batteriet kan gjennomføre to fullstendige gjenoppladninger i løpet av en time.

### *Sykluser og levetid*

Batteriets sykluser tilsvarer antall ganger batteriet kan lades fullt ut og opp igjen, inntil det når «end of life»-tilstand [15]. Batteriet har nådd «end of life»-tilstand når det maksimalt kan levere en gitt prosentandel av dets opprinnelige kapasitet. Hva denne prosentandelen er kan variere fra batteri til batteri, men vil i mange tilfeller være satt til 80 %. Ladeintervallene må ikke være fullopplading og fullutlading, og kan foregå i mindre intervall [26]. Det er energimengden til og fra batteriet som måles. Batteriets levetid blir oppgitt i antall sykluser batteriet har. Degradering påvirker batteriets levetid, og er prosessen der batteriet får redusert kapasitet og økt indre motstand [18]. Dette vil skje for alle batterier med tiden og gjennomgåtte sykluser. Prosessen skjer raskere jo mer batteriet oppholder seg utenfor batterikjemiens temperaturtrivselsintervall, ved overlading av batteriet, ved høyere C-rater og ved større variasjoner i SOC per syklus. Batteriene vil i tillegg oppleve mer degradering ved opphold i lave og høye verdier i SOC, og har dermed et trivselsintervall i SOC der det utsettes for mindre degradering. Det er dermed vanlig å dimensjonere batteriene større enn nødvendig for å unngå degradering i størst mulig grad.

### *Sikkerhet*

Batteriets sikkerhet sier noe om dets evne til å unngå svikt under varierende forhold [15]. Svikt i batteriene kan forekomme ved indre feil, kortslutning, overlading og overoppheting av batteriene. Mulige konsekvenser er redusert kapasitet og funksjon, varme- og gassutvikling, og brann- og eksplosjonsfare. Hvilke, og hvor store konsekvenser en batterisvikt leder til, avhenger av batterikjemi, størrelse og ladetilstand på batteriet [18]. Batterikjemiene har ulike temperaturintervaller, som gir forskjeller i termisk stabilitet. Høyere SOC ved en sviktsituasjon leder til mer energi- og varmeproduksjon, og kan dermed gi større konsekvenser.

### 2.1.3 Litium-ionbatterier (Li-ion)

Litium-ionbatterier, også kjent som Li-ion, er av typen sekundær batteri [15]. Det finnes flere varianter for litium-ionbatterier basert på hva slags materialer batterikomponentene består av. De ulike variantene gir samlet et bredt spekter av karakteristikk, som er årsaken til at litium-ionbatterier kan brukes i mange typer applikasjoner over flere sektorer. Litium-ionbatterier har generelt høy energitetthet, og blir derfor brukt i mobile applikasjoner som mobiltelefoner, datamaskiner og elektriske verktøy [24]. Batteritypen brukes også til stasjonære energilagring, og har blitt et populært valg i hybride og helelektriske transportmidler.

Batterikjemiene som oftest nevnes i forbindelse med litium-ionbatterier er litium-kobolt-oksidd (LCO), litium-mangan-oksidd (LMO), litium-nikkel-mangan-kobolt-oksidd (NMC), litium-nikkel-kobolt-aluminium-oksidd (NCA) og litium-jern-fosfat (LFP) [26]. Det foregår mye forskning rundt litium-ionbatterier, der nye kjemier og sammensetninger er under uttesting. Noen av materialene som forventes å bli tatt i bruk i litium-ionbatterier i fremtiden er blant annet litium-sulfat (Li-S) og litium-luft (Li-Air). Det er også forventet at litium-ionbatterier med elektrolytter i fast tilstand vil få større betydning i fremtidig batterisektor.

En annen kjemi som har vekt større interesse de siste årene er litium-titan-oksidd (LTO) [24]. Denne batterikjemien har litium i anoden, som gjør at den skiller seg ut fra de andre litiumbaserte batterikjemiene. LTO har god termisk stabilitet, høyt antall sykluser og høy sikkerhetsgrad [29]. En ulempe for kjemien er at den har høyere kostnader enn andre typer litium-ionbatterier. Den har i tillegg lavere spenning, og dermed også lavere energitetthet. Batterikjemiens karakteristikk gjør at den er godt egnet for bruk i elektriske transportmidler. Det forventes at kjemien vil få reduserte kostnader og bli mer tilgjengelig på markedet i årene fremover.

Det er vanlig å karakterisere batterikjemiene som høyenergi- eller høyeffektbatterier [26]. For høyenergibatterier skilles det igjen mellom batterier med og uten kobolt, da det er knyttet usikkerhet til kobolts betydning i batterisektoren i årene fremover. Dette er basert på økte kostnader for materialet, og etiske spørsmål knyttet til fremstillingen av det relatert til barnarbeid. Som navnet indikerer, egner høyeffektbatterier seg til bruk i applikasjoner med høyt effektbehov. Tilsvarende gjelder for høyenergibatterier. I tabell 2-1 presenteres utvalgte batterikjemier for litium-ionbatterier, karakteristikk og typiske bruksområder for hver av dem.

Tabell 2-1: Tabell som viser oversikt over batterier batterikjemiene NMC, LFP og LTO, med tilhørende kjemisk formel, karakteristikk, batteritype, og egnede bruksområder. Kolonnen for «karakteristikk» inkluderer batterikjemienes egenskaper relatert til energitetthet, utladehastighet, DOD, sikkerhet, spenning og sykluser. Verdiene i tabellen er basert på informasjon hentet fra Battery Technology Crash Course [15], Flash Battery [30] og TioTech AS [27].

Kjemi	Kjemisk formel	Karakteristikk	Batteritype	Bruksområder
<b>NMC</b>	$\text{LiNixMny-Co}_{1-x-y}\text{O}_2$	Energitetthet: 220 - 240 Wh/kg C-rate: 2 C / 3 C DOD: 50 % – 80 % Sikkerhet: mindre termisk stabil Spenning: 3,6 V Sykluser: 2000 - 2500	Høyenergi, med kobolt	Transport Industri
<b>LFP</b>	$\text{LiFePO}_4$	Energitetthet: 170 Wh/kg C-rate: 1 C / 3 C DOD = 80 % - 90 % Sikkerhet: høy termisk stabilitet Spenning: 3,2 V Sykluser: > 4000	Høyenergi, uten kobolt	Transport Bærbare og stasjonære applikasjoner
<b>LTO</b>	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$	Energitetthet: 60-70 Wh/kg C-rate: opp til 10 C DOD: > 98 % Sikkerhet: god termisk stabilitet Spenning: 2,4 V Sykluser: 20 000 - 100 000	Høyeffekt	Transport Militær Ladestasjoner

Ved å variere batterikomponentenes materialer og størrelser kan det designes batterier med spesifikke egenskaper [29]. Dette gjør at litium-ionbatterier kan brukes i et bredt omfang. Anodematerialet i et litium-ionbatteri vil være av en sammensetning som kan binde litium-ioner [15]. Materialene som oftest brukes er basert på grafitt, som har lett for å binde litium gjennom sin lagdelte struktur. Dermed vil anodematerialet oftest være av LTO, NMC eller LFP, mens katodematerialet som regel vil være av LCO, LMO, NMC, NCA eller LFP.



*TitanB™*

TioTech AS er produsenter av anodematerialet TitanB™ for bruk i litium-ionbatterier [31]. TitanB™ inneholder i likhet med LTO titanoksid, men har utfaset litiumet som gjør at det er mindre ressurskrevende og mer kostnadseffektivt enn LTO. I følge TioTech AS tilbyr TitanB™ de samme fordelene som LTO når det kommer til ladning, levetid, temperaturer og sikkerhet. Materialet har opp mot 30 % høyere kapasitet enn LTO, som gjør at det er velegnet for batterier som krever hurtiglading og et langt livsløp. De eneste egenskapene som skiller TitanB™ og LTO-batterier, er derav at TitanB™ har høyere kapasitet og er mer kostnadseffektivt å produsere. I tabell 2-2 presenteres TitanB™ sine karakteristikk og typiske bruksområder.

*Tabell 2-2: Tabell som viser oversikt over batterikjemien TitanB™ med tilhørende kjemisk formel, karakteristikk, batteritype og egnede bruksområder. Kolonnen for «karakteristikk» inkluderer batterikjemiens egenskaper relatert til energitetthet, utladehastighet, DOD, sikkerhet, spenning og sykluser. Verdiene i tabellen er basert på informasjon hentet fra TioTech AS [31].*

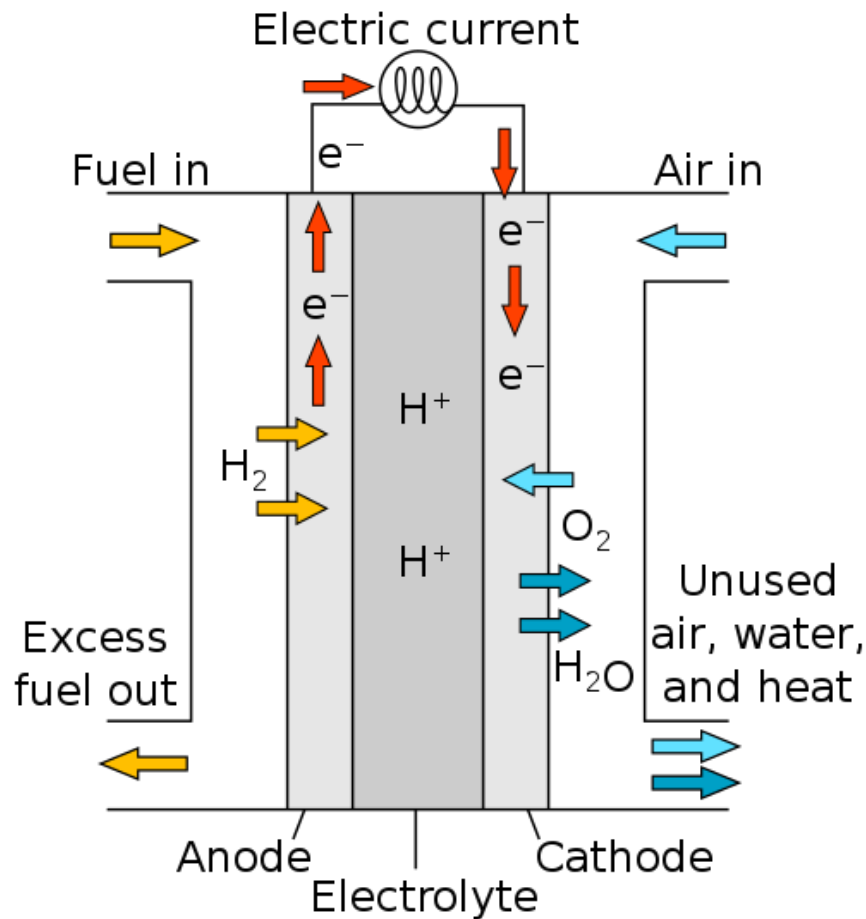
Kjemi	Kjemisk formel	Karakteristikk	Batteritype	Bruksområder
<b>TitanB™</b>	TiO <sub>2</sub>	Energitetthet: 130% av LTO C-rate: opp til 10 C DOD: > 98 % Sikkerhet: god termisk stabilitet Spenning: 2,4 V Sykluser: 20 000 - 100 000	Høyeffekt	Stasjonær energilagring Transport Militær Industri

## 2.2 Brenselceller

Brenselceller er elektrokjemiske celler. Disse representerer en av de mest effektive og miljøvennlige teknologiene for å konvertere kjemisk energi til elektrisitet. Den kjemiske energien i brenselceller blir tilført av energibærere, som for eksempel hydrogen. Brenselceller danner elektrisk energi gjennom spontane elektrodereaksjoner, på samme måte som i et batteri, der forskjellen er at brenselcellene trenger kontinuerlig tilførsel av reaktanter. Det eksisterer flere forskjellige typer brenselceller, og de blir vanligvis navngitt etter typen elektrolytt som tas i bruk. Dette delkapitlet forklarer brenselcellens oppbygning, og presenterer de vanligste typer brenselcelletyper og deres kjemiske teknologi.

### 2.2.1 Oppbygning

Brenselcellene har en standard oppbygning som er tilnærmet lik som for batterier. På samme måte som et batteri har en brenselcelle to elektroder som er koblet sammen ved en ekstern strømkrets. Som vist i figur 2-2 med PEMFC (Proton exchange fuel cell) som eksempel, er elektrodene separert av en elektrolytt, og i tillegg utsettes elektrodene for gass- eller væskestrømmer [32]. Dette er for å tilføre elektrodene brensel, eksempelvis hydrogen eller oksygen. Det er viktig at elektrodene er gass- eller væskegjennomtrengelige, og derfor har en porøs struktur. Den største forskjellen i batterier og brenselcellers oppbygning, er som nevnt tidligere at brenselceller trenger kontinuerlig påfyll av reaktanter for å driftes. I tillegg vil brenselcellens eneste avfall ved bruk av hydrogen være vann.



Figur 2-2: Illustrasjon som viser virkemåten for en PEMFC. Elektrodene er separert av en elektrolytt. Hydrogen og oksygen blir tilført i brenselcellen. Dette fører til at en kjemisk reaksjon som vil genere strøm og gir blant annet rent vann og luft som avfallsstoffer. Illustrert av Mattuci., [33] CC0

### 2.2.2 Typer brenselceller

Det eksisterer flere typer brenselceller. De har ulike egenskaper som gjør at de egnes til ulike bruksområder. Brenselcellene blir som regel navngitt etter hvilken type elektrolytt som tas i bruk. Man skiller brenselcelletyper etter høy- og lavtemperaturbrenselceller, der et eksempel på en høytemperaturbrenselcelle vil være SOFC (Solide oxide fuel cell). Eksempler på lavtemperaturbrenselceller er PEMFC og AFC (Alkaline fuel cell). Brenselcellenes ulike karakteristikk gjør at de egner seg til ulike bruksområder. Nedenfor vil disse tre brenselcellene presenteres.

#### *Solide oxide fuel cell (SOFC)*

SOFC er en høytemperatur brenselcelle [34]. Elektrolytten som tas i bruk er zirkoniumoksid ( $ZrO_2$ ), som er et fast stoff. Zirkoniumoksid er et keramisk materiale som leder oksid-ion ved over 700 grader celsius, og tåler ellers svært høye temperaturer. Den er derfor godt egnet for bruk i SOFC, som har en driftstemperatur på mellom 800-1100 grader celsius. SOFC er den brenselcelletypen med høyest driftstemperatur, og dette kan by på utfordringer ved bruk. Et eksempel på dette er at brenselcellene har lang oppstartstid. Derfor egner SOFC seg godt til bruk i større applikasjoner, slik som store skip i maritim sektor. Den høye temperaturen muliggjør at SOFC kan benytte naturgass direkte, i tillegg til hydrogen som brensel.

Fordi denne brenselcellen operer med en elektrolytt av fast stoff [34]. SOFC består kun av materiale i enten gass- eller fast form. Dette gjør at den i teorien er enklere enn andre typer brenselceller, som i tillegg vil operere med en tredje fasetilstand som følge av elektrolyttens flytende tilstand. I SOFC vil  $O_2$  være det negative ladde ionet, som overføres fra katoden gjennom elektrolytten til anoden.

#### *Proton exchange membrane fuel cell (PEMFC)*

PEMFC er en lavtemperatur brenselcelle. PEMFC blir også kalt for «Polymer electrolyte membrane» ettersom elektrolytten består av en membran av polymer [34]. Den vanligste type polymermembran som blir brukt er en fluorert polymer basert på polytetrafluoretylen-struktur (PTFE), som er varemerket Nafion av firmaet DuPont. Brenselcellen har visse begrensninger - den er dyr å produsere, og må være hydrert for å fungere. Dette resulterer i at brenselcellen kun er funksjonell under 80 grader celsius, som gjør at også andre elektrolytter forskes på til bruk i PEMFC. En fordel med PEMFC er at den har mulighet til å starte opp relativt raskt ved bruk av vanlige polymermembraner, ettersom disse fungerer rundt omgivelsestemperaturer. Dette

gjør at brenselcelletypen er nokså brukervennlig i flere områder, som blant annet i kjøretøy og i mobile applikasjoner. PEMFC benytter hydrogen og oksygen som reaktanter. Når hydrogenet blir tilført brenselcellen, vil elektronene spalte seg fra hydrogenprotonet. Det dannes da et positivt hydrogen-ion, som vandrer igjennom membranen.

PEMFC bruker som tidligere beskrevet tynne, solide plater av elektrolytt [34]. Disse er bundet på begge sider av en plate som består av katalyserte porøse elektroder. Denne refereres til som 'membrane-electrode assembly' med forkortelsen MEA. Moderne MEA er gjerne tynnere, og muliggjør produksjon av kompakte og energitette brenselceller. Dette bidrar til å gjøre PEMFC robust og godt egnet til kjøretøy og elektriske applikasjoner.

#### *Alkaline fuel cell (AFC)*

AFC er en lavtemperatur brenselcelle, og forkortelsen står for «Alkaline fuel cell» på engelsk [34]. Navnet kommer av at den tar i bruk vandig alkaliske løsninger til elektrolytt. Alminnelige AFC bruker alkaliske løsningen kaliumhydroksid (KOH) som elektrolytt, ettersom karbonatet er mer løselig i vann [35]. Elektrolytten vil være felles for de fleste AFC, derimot vil blant annet driftstemperatur variere basert på hvor konsentrert elektrolytten er. Konvensjonell AFC har gjerne en vandig elektrolytt med en konsentrasjon mellom 35 – 85 vekt%, og driftes derfor generelt ved temperaturer lavere enn 100 grader celsius. Dette er for å unngå vanntap fra den alkaliske elektrolyttløsningen. På grunn av den lave driftstemperaturen deler AFC noen fordeler med PEMFC. Eksempler på dette er blant annet lavt krav til varmeisolasjon, da AFC kan starte opp ved omgivelsestemperatur. AFC er en av de eldste brenselcellene, og siden 1960 har den blitt brukt av NASA i romfart for å produsere både strøm og vann.

I tabell 2-3 sammenlignes de tre brenselcellene i tabellen med hensyn på driftstemperatur, elektrolytt og applikasjonsområder.

Tabell 2-3: Tabellen viser en oversikt over brenselcellene SOFC, PEMFC, og AFC og deres driftstemperatur, elektrolytt og applikasjonsområde.

Brenselcelle	Driftstemperatur [°C]	Elektrolytt	Applikasjonsområder
<b>SOFC</b>	800-1100	Zirkoniumoksid	Store applikasjoner og stasjonær kraftproduksjon
<b>PEMFC</b>	>80	Polymermembran	Kjøretøy, og mobile applikasjoner
<b>AFC</b>	>100	Kaliumhydroksid	Romfart

## 2.3 Hybridfartøy med brenselceller

Dette delkapitlet gir en kort introduksjon til fartøy med kombinert batteri- og brenselcellesystem. Dette er gjort for at leser skal få forståelse av systemene som analyseres i oppgaven.

### 2.3.1 Batteri- og brenselcelletyper i hybridfartøy

Dette underkapitlet forklarer hvilke batteri- og brenselcellevarianter som kan egnes til bruk i hybridfartøy.

#### *Brenselceller*

Den største andelen av applikasjoner i transportsektoren som har tatt i bruk brenselceller, benytter PEMFC av lavtemperatur [36]. PEMFC karakteriseres som kompakte og med lav vekt, og gir et relativt enkelt oppsett i disse applikasjonene [37]. Brenselcellevarianten har også høy energieffektivitet, og kan ha oppstart ved lave temperaturer. PEMFC har relativt hurtig responstid og håndterer lastvariasjoner godt, som gjør at den egnes for applikasjoner i maritim sektor. Det forventes at også SOFC kan tas i bruk i maritim transportsektor i fremtiden [38].

I startfasen av teknologiutviklingen er det forventet at brenselcelleanleggene for slike fartøy vil være opp mot 15 ganger så dyre som tilsvarende fossile dieselanlegg [39]. Dette er basert på relativt høye innkjøps- og vedlikeholdskostnader for brenselceller.

### *Batteri*

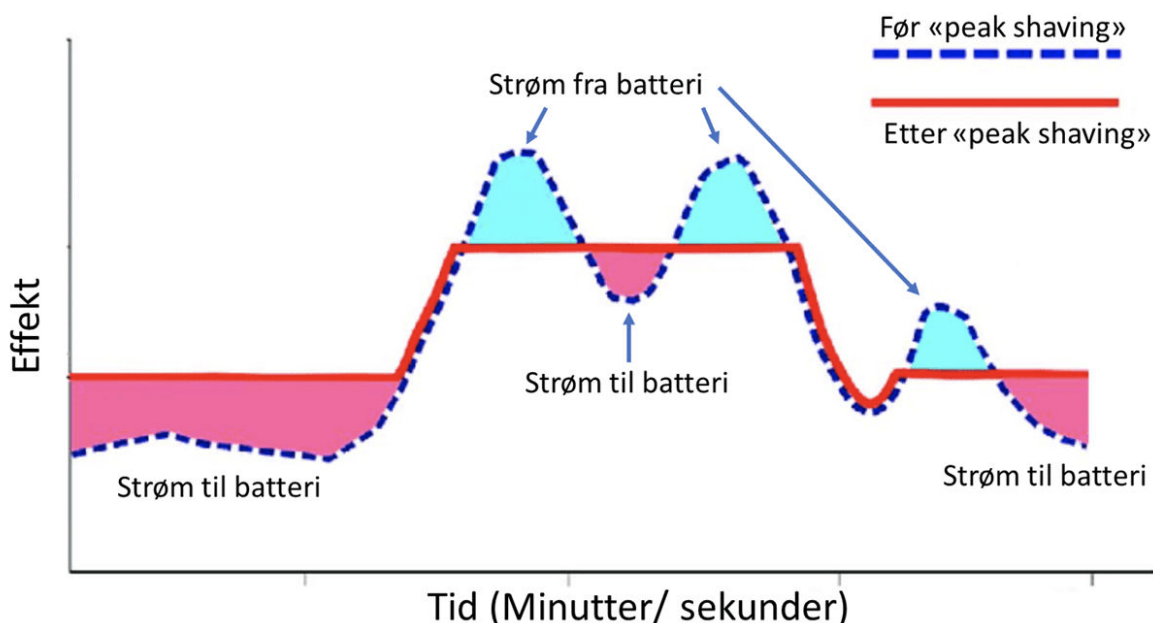
Batterier i hybridfartøy bør kunne lades raskt, ha lang levetid, høy kapasitet og god sikkerhet [26]. Litium-ionbatterienes brede spekter for karakteristikk gjør at de egner seg til bruk i transportsektoren, også i maritime applikasjoner. Tidligere ble stort sett nikkel-metallhydridbatterier (Ni-MH) brukt i elektriske kjøretøy. De senere årene har imidlertid litium-ionbatterier overtatt denne rollen etter hvert som batteriteknologien har utviklet seg. Det er da særlig NMC-batterier som har blitt tatt i bruk i hybrid- og helelektriske biler, som følge av at kjemien har høy energitetthet. Denne verdien er av betydning for fremkomstmidlets vekt, og dermed hvor mye drivstoff som kreves for å få til fremdrift av applikasjonen. Høy energitetthet er dermed en fordel når lav vekt er av betydning for applikasjonen. Men ettersom NMC-batterier er koboltbasert, forventes det at bruken av dem vil avta i årene fremover og at koboltfrie batterikjemier som LFP og LTO, tas mer i bruk. Disse batterikjemiene har per i dag ikke like høy energitetthet som NMC, men det forventes at dette endres i årene fremover. LTO-batterier egner seg til bruk i applikasjoner der det er behov for hurtig opplading, og har blant annet blitt tatt i bruk i utviklingen av helelektriske batteri-tog [28]. Sammenlignet med NMC, vil bruk av LTO-batterier være et dyrere alternativ. LFP-batterier har høy effekt og god sikkerhet, og har blitt tatt i bruk i helelektriske biler og busser. Sammenlignet med NMC-batterier har LFP-batterier lavere kostnader, og omtrent tre ganger så mange sykluser. Basert på karakteristikkene TitanB™ sine karakteristikk, vil også dette materialet egne seg til bruk i transportsektoren [31].

#### 2.3.2 Hensikt med batteriinstallasjon

Batteriet gjør at brenselcellesystemet kan driftes ved jevnere og mer ideell belastning i fartøyet [18]. Dette kan føre til bedret sikkerhetsnivå, reduserte vedlikeholdsbehov og mindre drivstofforbruk. I dette underkapitlet forklares noen av hensiktene med å kombinere et batteri med brenselcellesystemet.

Når et batteri installeres sammen med brenselcellesystemet, kan det operere etter «peak shaving» [40]. «Peak shaving» betyr at batteriet dekker effekttoppene når energileveransen fra

brenselcellene ikke er tilstrekkelig for fartøyets behov. Det vil også få tilført strøm i perioder der energileveransen fra brenselcellene er mer enn det som kreves for fartøyets drift. Figur 2-3 viser hvordan batteriet opererer etter «peak shaving». I figuren representerer den røde linjen effekt fra brenselcellene, og batteriet representerer den blå stiplede linjen.



Figur 2-3: Illustrasjon som viser prinsippet for hvordan "peak shaving" fungerer. Vertikal akse representerer effekt. Horizontal akse representerer tid, i minutter/sekunder. Rød linje representerer utlevert effekt fra brenselcellene. Blå stiplede linje representerer batteriets utleverte effekt. I rødt felt, der blå linje ligger under rød, går det strøm inn på batteriet. Ved disse tilfellene er utlevert effekt fra brenselcellene større enn fartøyets effektbehov. Da går overskuddsstrøm fra brenselcellene inn på batteriet. I blått felt, der blå linje ligger over rød linje, blir det levert strøm fra batteriet til fartøyet. Ved disse tilfellene er fartøyets effektbehov større enn utlevert effekt fra brenselcellene. Da leverer batteriet lagret strøm til fartøyet. Hentet fra: «Er batterier fremtiden i det norske kraftsystemet?» [41]. Gjengitt med tillatelse.

Ved å installere et batteri har fartøyet flere kilder til strøm som kan operere uavhengig av hverandre [40]. Batteriet kan dermed fungere som en sikkerhetsmekanisme for fartøyet ved svikt i energileveransen fra brenselcellesystemet. Fartøyet kan da driftes på energien fra batteriet alene over en viss tid. Dette sikrer at fartøyet enda har tid til å handle før energileveransen går tom, og fartøyet får fullstendig stans. Slik har fartøyet mulighet til å komme seg i sikkerhet ved svikt i brenselcellesystemet.

Når fartøyet har installert et batteri og opererer med lav last, for eksempel ved kailigge, kan brenselcellene holdes ved ideell belastning [40]. Overskuddsstrømmen som brenselcellesystemet ikke bruker direkte, som til dekke av hotellast, går til å lade opp batteriet inntil det når øvre SOC. Da stoppes energileveransen fra brenselcellene, og fartøyets

energibehov dekkes kun ved bruk av batteriet. Dette fortsetter frem til batteriet når nedre SOC. Da startes brenselcellesystemet opp igjen, og vil på nytt driftes ved ideell belastning og lade opp batteriet. Hotellast tilsvarer strømforbruk i fartøyet som ikke er knyttet til fremdriftssystemet, slik som til lys- og varmeproduksjon. Dette vil være fartøyets minsteforbruk av energi ved drift [42].

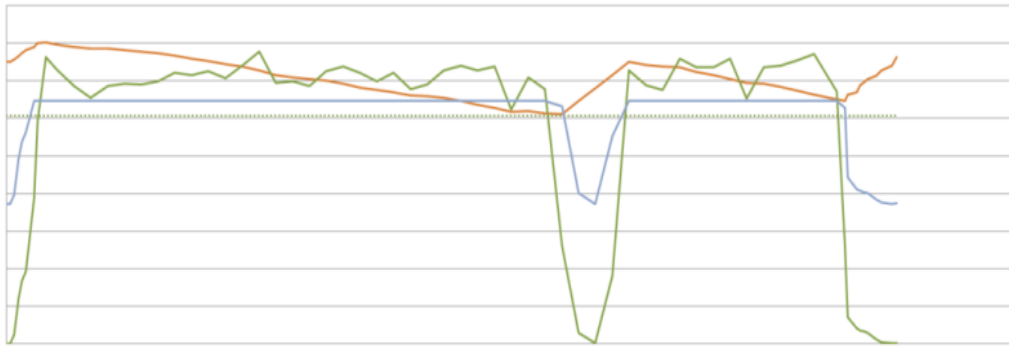
Ved bruk av landstrøm under kailigge der det er tilgjengelig, kan fartøyets energileveranse fra brenselcellesystemet stanses [40]. Batteriet kan da lades opp, og hydrogenforbruket i brenselcellesystemet kan stanses.

«Over-voltage» betyr at brenselcellene stenges ned som følge av for høy spenning [43]. Dette gir økt fare for degradering av brenselcellene, som gjør at de får dårligere effektivitet og må byttes ut på et tidligere tidspunkt. Ved å installere et batteri reduseres sjansen for «over-voltage» i brenselcellene.

### 2.3.3 Samspill

Dette underkapitlet forklarer hvordan samspillet mellom batteriet og brenselcellesystemet fungerer i hybridfartøy. Brenselcellene vil vanligvis driftes på så konstant last som mulig, og batteriet vil fungere til «peak shaving» [44]. Figur 2-4 viser en effekt- og energiprofil for en hurtigferge driftet på brenselceller og batteri i løpet av en time. Grønn kurve representerer fartøyets effektbehov. Blå kurve representerer levert effekt fra brenselcellesystemet. Oransje kurve representerer batteriets SOC. Figuren viser hvordan batteriet og brenselcellene typisk vil operere for å dekke fartøyets lastbehov.





Figur 2-4: Illustrasjon som viser en simulert effekt- og energiprofil for hurtigbåt med brenselceller og batteri, i løpet av en time. Kurvene viser hvordan samspillet mellom batteriets og brenselcellenes energileveranse fungerer for å dekke et fartøyets effektbehov. Horizontal akse er tid i timer fra 0 timer til 1 time. Grønn kurve representerer fartøyets effektbehov i kilowatt ved gitt tid. Blå kurve representerer levert effekt i kilowatt fra brenselcellene ved gitt tid. Oransje kurve representerer batteriets SOC i prosent ved gitt tid. Ved omtrent 0 timer legger fartøyet fra kai og går over i en akselerasjonsfase, som gir de bratte oppvendte kurvene. De flate kurvene representerer fartøyets transittfase. Ved omtrent 0,6 timer legger fartøyet til kai, som gir de bratte nedovervendte kurvene. Fartøyet legger så fra kai igjen, og går over i en ny akselerasjons- og transittfase før nytt kailigge ved omtrent 0,9 timer. Illustrert av Westcon Power & Automasjon (SEAM), hentet fra: «Rapport fase 2, Utviklingskontrakt utslippsfri hurtigbåt, Doffin 2017-138144» [39]. Gjengitt med tillatelse.

Ved startpunktet til kurvene har brenselcellesystemet og batteriet oppstart og fartøyet går fra kailigge og over i en akselerasjonsfase. Ved denne fasen øker fartøyets effektbehov. Da må batteriet og brenselcellene øke sin effektleveranse for å dekke fartøyets behov. Fartøyet går så over i en transittfase, der brenselcellene opererer med så konstant last som mulig og batteriet fungerer til «peak shaving». Like etter 0,5 timer går fartøyet over i en retardasjonsfase, og gjør seg klar til kailigge ved omtrent 0,55 timer. Ved kailigge har ikke fartøyet effektbehov til fremdrift, som reduserer dets totale effektbehov betraktelig. Tilsvarende behøver ikke batteriet og brenselcellene å levere like mye strøm. Brenselcellene vil som nevnt driftes på så konstant last som mulig, og som følge av at de har tregere oppstartstid, er det ikke ideelt å skru dem fullstendig av. Overskuddsstrøm fra brenselcellene kan gå til å drive hotellast, og resterende kan gå til å lade opp batteriet. Denne prosessen er vist i figuren ved at den oransje grafen går oppover ved dette tidspunktet. Ved tilgang på landstrøm kan også dette gå til å lade opp batteriet. Fartøyet går så over i en ny akselerasjons- og transittfase, før kailigge ved omtrent 0,9 timer.

## 2.4 Nåverdi

For å foreta en økonomisk analyse av hva slags batteri som lønner seg i et fartøy med brenselceller, vil kostnadsnyttene for alternativene sammenlignes opp mot hverandre. Dette blir gjort ved å foreta en nåverdiberegning for hvert alternativ, og sammenligne resultatene.

### 2.4.1 Nåverdiberegning

Nåverdi, eller NPV (Net Present Value), er kort fortalt hvilken verdi et fremtidig beløp beregnet er i dag. Denne beregningsmetoden blir brukt for å sammenligne forskjellige inn- og utbetalinger ved ulike tidspunkt. Beregningene blir gjort med dagens kroneverdi, slik at resultatene er sammenlignbare [45].

En nåverdiberegning kan gjennomføres ved bruk av følgende formel [46]:

$$NPV = K_0 = \frac{K_n}{(1+\frac{p}{100})^n} \quad (2)$$

$$NPV = K_0 \text{ er verdien av pengene i dag} \quad (3)$$

$$n = \text{antall år} \quad (4)$$

$$K_n = \text{pengebeløp om } n \text{ år} \quad (5)$$

$$p = \text{rente} \quad (6)$$

Verdien for  $p$  som gir at nåverdien blir lik 0, kalles internrente.

## 3. Metode

I metodekapittelet begrunnes valg av metoder, og fremgangsmåten for å svare på oppgavens problemstilling. I førsteomgang ble det utført informasjonsinnhenting med kvalitativ tilnærming. Dette ble gjort for å få en grunnleggende forståelse av batteriets og brenselcellenes teknologi, samt å få et overblikk over eksisterende løsninger for energisystem der batteri kombineres med brenselceller. Parallelt med informasjonshenting ble det utført et antall møteintervjuer med bedrifter som har temarelevante prosjekter på gang. Møteintervjuene var essensielle for datainnsamling til resultatene, og for energisystemenes funksjon i praksis. For resultatene ble Excel brukt som verktøy til å utføre diverse beregninger, som videre ble utgangspunkt for analysen.

### 3.1. Litteraturstudie – kvalitativ forskning

En litteraturstudie var viktig å gjennomføre for å få oversikt over teori og tidligere forskning på oppgavens tema. Litteraturstudien bidro til oversikt og grunnleggende forståelse for både batteriets og brenselcellenes teknologi, oppbygning og virkemåte. En slik bakgrunnsforståelse gir grunnlaget for en god analyse, og er i tillegg en god metode for å stille forberedt til fremtidige møteintervjuer. Ved å stille forberedt ble møteintervjuene effektive, og ga bedre forståelse av informasjonen bedriften tildelte. I tillegg ble det gjort søk på informasjonsskilder om eksisterende løsninger som tar i bruk batteri i kombinasjon med brenselceller i Norge. Dette var essensielt for å få et overblikk over dagens marked for forskjellige transportsektorer, og for hvor utbredt teknologien er. Informasjonshenting kom fra diverse fagbøker og artikler som ble funnet via søkeportalen 'Oria', som er en søkemotor som gir tilgang på dokumenter fra høyere norsk utdanning, og via internett. Kildene som er blitt brukt er nøye vurdert for å forsterke oppgavens validitet. Litteraturstudien dannet også et kunnskapsgrunnlag hos forfatterne som bidro til å sette oppgavens problemstilling i riktig kontekst.

### 3.2. Innsamling av data

Det ble gjort søk etter bedrifter som har pågående prosjekter der kombinasjonen av batteri og brenselceller inngår i energisystemet. Disse bedriftene ble kontaktet gjennom blant annet e-post og LinkedIn. I tillegg bidro eksterneveileder fra TioTech AS med en kontaktliste som kunne

være relevant for oppgaven. Parallelt med denne prosessen ble det gjort en beslutning på å avgrense oppgaven til søk innen maritim transportsektor. Utgangspunktet for oppgaven var å analysere applikasjoner innenfor flere typer transportsektorer som veitrakk, luftfart, togfart og sjøfart. Avgjørelsen om å sette søkelys på maritim transportsektor kom på bakgrunn av at det er flere prosjekter på gang for bruk av brenselceller i maritime applikasjoner i Norge. Det viste seg også at det var lettere tilgjengelige data for denne sektoren. Derfor ble det et ønske om å prioritere én transportsektor, og dermed ha muligheten til å gjøre en dypere analyse av denne.

Etter avgjørelsen om å sette søkelys på maritim transportsektor ble det utarbeidet spørsmål til bedriftene. Det ble stilt både felles og tilpassede spørsmål til bedriftene, som ble presentert ved bruk av PowerPoint. Se Vedlegg A som eksempel. Møteintervjuene ble hovedsakelig gjennomført digitalt, foruten om ett som ble holdt fysisk i deres lokaler. Å gjennomføre møteintervjuer med bedriftene forenklet datainnsamlingsprosessen, da informasjonen ble innhentet direkte fra industrien. Siden mange av bedriftenes prosjekter enda ikke var satt i drift i det oppgaven ble skrevet, var det en del konfidensiell data bedriftene ikke kunne tildele.

Datainnsamlingen fra intervjuene var avgjørende for oppgaven. Spesielt viktige ble samtalene med driftsdirektør i Torghatten Nord AS, Eirik Olsen [43]. Disse samtalene ga tilstrekkelig informasjon til å sette opp en case for et fergesamband. Dette er casen som blir analysert i oppgaven.

### 3.3. Behandling av data

Til tross for en del konfidensiell informasjon, kunne Olsen tildele forenklete driftskrav og driftsprofil for fergesambandet. Dette delkapitlet presenterer hvordan innsamlet data ble behandlet.

Innsamlet data ble brukt til å foreta beregninger for nødvendige batteristørrelser tilpasset fartøyenes brenselcellesystem, ved bruk av ulike batterikjemier. Dette kunne videre brukes til å utføre nåverdiberegninger, og komme frem til hvilke løsninger som gir best lønnsomhet for fartøyene. For beregningene var det regneprogrammet Excel som ble brukt.

### 3.3.1 Driftsprofil

Driftsprofilen presenterer fartøyenes drift i løpet av et 24-timers vindu. Dataen som ble tildelt beskriver varighet og effektbehov per aksjon fartøyene foretar. Dataen ble plottet i Excel til en lastprofil for sambandet, for å skape en visuell forståelse av fartøyenes effektbehov. Driftsprofilen ble videre brukt til å foreta nye tekniske og økonomiske beregninger. Den tildelte driftsprofilen består av følgende operasjoner;

- Manøver fra/til kai
- Sakte fart fra/til havn
- Akselerasjon
- Transitt
- Retardasjon
- Kai liggende
- Forflytning

For lastprofilen ble varighet per aksjon omgjort til et klokkeslett der startpunkt vil være kl. 00:00. Deretter ble effektbehov [kW] og varighet [timer:minutter] plottet i en graf som representerer fartøyenes lastprofil. Denne grafen viser fartøyenes effektbehov i løpet av et døgn.

## 3.4. Antagelser

Basert på datamangel og rettleiding fra kontaktpersoner, ble det gjort noen antagelser for beregningene. Dette gjorde det mulig å komme frem til resultater som ble brukt til videre vurderinger. Antagelsene som har blitt gjort er listet opp nedenfor.

- Brenselcellene driftes ikke høyere enn 50% av nominell last.
- Fartøyene har ikke tilgang til landstrøm ved kailigge, utenom faser for bunkring.
- For nåverdiberegningene ble internrente satt til 5 %.
- Kapitalkostnader (CAPEX) for brenselcellene ble satt til 4500 NOK/kW.
- Vedlikeholdskostnader (OPEX) for brenselcellene ble satt til 5 % av CAPEX-verdiene. Dette tilsvarer 225 NOK/kW.
- Batteriet har ikke kostnader for vedlikehold (OPEX) i perioden.

### 3.5. Fremgangsmåte

I dette underkapitlet presenteres fremgangsmåten som ble brukt for oppgavens tekniske og økonomiske beregninger. Beregningene ble foretatt i dataprogrammet Excel. Driftsprofilen for fergene i casetilfellet ble lagt inn, og driftskravene deres ble listet opp. Driftskravene inneholdt informasjon og verdier som ble utgangspunkt og retningslinjer for beregningene. Hver aksjon i driftsprofilen ble så tildelt et fasenummer.

Det ble foretatt et valg av batterikjemier for beregningene. Kjemiene NMC, LFP og LTO ble valgt da deres egenskaper gjør at de egnes til bruk i batterier i transportsektoren. Etter ønske fra TioTech AS, ble også TitanB™ vurdert. Det ble undersøkt 4 x 4 scenarioer totalt. For hver batterikjemi ble det gjennomført fire scenarioer, der mengden levert effekt fra brenselcellesystemet var forskjellig for hvert nye scenario.

Det ble undersøkt én kjemi av gangen, og ett og ett scenario. Første scenario for hver batterikjemi startet med den største størrelsen brenselcellesystemet har for de fire scenarioene. Beregningene ble gjennomført der brenselcellesystemet leverer 50 % av dets totale effekt. Effektleveransen fra brenselcellesystemet i første scenario for hver batterikjemi tilsvarer like under 50 % av maksimal effekt som brenselcellesystemet mulig kan levere i casetilfellet. Det ble ikke gjort beregninger på akkurat 50 %, da brenselcellesystemet ved et slikt tilfelle har en størrelse der det ikke ble nødvendig med batteri for å dekke lastbehovet. For hvert nye scenario innen batterikjemien var det derfor størrelsen på brenselcellesystemet som ble endret. Størrelsen ble redusert per nye scenario for å undersøke hva som var den minste størrelsen brenselcellesystemet kunne ha, uten at det gikk ut over driftskravene. Det ble også vurdert hvordan dette påvirket batteriets nødvendige størrelse for scenarioet, og hvordan dette virket inn på lønnsomheten for energisystemet.

Tabell 3-1 nedenfor viser en oversikt over scenarioene, der hvite ruter representerer vurderte scenarioer. For å enklere henviser til et spesifikt scenario, ble det navngitt som batterikjemien og levert effekt fra brenselcellesystemet som gjaldt for scenarioet.

## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller

Tabell 3-1: Oversikt over scenarioene som ble vurdert i analysen. Hvite ruter representerer undersøkte scenarioer. Grått markerte felter representerer scenarioer som ikke blir vurdert i analysen. Kolonnene under 'Batterikjemi' representerer hvilken batterikjemi som er tatt i bruk i hvert enkelt scenario. Venstre kolonne for 'FC størrelse [kW]' representerer utlevert effekt fra brenselcellesystemet for hvert scenario.

FC størrelse [kW]	Batterikjemi			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	NMC2900		TitanB™2900	LTO2900
2800	NMC2800	LFP2800	TitanB™2800	LTO2800
2700	NMC2700		TitanB™2700	LTO2700
2600	NMC2600		TitanB™2600	LTO2600
2500				
2400		LFP2400		
2300				
2200		LFP2200		
2100		LFP2100		

### Tekniske beregninger

For hvert scenario, ble batterikjemiens tilhørende verdier for C-rate, DOD og sykluser lagt inn i regnearket. Ut ifra DOD, ble det mulig å beregne øvre og nedre grense for batteriets SOC for hver batterikjemi.

$$SOC_{B,min}[\%] = \text{Batteriets minste tillatte SOC i prosent} \quad (7)$$

$$SOC_{B,max}[\%] = \text{Batteriets største tillatte SOC i prosent} \quad (8)$$

Det ble så satt opp et utgangspunkt for batteriets størrelse,  $B_0$ . Denne verdien ble bestemt som batteriets største effektkrav fra driftskravene, dividert på C-raten.

$$B_0 [kWh] = \frac{\text{Største krav til effekt fra batteri}}{C\text{-rate}} \quad (9)$$

$SOC_{B,min} [\%]$  og  $SOC_{B,max} [\%]$  ble så regnet om til verdier i kWh. Dette ble gjort ved å gange hver av dem med  $B_0$ .

$$SOC_{B,min} [kWh] = SOC_{B,min} [\%] * B_0 \quad (10)$$

$$SOC_{B,max} [kWh] = SOC_{B,max} [\%] * B_0 \quad (11)$$

Det ble så foretatt en ny beregning for  $SOC_{B,min}$  i kWh, med utgangspunkt i driftskravene. Denne verdien ble vurdert opp mot det første estimatet for  $SOC_{B,min}$ . Den største av disse verdiene avgjorde minstekravet, og ble fastsatt verdi for  $SOC_{B,min}$ .

Det ble så foretatt valg av utlevert effekt fra brenselcellesystemet for scenarioet,  $E_{FC}$ . Det ble også valgt et utgangspunkt for batteriets energimengde ved fase 0, det vil si før fartøyene kjører fra kai i fase 1. Etter dette, ble det mulig å sette opp en ny kolonne som beregnet energimengden som gikk inn eller ut fra batteriet ved hver fase. Dette ble gjort ved bruk av følgende formel:

$$(E_{FC} - E_T) * t_f = \varepsilon_{B,f} \quad (12)$$

$$t_f = \text{varighet av fase } f \text{ [h]} \quad (13)$$

$$E_T = \text{Effektbehov for fase } f \text{ [kW]} \quad (14)$$

$$E_{FC} = \text{Effekt fra brenselceller [kW]} \quad (15)$$

$$\varepsilon_{B,f} = \text{Energimengde inn/ut batteri for fase } f \text{ [kWh]} \quad (16)$$

Det ble deretter satt opp en ny kolonne som beregnet batteriets SOC i kWh per fase,  $SOC_{B,f}$ . Denne verdien tilsvarer batteriets SOC for forrige fase, summert med energimengden til eller fra batteriet for gjeldende fase. Beregningen er representert med formel (17) nedenfor:

$$SOC_{B,f} = SOC_{B,f-1} + \varepsilon_{B,f} \quad (17)$$

$$SOC_{B,f} = \text{batteriets SOC for fase } f \text{ [kWh]} \quad (18)$$

$$SOC_{B,f-1} = \text{batteriets SOC for forrige fase [kWh]} \quad (19)$$

Ved kailiggefasene kan batteriets SOC kontrolleres ved å justere effektuttaket fra brenselcellesystemet. Det var dermed mulig å gjøre valg for batteriets SOC ved disse fasene. Ved siste fase i driftsprofilen har det gått et døgn. Dermed ble batteriets SOC for siste fase satt lik som batteriets SOC ved fase 1.

Videre ble det satt opp en ny kolonne som beregnet om batteriets SOC er innenfor DOD i fasen ved bruk av Excels «hvis»-kommando. Målet ble så å sørge for at batteriets SOC var innenfor DOD ved hver fase. Dette ble gjort ved å vurdere hvert intervall for kailiggefase for seg. Dersom batteriets SOC ikke var innenfor DOD i en av fasene, gjaldt det å redigere batteriets SOC-verdi



i forløpende kailiggefase, inntil hver fase i intervallet var innenfor DOD. Dette ble gjort ved bruk av prøve-og-feile-metoden. Dersom det ikke ble mulig å være innenfor DOD i hele intervallet grunnet grenseverdiene i tillatt SOC,  $SOC_{B,min}$  og  $SOC_{B,max}$ , ble det nødvendig å foreta et valg om å dimensjonere batteriets størrelse,  $B_0$ , større. Dette ville til slutt gi at batteriet er innenfor DOD i alle tilfellene, ettersom batteriets intervall for tillatt SOC i kWh økte. Dette ble igjen gjort ved å bruke prøve-og-feilemetoden, for å finne den minste størrelsen på batteriet som ga at batteriet var innenfor DOD i alle fasene. Ut ifra dette, ble det mulig å fastsette hva som ble scenarioets krav til batteristørrelse,  $B$ . Det ble også mulig å fastsette hva som ble den avgjørende faktoren for dimensjoneringen av batteriet.

### Nåverdiberegninger

Den økonomiske lønnsomheten for hvert scenario ble beregnet ved bruk av formelen for nåverdi presentert i kapittel 2.4.1. CAPEX for NMC, LFP og LTO ble hentet fra Fastmarkets.com med tall fra 2022 [47]. CAPEX for TitanB™ ble tildelt av TioTech AS [27]. Nåverdiberegningene betraktes over en 10-årsperiode, og ble gjennomført to ganger per scenario. Først der batteriet ikke har levetidskrav, så en gang der batteriet har et levetidskrav på 10 år.

For å gjennomføre scenarioets nåverdiberegning der batteriet ikke har levetidskrav, ble det nødvendig å finne ut hva batteriets levetid ville bli for å avgjøre antall batteriinvesteringer i perioden. Dette ble gjort trinnvis. Først ble antall sykluser batteriet gjennomgår per døgn,  $S_{døgn}$ , beregnet. Dette ble gjort ved å dividere total energimengde til og fra batteriet i løpet av et døgn,  $\varepsilon_{døgn}$ , på batteriets størrelse,  $B$ . Dette er vist i formel (20) nedenfor. Verdien for  $\varepsilon_{døgn}$  ble bestemt ved å summere absoluttverdiene for  $\varepsilon_{B,f}$  i løpet av døgnet.

$$S_{døgn} = \frac{\varepsilon_{døgn}}{B} \quad (20)$$

Videre ble batteriets levetid i år bestemt ved å dividere batteriets totale antall sykluser,  $S$ , på sykluser per døgn,  $S_{døgn}$ , og omregnet til levetid i år. Dette er vist i formel (21) nedenfor.

$$\text{Levetid batteri} = \frac{(S/S_{døgn})}{365} \text{ [år]} \quad (21)$$

For scenarioets andre nåverdiberegning der batteriet hadde levetid på 10 år, ble det gjennomført en ny beregning for nødvendig batteristørrelse. Først ble antall sykluser per dag regnet på nytt. Dette ble gjort ved å omforme formel (21) til formel (22) nedenfor:

$$S_{døgn} = \frac{(S/10)}{365} \quad (22)$$

Nytt størrelseskrav til batteriet ble så beregnet slik:

$$B = \frac{\varepsilon_{døgn}}{S_{døgn}} \quad (23)$$

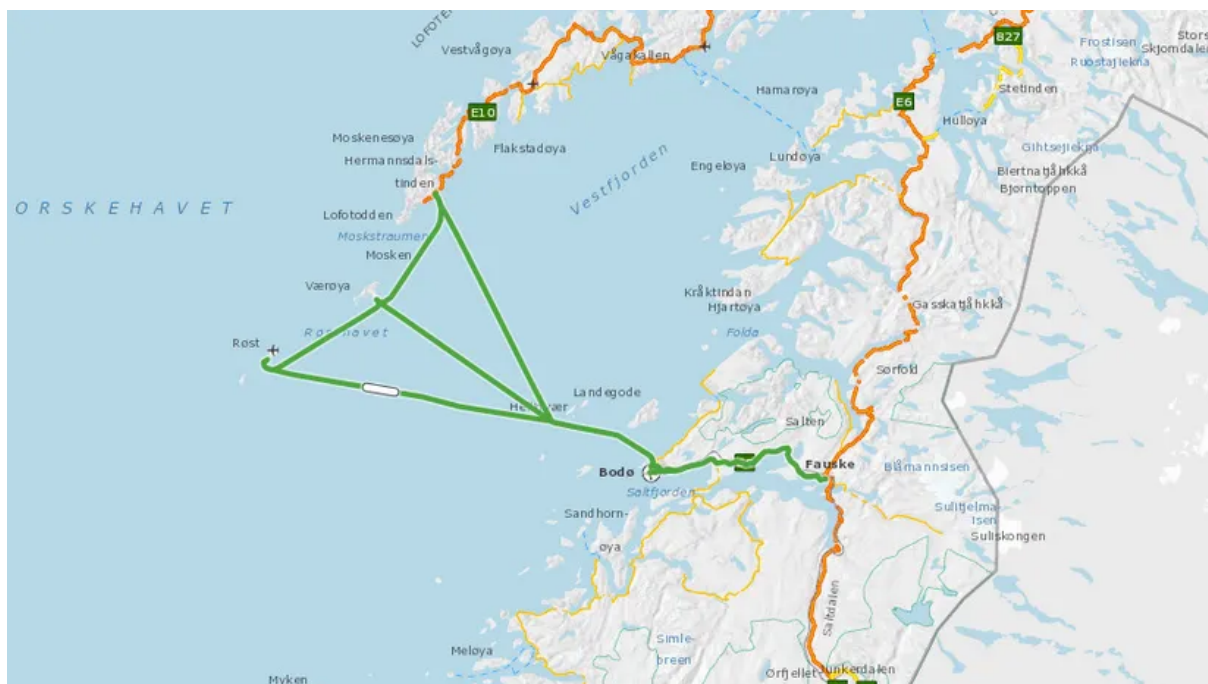
Scenarioets andre nåverdiberegning ble så gjennomført. Denne fremgangsmåten ble brukt for alle de 16 scenarioene. Resultatene ble så satt opp i sammenligningstabeller.

## 4. Casebeskrivelse: Hydrogenferger over Vestfjorden

I dette kapitlet presenteres casen som oppgavens resultater og analysedel baserer seg på. Casen har tatt utgangspunkt i et reelt prosjekt, der det blir gjort forenklinger og antagelser for casen som avviker fra det reelle prosjektet. Kapitlet tar for seg informasjon om fergene, sambandet og hvordan fartøyene skal driftes. Informasjonen ble innhentet via tilgjengelig informasjon på nettet, og tildelt informasjon via møteintervjuer med SEAM og Torghatten Nord AS. Det blir presentert relevant data for oppgavens beregninger.

### 4.1. Informasjon om sambandet

«Vestfjorden-sambandet» driftes av Torghatten Nord AS, og betegner Rv. 80 Bodø – Røst – Værøy – Moskenes over Vestfjorden i Nordland. [48] Dette er i dag et av Norges lengste og mest værutsatte riksvegfergesamband, der et av strekkene er på nesten 100 km åpen sjø. Dette blir presentert i figur 4-1.



Figur 4-1: Illustrasjon som viser ruten for Vestfjordsambandet. Ruten betegner Rv. 80 Bodø – Røst – Værøy – Moskenes over Vestfjorden i Nordland. Den største strekningen er på nesten 100 km åpen sjø, og sambandet regnet som et av Norges lengste. Hentet fra: [49]. Gjengitt med tillatelse.

Torghatten Nord AS har inngått kontrakt med Statens vegvesen om at fergene som i dag driftes på flytende naturgass, skal erstattes av to ferger med nullutslippsløsninger [48]. Ruten for dette

sambandet er for lang og værhard til at fergene kan ha ren drift på batteri. Det skal dermed utvikles en løsning der fergene driftes på minimum 85 % grønt hydrogen og maksimalt 15 % biodrivstoff. Fergene skal settes i daglig drift fra 1. oktober 2025, og det er estimert at de vil kreve mellom fem og seks tonn hydrogen per dag. Dette vil bli et av de første prosjektene i verden der hydrogen brukes i et stort, og energikrevende system i maritim sektor. [50] Fergeutskiftingen vil føre til en reduksjon på omtrent 26 500 tonn CO<sub>2</sub> årlig [51].



*Figur 4-2: Bilde av fergene som skal settes i drift over Vestfjorden-sambandet. Foto: The Norwegian Ship Design Company [52]. Tildelt fra mail.*

Figur 4-2 ovenfor viser et bilde av fergene, som er designet av The Norwegian Ship Design Company. Fartøyene vil bli omtrent 120 meter lange ferger, og skal ha kapasitet til å frakte 599 passasjerer og 120 personbiler hver [48]. Det er den norske systemleverandøren SEAM som skal stå for leveransen av energisystemet. Dette inkluderer kontroll- og sikkerhetssystem, brenselceller, batteri, distribusjonssystem og propellenes elektriske motorer. Det ble i februar 2023 offentlig at SEAM vil benytte PowerCell Group som leverandør for brenselcellene [50]. PowerCell skal levere deres PowerCellution Marine System 200, som skal levere hver ferge omtrent 6 MW over 15 år. PowerCell karakteriserer dette brenselcellesystemet som slitesterkt med høy gravimetrisk energitetthet, og skal være et av de største brenselcellesystemene for bruk i maritim sektor [51]. Databladet for PowerCellution Marine System 200 ligger som Vedlegg C.

## 4.2. Krav til drift

I dette delkapitlet presenteres faktorer og krav som er casespesifikk for Vestfjorden-fergene. Informasjonen er bakgrunnen for driftskravene som er satt opp i underkapittel 4.2.1. Informasjonen ble tildelt gjennom samtaler med Eirik Olsen i Torghatten Nord AS [43].

### *Drift uten strøm*

Statens vegvesen har satt krav om at sambandet skal driftes uten å være avhengig av tilgang på strøm, for å sikre transport over sambandet til enhver tid. I tillegg er det stilt krav om at fergene skal driftes med minimum 85 % grønt hydrogen og 15 % biodrivstoff. Derfor vil fergene ha forbrenningsmotorer for biodrivstoff i tillegg til brenselcellesystemet og batteriet. I anbudet for fergene likestilles forbruk av biodrivstoff og strømforbruk. Biodrivstoffet vil tas i når brenselcellesystemet og batteriet ikke kan dekke fergenes kraftbehov for en periode. Det kan også bli tatt i bruk biodrivstoff i brennoljekjeler til oppvarming av fartøyet i kaldere perioder.

### *«Krasj-stop»-situasjon*

Det stilles krav til fergene om å kunne gå fra transittbehov til minsteforbruk, det vil si hotellast, i løpet av kort tid for å kunne unngå en mulig krasj-situasjon. Fergene er store og tunge, og kjører relativt hurtig og med høy last. Det vil dermed bli et stort sprang mellom transittshastighet og stans.

### *Nødssituasjon*

Det er satt krav til at fergene skal kunne driftes på full batterilast i en mindre periode mens forbrenningsmotorene startes opp. Dette kravet er satt opp dersom det skulle oppstå en nødssituasjon der brenselcellene ikke lenger kan levere energi. Energileveransen for driften vil så bli fra både forbrenningsmotorene og batteriet. Ved en slik situasjon er det viktig at fartøyenes fremdrift påvirkes minst mulig for å gjøre energibesparelser. Det er dermed satt krav om at batteriet skal kunne levere en viss mengde av seilingseffekten over en gitt tid. I dette tidsrommet har motorene tid til å starte opp, som kan forhindre at farlige situasjoner kan unngås.

### *Effektiv drift*

Det er satt kriterier om at fartøyene skal kunne gå så effektivt som mulig fra stillestående til servicehastighet. Driften skal ikke komme på et nivå der fartøyene begrenses av brenselcellenes energileveranse.

### *Levetid på batteri*

Det er blitt satt krav om at batterimodulene skal ha en levetid på 10 år.

#### 4.2.1 Driftskrav

Basert på driftskravene som stilles til fartøyene, tildelte Olsen følgende verdier til bruk som utgangspunkt for oppgavens beregninger:

2. *Batteri skal klare å gå fra 250 kW til 3000 kW.*
3. *Batteri skal klare å gå fra 3500 kW (kraft dårlig vær) til 400 kW uten at brenselceller må nødstoppes.*
4. *Batteriet skal ha kapasitet til å kunne levere 2500 kW i 5 minutter.*
5. *Fartøyene skal kunne gå helelektrisk på 1500 kW i 20 minutter (500 kWh tilgjengelig DOD).*
6. *Batterimodulenes levetid skal være på minimum 10 år.*
  
7. *Nedtrappingshastighet for brenselcellene: 200 kW/s.*
8. *Rampetid på brenselceller fra 50 % last til nedstengning: 300s.*
9. *Ca. 8 brenselcellemoduler holdes gående for å dekke hotellast, der lastuttaket fra brenselcellene kan variere. Minimalt 240kW tilgjengelig, maksimalt 1600kW tilgjengelig.*
10. *Ved bunkring stenges alle brenselceller ned og fartøyene går helelektrisk til kai.*

Det presiseres at dataene for driftsprofilen ikke er eksakte for de kommende hydrogenfergene, men kan anses som realistiske og vil bli brukt som utgangspunkt for beregningene i oppgaven.

### 4.3. Driftsprofil

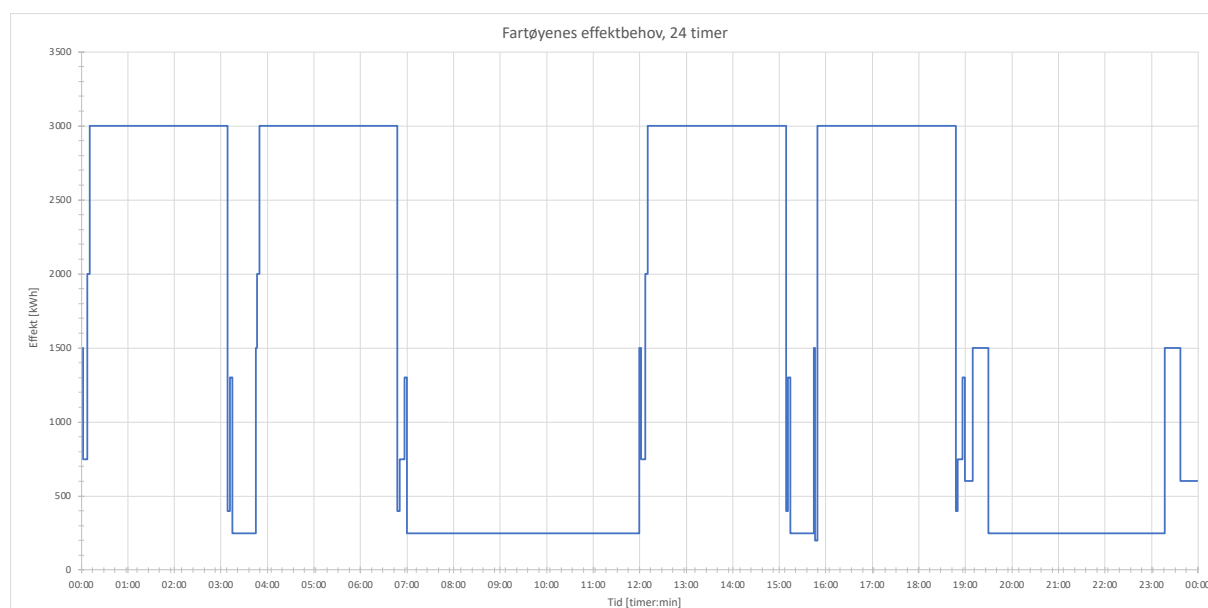
Med bakgrunn i fartøyenes driftskrav, tildelte Olsen en forenklet driftsprofil for fergene. Dataene er ikke eksakte, men anses som realistiske for sambandet og blir brukt for beregningene i oppgaven. Driftsprofilen er presentert i tabell 4-1.

## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller

Tabell 4-1: Driftsprofil for Vestfjordsambandet der fasene er nummerert med tilhørende effektbehov. I tabellen er det også listet opp antall minutter per fase. Tabellen er tildelt fra Eirik Olsen [43].

	Fase	Effektbehov [kW]	Varighet [min]
Manøver fra kai Bodø:	1	1500	2
Sakte fart Bodø havn:	2	750	6
Akselerasjon til servicefart:	3	2000	3
Transitt i servicehastighet:	4	3000	178
Retardasjon Moskenes:	5	400	3
Manøver Moskenes:	6	1300	3
Kailigge Moskenes (fortøyd):	7	250	30
Manøver fra kai Moskenes	8	1500	2
Akselerasjon Moskenes:	9	2000	3
Transitt til Bodø	10	3000	178
Retardasjon ank. Bodø	11	400	3
Sakte far Bodø Havn	12	750	6
Manøver Bodø havn	13	1300	3
Kailiggende Bodø (Fortøyd)	14	250	300
Manøver fra Kai Bodø	15	1500	2
Sakte fart Bodø havn:	16	750	6
Akselerasjon til servicefart:	17	2000	3
Transitt i servicehastighet:	18	3000	178
Retardasjon Moskenes:	19	400	3
Manøver Moksenes	20	1300	3
Kailiggende Moskenes (fortøyd)	21	250	30
Manøver fra kai Moskenes	22	1500	2
Akselerasjon Moskenes:	23	2000	3
Transitt til Bodø	24	3000	178
Retardasjon ank. Bodø	25	400	3
Sakte fart Bodø havn:	26	750	6
Manøver Bodø havn	27	1300	3
Kailiggende Bodø (Fortøyd)	28	600	10
Forflytning til bunkringskai fase 2 (Batteri)	30	1500	20
Kailiggende bunkring (fortøyd)	31	250	228
Forflytning fergekai	32	1500	20
Kailiggende Bodø for lasting	33	600	22

Figur 4-3 er lastprofilen som viser fartøyenes effektbehov per døgn. Se Vedlegg B for seksjonert lastprofil per 12. time for mer presis avlesning.



Figur 4-3: Diagram som viser fergens effektbehov over 24 timer. Diagrammet er plottet med verdier fra tabell 4-1, der varigheten er omgjort til en tidslinje over 24 timer. Fergens maksimale effektbehov er 3000 kWh, og minste effektbehov er 250 kWh.



## 5. Resultater og diskusjon

I dette kapitlet presenteres og diskuteres resultat for tekniske og økonomiske beregninger av batteri- og brenselcellekombinasjonene som vurderes i oppgaven. Tradisjonelt sett blir resultatkapitlet og diskusjonskapitlet i en bacheloroppgave presentert hver for seg. Men ettersom diskusjonene i stor grad inneholder vurderinger av tallverdier, har disse kapitlene blitt slått sammen. Dette er gjort for at leser skal få en bedre oversikt over hvilke resultater som diskuteres.

Kapittel 5.1, 5.2 og 5.3 presenterer og diskuterer beregningsresultatene for hvert scenario innen gitt batterikjemi. Dette inkluderer dimensjonerende faktor for batteriet, krav til batteristørrelse og kostnadsberegninger for energisystemet i hvert scenario. I kapittel 5.4 sammenlignes og diskuteres scenarioenes forskjeller i nåverdi.

Beregningene ble gjennomført ved bruk av fremgangsmetoden presentert i kapittel 3.5. Fremvisning og diskusjon av resultatene gjøres med ordforklaringer, diagrammer og tabeller. Diagrammene viser SOC til batteriene uten levetidskrav i løpet av 24 timer.

### 5.1. NMC-batteri

I dette delkapitlet presenteres og diskuteres tekniske og økonomiske beregninger for scenarioer med NMC-batterier. For alle scenarioene er det tatt utgangspunkt i en C-rate på 3 C, DOD på 65 % og 2500 sykluser. For SOC, vil minimum SOC være på 20 %, og maksimum SOC på 85 %. CAPEX for et NMC-batteri er satt som 1358,5 NOK/kWh. Ved bruk av dette batteriet undersøkes brenselceller som leverer effekter på 2900 kW, 2800 kW, 2700 kW og 2600 kW. Dette blir presentert i tabell 5-1.

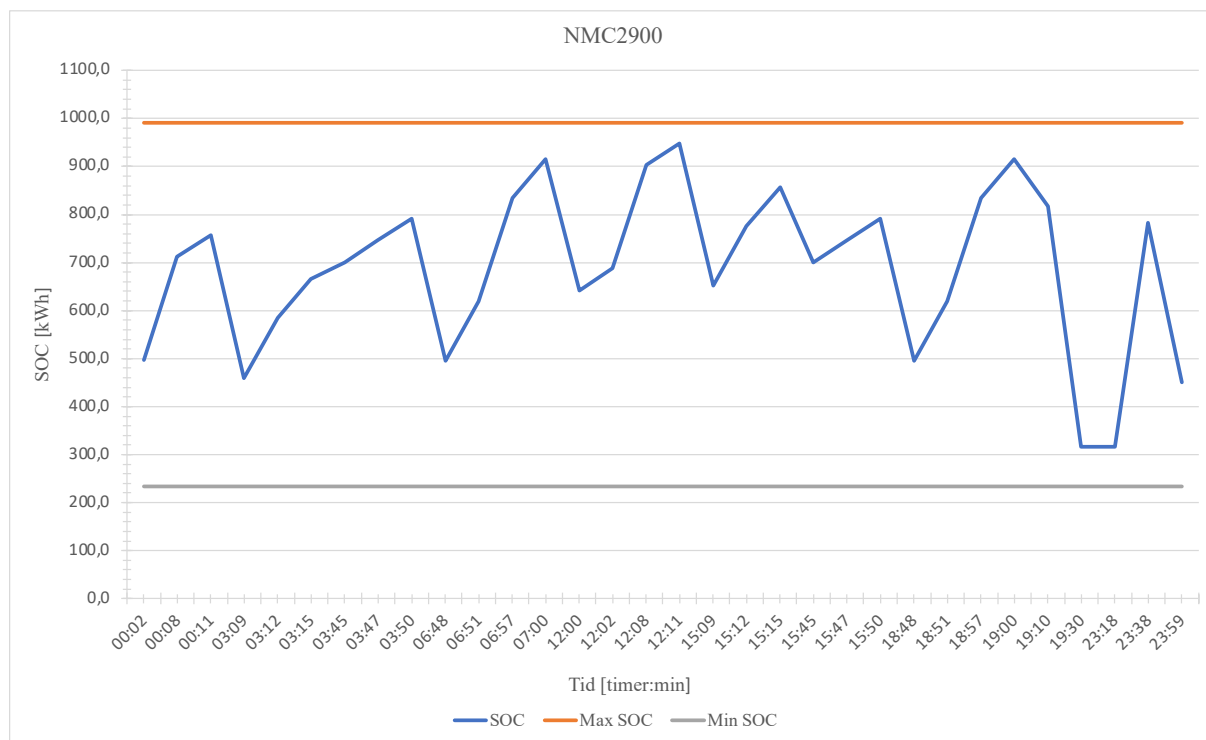
Tabell 5-1: Tabellen viser en oversikt over noen karakteristikk som DOD, C-rate og antall sykluser for et NMC-batteri. I tillegg viser tabellen prosentvist minimum og maksimum SOC, og CAPEX for batteriet.

<b>DOD</b>	65 %
<b>C-rate</b>	3 C
<b>Sykluser</b>	2500
<b>Minimum SOC</b>	20 %
<b>Maksimum SOC</b>	85 %
<b>CAPEX</b>	1359 NOK/kWh

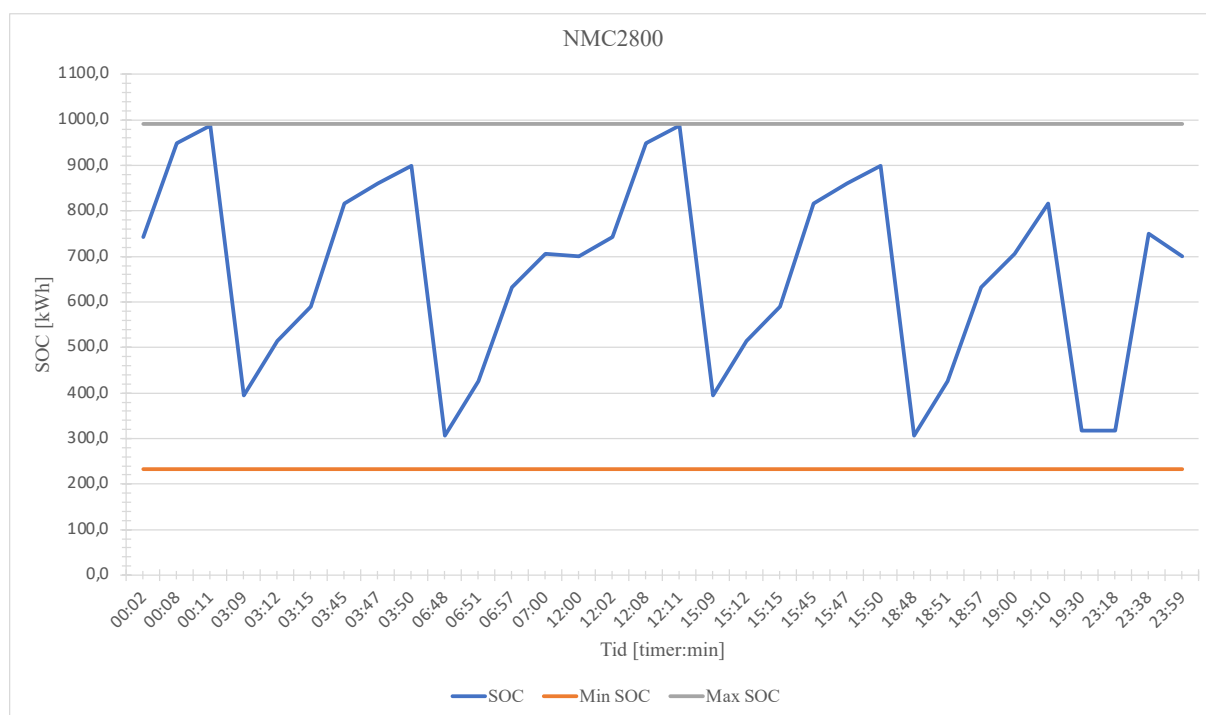
#### 5.1.1. NMC2900 og NMC2800

I scenarioene med NMC-batteri og brenselcellesystem som skal levere effekter på 2900 kW og 2800 kW, ble 'Dimensjonerende krav til batteristørrelse' 1167 kWh. For begge scenarioene er det C-raten som blir dimensjonerende faktor for batteristørrelsen. For å være innenfor DOD er grensene for minimum tillatt SOC 233 kWh, og maksimum 992 kWh. Figur 5-1 viser SOC for batteriet ved utlevert effekt fra brenselcellene på 2900 kW. Figur 5-2 viser SOC for batteriet ved utlevert effekt fra brenselcellene på 2800 kW. Grafene for SOC viser at begge batteriene er innenfor DOD, derimot viser grafen ved NMC2800 større svingninger i SOC.

## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller



Figur 5-1: Diagram som viser SOC til et NMC-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2900 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.



Figur 5-2: Diagram som viser SOC til et NMC-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2800 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

For scenario NMC2900 resulterer dette i en levetid for batteriet på 1,57 år, som gir en total kostnad for batteriene på 12 802 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 39 150 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -46 262 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 7441 kWh og kostnad på 11 664 kNOK. Nåverdien blir -47 040 kNOK. Se tabell 5-2.

*Tabell 5-2: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med NMC-batteri og 2900 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et NMC-batteri, uten levetidskrav, med 2900 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 1,57 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.*

NMC2900		
<b>Levetid batteri</b>	1,57 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	1 167 kWh	7 441 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	12 802 kNOK	11 664 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	39 150 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-46 262 kNOK	-47 040 kNOK

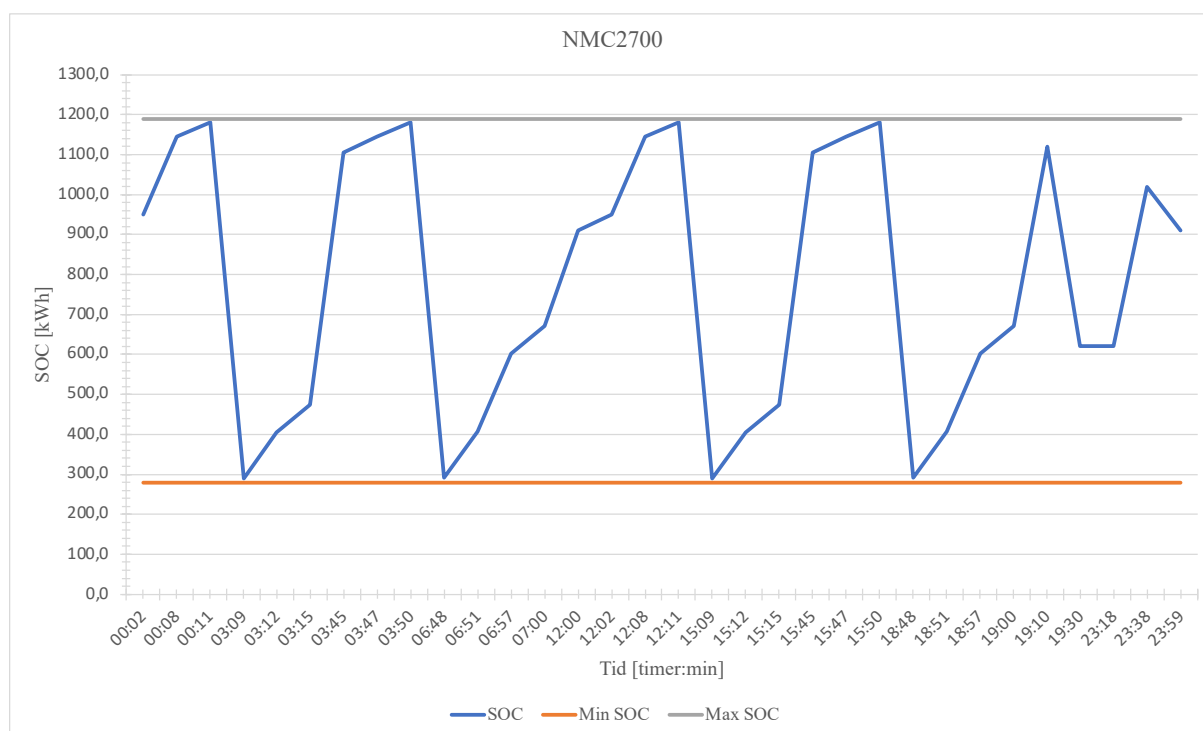
For NMC2800 resulterer dette i en levetid for batteriet på 1,16 år, som gir en total kostnad for batteriene på 16 459 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 37 800 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -47 900 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 10 035,07 kWh og kostnad på 15 730 kNOK. Nåverdien blir -50 6560 kNOK. Se tabell 5-3.

*Tabell 5-3: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med NMC-batteri og 2800 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et NMC-batteri, uten levetidskrav, med 2800 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 1,16 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.*

NMC2800		
<b>Levetid batteri</b>	1,16 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	1 166,67 kWh	10 035 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	16 460 kNOK	15 730 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	37 800 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-47 900 kNOK	-50 660 kNOK

## 5.1.2. NMC2700

For scenarioet med NMC-batteri og brenselcellesystem som skal levere effekt på 2700 kW, ble 'Dimensjonerende krav til batteristørrelse' økt til 1400 kWh. For dette tilfellet ble transittfasene dimensjonerende for batteristørrelsen, og batteriet er blitt oppskalert. For å være innenfor DOD er grensene for minimum tillatt SOC 280 kWh, og maksimum tillatt SOC 1190 kWh. Figur 5-3 viser batteriets SOC, som akkurat er innenfor intervallet for DOD.



Figur 5-3: Diagram som viser SOC til et NMC-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2700 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

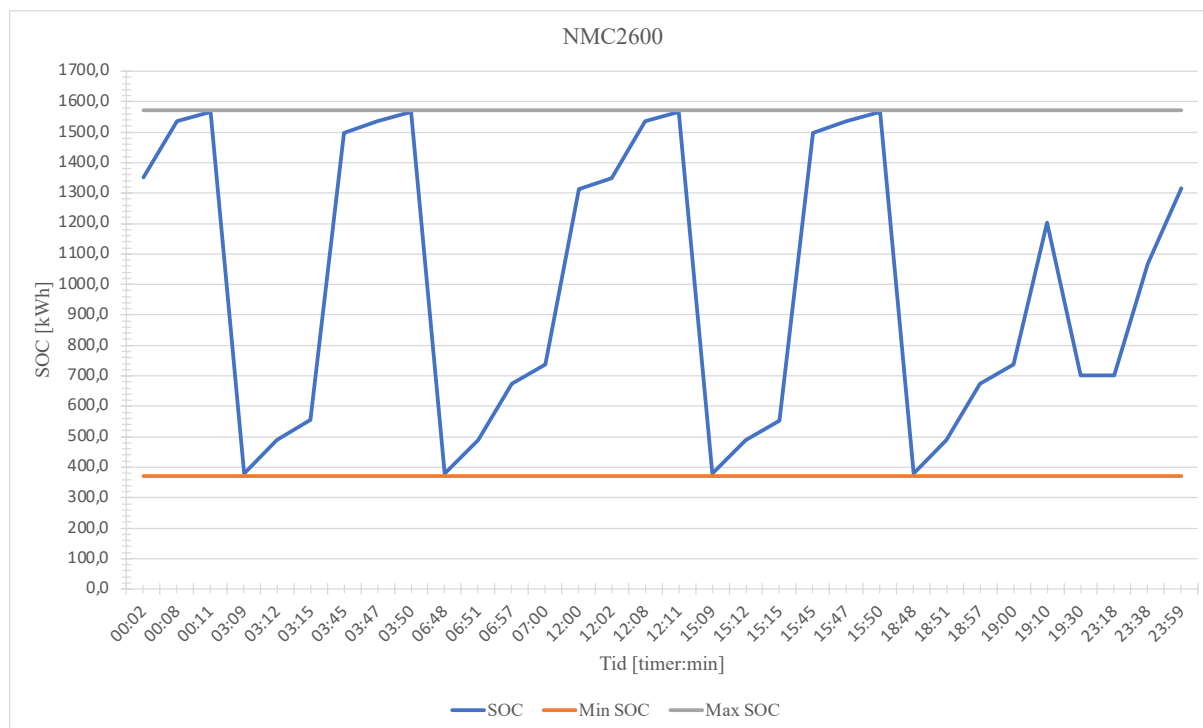
For NMC2700 resulterer dette i en levetid for batteriet på 1,07 år, som gir en total kostnad for batteriene på 19 019 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 36 450 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -48 459 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 13 140 kWh og kostnad på 17 851 kNOK. Nåverdien blir -51 533 kNOK. Se tabell 5-4.

*Tabell 5-4: Tabellen viser en oversikt over diverse kostander for scenario med NMC-batteri og 2700 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et NMC-batteri, uten levetidskrav, med 2700 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 1,07 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.*

NMC2700		
<b>Levetid batteri</b>	1,07 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	1400 kWh	13 140 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	19 019 kNOK	17 851 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	36 450 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-48 459 kNOK	-51 533 kNOK

### 5.1.3. NMC2600

For scenarioet med NMC-batteri og brenselcellesystem som skal levere effekt på 2600 kW, ble ‘Dimensjonerende krav til batteristørrelse’ økt ytterligere til 1850 kWh. For dette scenarioet ble igjen transittfasene dimensjonerende for batteristørrelsen, og batteriet må derfor oppskaleres ved redusering av effekt fra brenselcellesystemet. For å være innenfor DOD er grensene for minimum tillatt SOC 370 kWh, og maksimum tillatt SOC 1572 kWh. Figur 5-4 viser batteriets SOC, som er akkurat innenfor intervallet for DOD.



Figur 5-4: Diagram som viser SOC til et NMC-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2600 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

For NMC2600 resulterer dette i en levetid for batteriet på 1,17 år, som gir en total kostnad for batteriene på 26 273 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 35 100 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -53 040 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 15 841,24 kWh og kostnad på 24 997 kNOK. Nåverdien blir -57 431 kNOK. Se tabell 5-5.

Tabell 5-5: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med NMC-batteri og 2600 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et NMC-batteri, uten levetidskrav, med 2600 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 1,17 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.

NMC2600		
<b>Levetid batteri</b>	1,17 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	1850 kWh	15 841 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	26 273 kNOK	24 997 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	35 100 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-53 040 kNOK	- 57 431 kNOK

#### 5.1.4. Diskusjon av NMC-batteri

Ved bruk av et batteri med NMC-kjemi og C-rate på 3 C, har batteriet evne til å gjennomføre tre gjenoppladninger i løpet av en time ved full belastning på batteriet. Det vil si at et NMC-batteri med en C-rate på 3 C kan ut- eller opplades fra 0 % til 100 % på 20 minutter. Selv om batteriet har evne til å lades opp relativt raskt, vil det også utlades like raskt ved full belastning. For ruten vil det i utgangspunktet ikke være et behov for rask opplading av batteriet. På en annen side, kan C-raten spille inn for fartøyenes nedtrappingshastighet. Dette blir viktig for «krasj-stop»-situasjoner. Da har batteriet evne til å raskt ta uforutsigbare ytre krefter som kan påvirke fergens fremdrift.

For NMC2900 og NMC2800 ble C-raten dimensjonerende for størrelsen på batteriet. Krav til batteristørrelse ved disse effektverdiene levert fra brenselcellesystemet, ble på 1167 kWh. Dette igjen påvirker intervallet for batteriets DOD i kWh, som for NMC-batteriene er satt til 65 %. Nedre grense for tillatt SOC er 20 % av batteristørrelsen, som dermed tilsvarer 233 kWh. For å ikke redusere batteriets levetid ytterligere, må batteriets SOC ikke undergå den nedre grenseverdien. Batteriet skal heller ikke overstige øvre grense for SOC. Denne er 80 % av batteristørrelsen, som tilsvarer 992 kWh. For både NMC2900 og NMC2800, var batteriets SOC godt innenfor DOD i 24-timersperioden. Det er spesielt tydelig ved NMC2900 at batteriets SOC ikke berører DOD-grensene. Det er gode marginer for både topp- og bunnpunktene i SOC til DOD-grensene. På en annen side, kan det tenkes at dette brenselcellesystemet er dimensjonert til å levere for mye energi i forhold til effektbehovet. Som nevnt tidligere er det store kostnader knyttet til brenselceller, og det kan dermed diskuteres om det vil være en økonomisk ulempe å investere i slike størrelser på brenselcellesystemet. For NMC2800 derimot, er det større utladninger på batteriet. Dette blir vist i tilhørende diagram, der grafen har større svingninger i SOC enn grafen i diagrammet for NMC2900. Dette gir ringvirkninger for batteriets levetid, og utspiller seg i nåverdiberegningene.

For tilfellene NMC2700 og NMC2600 er det transittfasene som ble dimensjonerende faktor for krav til batteristørrelse. Batteriene blir oppskalert, da en batteristørrelse på 1167 kWh ikke var tilstrekkelig for å være innenfor de satte DOD-grensene. Ved NMC2700 måtte batteristørrelsen økes til 1400 kWh, og for NMC2600 måtte den økes ytterligere til 1850 kWh. Dette ga igjen ringvirkninger for nedre og øvre grense for batteriets tillatte SOC. Under transitt vil fergene ha behov for store ut- og oppladninger på batteriet, ettersom brenselcellene nå har redusert effektleveranse. Batteriet må derfor kompensere for energimengden som tilsvarer den reduserte



effektleveransen fra brenselcellesystemet, som gjør at batteristørrelsen måtte økes. Til tross for oppskaleringen, er fergene alltid innenfor DOD under drift. For NMC2700 ble nedre tillatte SOC-grense på batteriet 280 kWh, og øvre grense ble 1190 kWh. For NMC2600 ble nedre grense i SOC økt til 370 kWh, og øvre grense økt til 1572 kWh. For disse scenarioene ble det nødvendig å oppskalere batteriet når brenselcellesystemet leverer lavere effekt enn 2800 kW. Batteriene får brattere kurver mellom ut- og oppladninger, ettersom det blir levert mer energi fra batteriene. Dette påvirker batterienes sykluser, som gir utslag i deres levetid.

### *Økonomi og levetid*

For scenarioer både med og uten levetidskravet, har NMC-batteriene økende nåverdi ved reduserende effektuttak fra brenselcellesystemet. Det vil, ut ifra resultatene, være mest lønnsomt å investere i batterier uten levetidskrav på 10 år. Dette vil si at det for batterier med NMC-teknologi vil være mer lønnsomt å investere i flere mindre batterier i løpet av perioden enn ett større batteri. Det vil i alle tilfeller være mer lønnsomt å investere i et større brenselcellesystem, og et mindre dimensjonert batteri. Dette tyder på at lønnsomheten for bruk av NMC-batterier i disse applikasjonene jevnt over ikke er særlig god. Basert på brenselcellers store kostnader, kunne det vært til forventning at det ville vært mer lønnsomt å kjøpe en mindre brenselcellepakke og et større batteri. Dette ble gjeldende for noen batterier, men ikke for NMC-scenarioene. Å ta i bruk NMC-kjemi i Vestfjorden-fergene med gitte krav til drift, er dermed ikke så lønnsomt.

For NMC-batteriene uten levetidskravet, er kravet til batteristørrelse likt for scenarioene NMC2900 og NMC2800. Som følge av store kostnader knyttet til brenselcellesystemet, kunne det dermed vært til forventning at NMC2800 ville vært det mest lønnsomme av de to scenarioene. Men som synlig i sammenligningstabellen i kapittel 5.4, ble NMC2900 det mest lønnsomme av scenarioene. Årsaken til dette er at batteriene har forskjell i levetid basert på antall sykluser per dag. Selv om 1167 kWh er størrelseskravet til batteriet, betyr ikke det at det vil være så mye effekt batteriet leverer. Når brenselcellesystemet er dimensjonert større, blir det ikke behov for at batteriet leverer like mye effekt. Dermed gjennomgår batteriet færre sykluser i løpet av døgnet. Batteriets levetid blir dermed ikke like sterkt påvirket, ettersom det ikke gjennomgår like mange sykluser i løpet av døgnet. For NMC2900-batteriet med levetid på 1,57 år, blir det nødvendig med totalt syv batteriinvesteringer i løpet av 10-årsperioden. Ved NMC2800 derimot, er levetiden på 1,16 år, som gjør at det blir nødvendig med totalt ni batteriinvesteringer i løpet av samme periode. Det er altså dette som gir utslaget i beregningene.

Selv om investeringskostnadene i brenselcellesystemet for NMC2800 er lavere enn for NMC2900, kreves det flere batteriinnkjøp for det samme batteriet. Dette igjen resulterer i at nåverdien blir høyere i scenario NMC2800. Dette gjelder også for alle NMC-scenariene.

Det som derimot er bemerkelsesverdig, er at batteriet ved NMC2600 har høyere levetid enn NMC2700, som basert på de forrige NMC-scenariene ikke nødvendigvis var til forventning. NMC2600 har omtrent samme levetid og antall sykluser per døgn som scenario NMC2800. Årsaken til dette er at forholdet mellom energimengden til/fra batteriet og batteriets størrelse er tilnærmet lik i de to tilfellene.

## 5.2. LFP-batteri

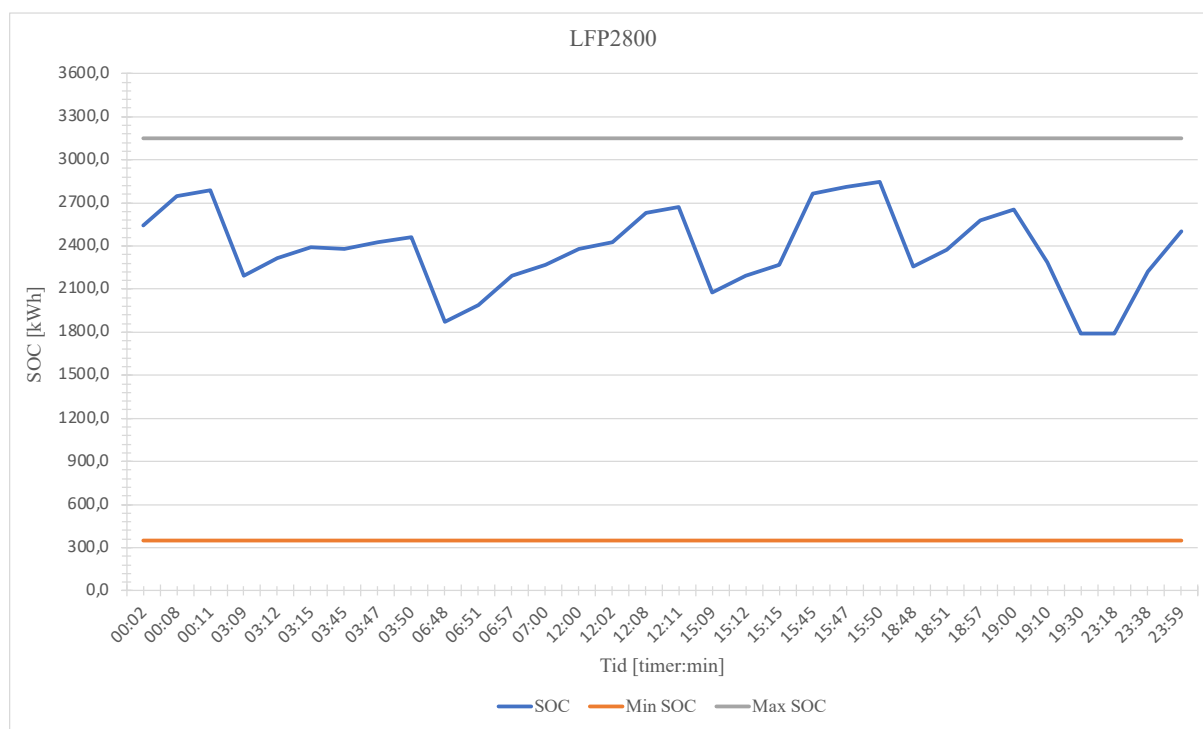
I scenarioene med LFP-batteri er det tatt utgangspunkt i en C-rate på 1 C, DOD på 80 % og 5000 sykluser. Det gir minimum SOC på 10 % og maksimum SOC på 90 %. CAPEX for et LFP-batteri er satt som 1359 NOK/kWh. Se tabell 5-6. Ved bruk av dette batteriet undersøkes brenselcellesystem som leverer effekter på 2800 kW, 2400 kW, 2200 kW og 2100 kW.

Tabell 5-6: Egenprodusert tabell som viser en oversikt over noen karakteristikk som DOD, C-rate og antall sykluser for et LFP-batteri. I tillegg viser tabellen prosentvist minimum og maksimum SOC, og CAPEX for batteriet.

<b>DOD</b>	80 %
<b>C-rate</b>	1 C
<b>Sykluser</b>	5000
<b>Minimum SOC</b>	10 %
<b>Maksimum SOC</b>	90 %
<b>CAPEX</b>	1359 NOK/kWh

### 5.2.1. LFP2800

I scenarioet med LFP-batteri og brenselcellesystem som skal levere effekt på 2800 kW, ble 'Dimensjonerende krav til batteristørrelse' 3500 kWh. For dette tilfellet er det C-raten som blir dimensjonerende faktor for batteristørrelsen. For å være innenfor DOD er grensene for minimum tillatt SOC 350 kWh, og maksimum tillatt SOC 3150 kWh. Figur 5-5 viser batteriets SOC, som er godt innenfor intervallet for DOD. I dette tilfellet vil ikke intervallet for DOD påvirke batteriets SOC.



Figur 5-5: Diagram som viser SOC til et LFP-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2800 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

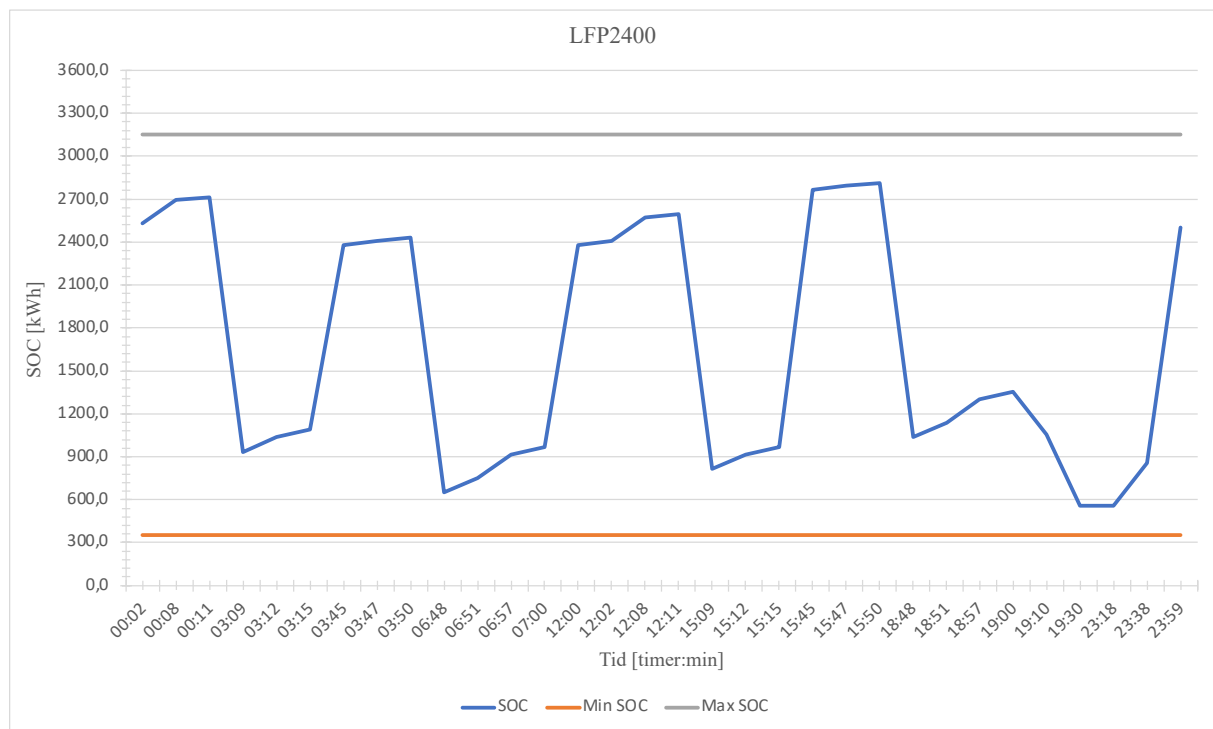
For LFP2800 resulterer dette i en levetid for batteriet på 7,34 år, som gir en total kostnad for batteriene på 9510 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 37 800 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -42 902 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 4769 kWh og kostnad på 6479 kNOK. Nåverdien blir -41 409 kNOK. Se tabell 5-7.

Tabell 5-7: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LFP-batteri og 2800 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et NMC-batteri, uten levetidskrav, med 2800 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 7,34 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.

LFP2800		
<b>Levetid batteri</b>	7,34 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	3500 kWh	4769 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	9510 kNOK	6480 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	37 800 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-42 902 kNOK	-41 409 kNOK

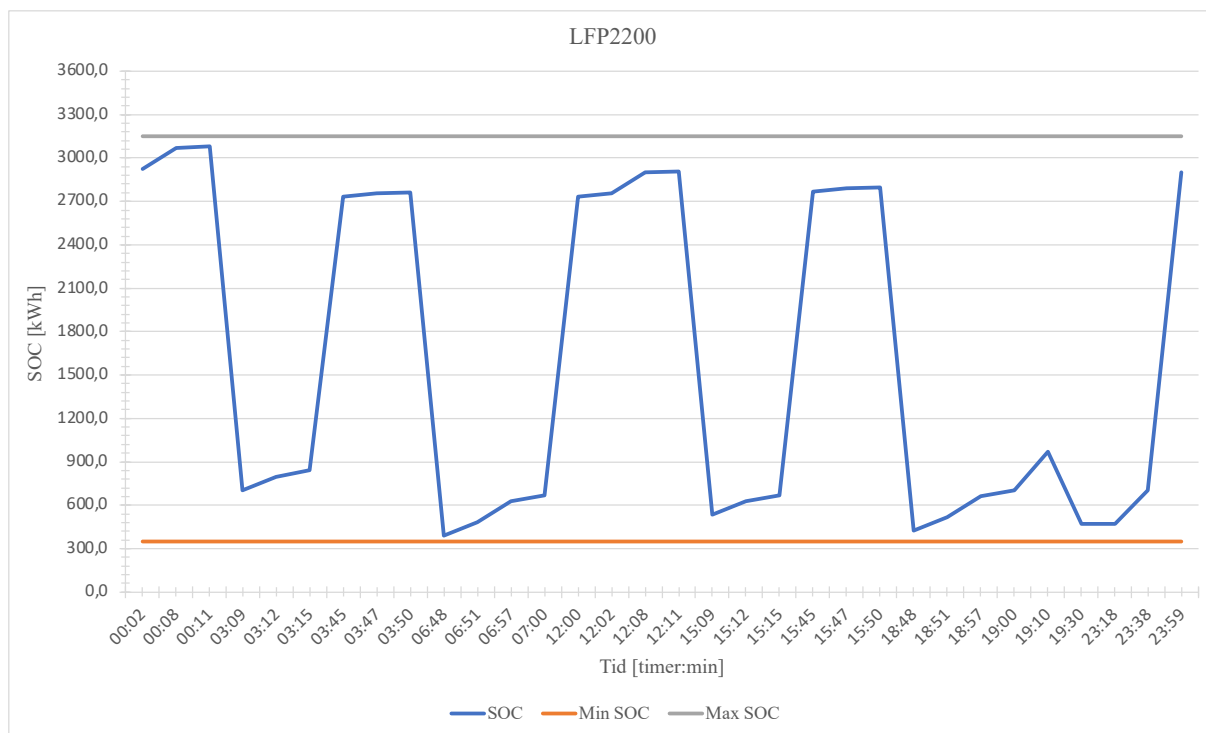
### 5.2.2. LFP2400, LFP2200 og LFP2100

I scenarioene med LFP-batteri og brenselcellesystemer som skal levere effekter på 2400 kW, 2200 kW og 2100 kW ble ‘Dimensjonerende krav til batteristørrelse’ 3500 kWh. Her vil også C-raten være dimensjonerende faktor for batteristørrelsen. Grensene for SOC vil derfor igjen være minimum tillatt SOC på 350 kWh, og maksimum tillatt SOC på 3150 kWh. Jo mer levert effekt fra brenselcellesystemet reduseres, jo større forskjell blir det mellom topp- og bunnpunkt for batteriets SOC. Se Figur 5-6 viser grafene for SOC ved LFP2400. Likevel er alle scenarioene fint innenfor DOD. Dette kommer frem i figur 5-7 som viser grafen for batteriets SOC ved LFP2200, og figur 5-8 som viser grafen for batteriets SOC ved LFP2100.

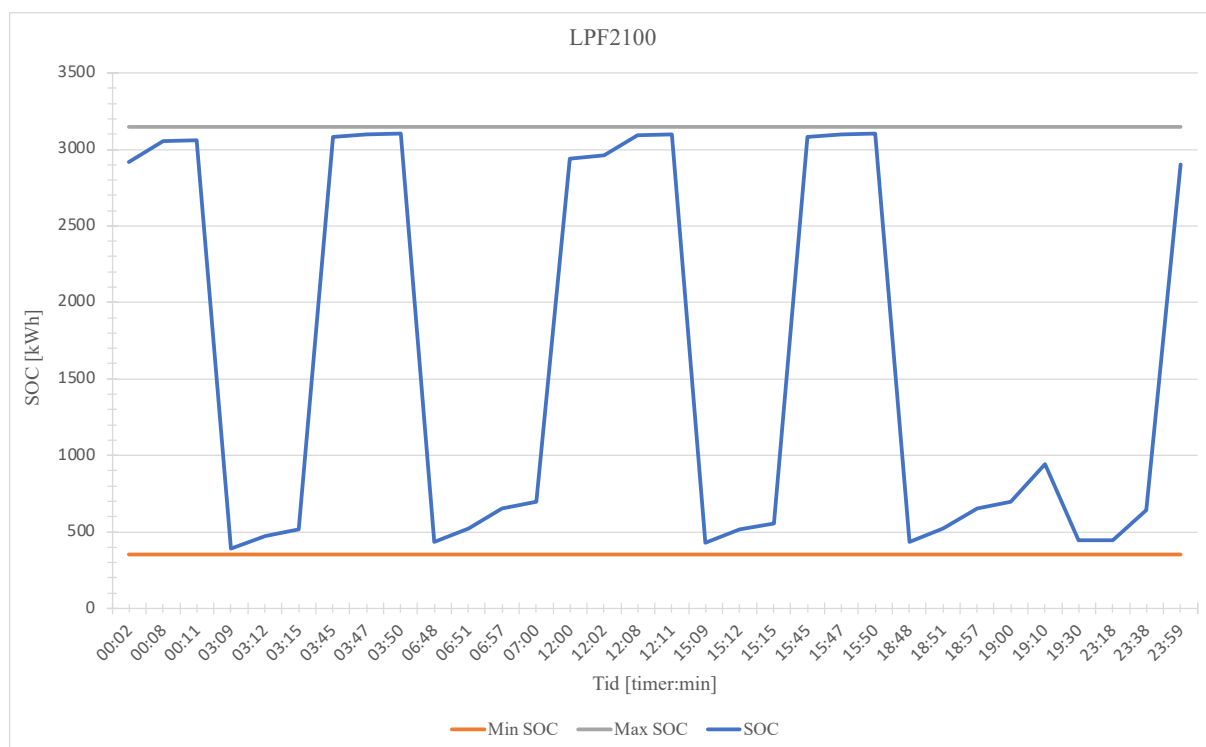


Figur 5-6: Diagram som viser SOC til et LFP-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2400 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller



Figur 5-7: Diagram som viser SOC til et LFP-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2200 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.



Figur 5-8: Diagram som viser SOC til et LFP-batteri. Batteriet er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2100 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

For LFP2400 resulterer dette i en levetid for batteriet på 3,67 år, som gir en total kostnad for batteriene på 14 264 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 32 400 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -41 824 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 9534 kWh og kostnad på 12 952 kNOK. Nåverdien blir -42 891 kNOK. Se tabell 5-8.

*Tabell 5-8: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LFP-batteri og 2400 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et NMC-batteri, uten levetidskrav, med 2400 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 3,67 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.*

LFP2400		
<b>Levetid batteri</b>	3,67 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	3500 kWh	9533,8 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	14 264 kNOK	12 952 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	32 400 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-41 824 kNOK	-42 891 kNOK

For LFP2200 resulterer dette i en levetid for batteriet på 2,94 år, som gir en total kostnad for batteriene på 19 019 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 29 700 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -42 920 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 11 887 kWh og kostnad på 16 148 kNOK. Nåverdien blir -43 593 kNOK. Se tabell 5-9.

*Tabell 5-9: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LFP-batteri og 2200 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et LFP-batteri, uten levetidskrav, med 2200 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 2,94 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.*

LFP2200		
<b>Levetid batteri</b>	2,94 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	3500 kWh	11 887 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	19 019 kNOK	16 148 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	29 700 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-42 920 kNOK	-43 593 kNOK

For LFP2100 resulterer dette i en levetid for batteriet på 2,64 år, som gir en total kostnad for batteriene på 19 019 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 28 350 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -41 825 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 13 235 kWh og kostnad på 17 980 kNOK. Nåverdien blir -44 177 kNOK. Se tabell 5-10.

*Tabell 5-10: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LFP-batteri og 2100 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av et LFP-batteri, uten levetidskrav, med 2100 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har den en levetid på 2,64 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.*

LFP2100		
<b>Levetid batteri</b>	2,64 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	3500 kWh	13 235 kWh
<b>Kostnad batteri</b>	19 020 kNOK	17 980 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	28 350 kNOK	
<b>Nåverdi</b>	-41 825 kNOK	-44 177 kNOK

### 5.2.3. Diskusjon av LFP-batteri

Ved bruk av et batteri med LFP-kjemi og C-rate på 1 C, har batteriet evne til å gjennomføre én gjenoppladning i løpet av en time ved full belastning på batteriet. Det vil si at LFP batteriet kan ut- eller opplades fra 0 % til 100 % på 60 minutter ved full belastning. Dette kan skape utfordringer i forhold til kravet som stilles for «krasj-stopp»-situasjoner. For alle scenarioene med LFP-batteri som undersøkes i oppgaven, er det C-raten som blir dimensjonerende for batteriet. Den relativt lave C-raten gjør at batteristørrelsen i scenarioene vil være 3500 kWh, som er tilsvarende fergens maksimale effektbehov.

Fordi disse batteriene er såpass stort dimensjonert, vil det ikke være nødvendig med store dimensjonerte brenselcellesystemer. Dette tydeliggjøres i diagrammet for LFP2800. Variasjonsbredden for DOD er på 2800 kWh. Dette er mer enn dobbelt så stort sammenlignet med for variasjonsbredden til batteriets SOC for ruten som har en størrelse på 1060 kWh. Grafen for batteriets SOC ved LFP2800 har derfor ikke store svingninger.

Derimot, ved LFP2400, LFP2200 og LFP2100 der levert effekt fra brenselcellesystemet er redusert, vil svingningene være dypere og variasjonsbredden for batteriets SOC være større. C-raten for scenarioene vil fortsatt være dimensjonerende, men for LFP2100 er det viktig at batteriet lades opp i fase 28. Dette er fordi fartøyene skal gå helelektrisk på batteri i fase 29 før det blir tilkoblet land. Dette kravet er noe som gjelder for alle scenario for batterikjemiene, også for NMC-batteriene. Men kravet vil ikke være en like avgjørende faktor i de ulike scenarioene.

### *Økonomi og levetid*

For LFP-scenarioene uten levetidskravet, viser resultatene i nåverdiberegninger svingninger i økende og reduserende verdi ved reduserende effektuttak fra brenselcellesystemet. For scenarioer med levetidskravet, har nåverdien stabil økning ved reduserende effektuttak fra brenselcellene.

For LFP-batteriene er det mulig å se at det ikke er store kostnadsforskjeller mellom de to levetidskravene for tilsvarende scenarioer. For LFP-scenarioene med en gitt mengde levert effekt fra brenselcellesystemet, er scenarioet med batterilevetidskrav på 10 år alternativet som gir best nåverdi for fartøyene. I alle LFP-scenarioene med levetidskravet, vil det være mer lønnsomt å investere i et mindre dimensjonert batteri og et større brenselcellesystem. Dette kan på tilsvarende vis som for NMC-batterier sette spørsmål ved kostnadsnyttene for batterikjemien i slike systemer. For scenarioer med likt effektuttak fra brenselcellesystemet, men med forskjeller i levetid, er det ikke et likt mønster for hvilket levetidsalternativ som gir best nåverdi.

Et interessant funn er å se variasjoner i nåverdien for scenarioer uten levetidskravet. Batteristørrelsen er 3500 kWh for alle scenarioene. Basert på resultatene i nåverdisammenligningstabellen i kapittel 5.4, holdes kostnadsnyttene for alle disse scenarioene relativt stabil på ca. 42 000 kNOK med omtrent 1000 kNOK i slingringsmål. Det er merkverdig at kostnadsnyttene synker mellom LFP2800 og LFP2400, øker mellom LFP2400 og LFP2200, og synker igjen mellom LFP2200 og LFP2100. Med konstant batteristørrelse er innkjøpspris for batteriene likt i alle tilfellene. Dermed er kostnadsvariasjoner for batteriet i de ulike tilfellene tilknyttet levetid og antall batteriinvesteringer. For LFP2800 har batteriet levetid på 7,34 år som resulterer i to batteriinvesteringer i løpet av perioden, men har størst kostnader tilknyttet brenselcellesystemet. Batteriet for LFP2400 har omtrent halvparten av levetiden til batteriet for LFP2800 og har behov for tre batteriinvesteringer, men har lavere kostnader tilknyttet brenselcellesystemet. I dette tilfellet viser det seg dermed hensiktsmessig å investere i en mindre



brenselcellepakke, og heller kjøpe et ekstra batteri i løpet av perioden. Resultatene for beregningene er også sensitive for batterikjemiens CAPEX. Hadde CAPEX-verdien for LFP-kjemi vært høyere, er det mulig at nåverdisammenligningen ikke ville fått den prissvingningen den gjør. LFP2200 har et batteri med levetid på 2,94 år, som resulterer i fire batteriinvesteringer i perioden. Intervallet i effektuttak fra brenselcellene er 200kW større mellom LFP2800 og LFP2400 sammenlignet med LFP2400 og LFP2200, der det i begge tilfeller krever investering i ett ekstra batteri. Dette viser at differansen er stor nok til å avgjøre den økonomiske lønnsomheten for systemet. Investeringen i det fjerde batteriet i LFP2200-scenariet gjør at nåverdien for systemet blir dårligere, sammenlignet med å holde effektuttaket fra brenselcellene litt høyere og investere i ett mindre batteri. Det blir tydelig at nåverdiberegningene for scenarier med LFP-teknologi er ganske så sensible.

### 5.3. LTO og TitanB™-batterier

Ettersom LTO- og TitanB™-batterier har samme karakteristikk for C-rate, DOD og antall sykluser, vil resultatene for batteristørrelse og energimengde til og fra batteriet være det samme. Derfor vil grafene som beskriver SOC for batteriene være like for LTO og TitanB™. Det er derimot forskjeller i CAPEX-verdier, som gir forskjeller i nåverdi.

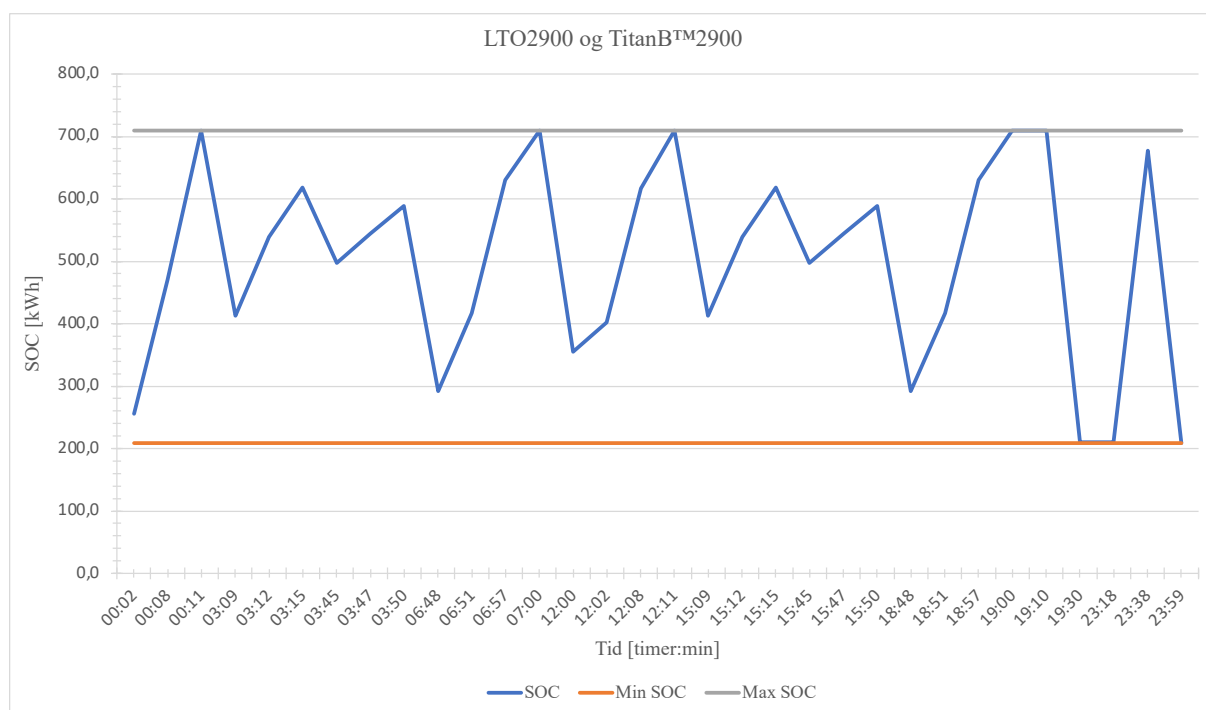
For scenarier med LTO- og TitanB™-batterier er det tatt utgangspunkt i en C-rate på 10 C, DOD på 100 % og 20 000 sykluser. Siden minstekravet til energimengde på batteriet basert på driftskravene er strengere enn minimum tillatt SOC basert på DOD, blir denne verdien gjeldende. Dermed vil minimum tillatt SOC på batteriet være 208 kWh. Maksimum tillatt SOC vil være 100 % av batteriets størrelse. CAPEX for et LTO-batteri er satt som 3657 NOK/kWh, og som 2090 NOK/kWh for TitanB™. Dette blir presentert i tabell 5-11. Ved bruk av dette batteriet blir det undersøkt brenselcellesystem som leverer effekter på 2900 kW, 2800 kW, 2700 kW og 2600 kW.

Tabell 5-11: Egenprodusert tabell som viser en oversikt over noen karakteristikk som DOD, C-rate og antall sykluser for LTO- og TitanB™-batteri. I tillegg viser tabellen prosentvist minimum og maksimum SOC, og CAPEX for batteriet.

<b>DOD</b>	100 %
<b>C-rate</b>	10 C
<b>Sykluser</b>	20 000
<b>Minimum SOC</b>	208 kWh
<b>Maksimum SOC</b>	100 %
<b>CAPEX LTO</b>	3658 NOK/kWh
<b>CAPEX TitanB™</b>	2090 NOK/kWh

### 5.3.1. LTO2900 og TitanB™2900

I scenarioene med LTO- og TitanB™-batterier og brenselcellesystem som skal levere effekt på 2900 kW ble ‘Dimensjonerende krav til batteristørrelse’ 710 kWh. Ved bruk av disse batteriene vil transittfasene være dimensjonerende faktor. På grunn av minimumskrav til tilgjengelig energimengde på batteri er minimum tillatt SOC 208 kWh, og maksimum tillatt SOC 710 kWh. Figur 5-9 viser batterienes SOC, som akkurat er innenfor intervallet for DOD.



Figur 5-9: Diagram som viser SOC til et LTO- og TitanB™-batteri. Batteriene er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2900 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

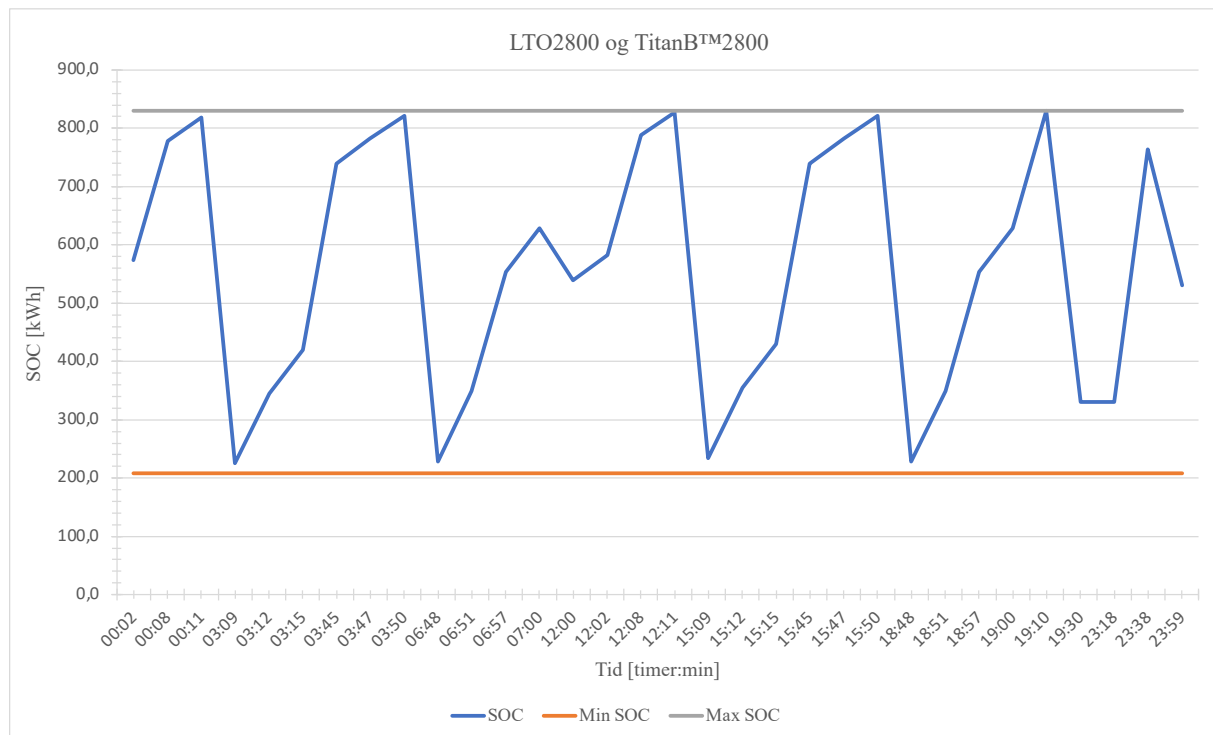
For LTO2900 og TitanB<sup>TM</sup>2900 resulterer dette i en levetid for batteriene på 7,07 år. Ved LTO-kjemi gir dette en kostnad for batteriene på 5137 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 39 150 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -40 531 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 1004 kWh og kostnad på 3674 kNOK. Nåverdien blir -39 851 kNOK. Ved TitanB<sup>TM</sup>-kjemi gir dette en kostnad for batteriet på 2968 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet resulterer dette i en nåverdi på -38 665 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en kostnad på 3674 kNOK. Nåverdien blir -38 276 kNOK. Se tabell 5-12 for oversiktlig presentasjon over de forskjellige kostnadene.

*Tabell 5-12: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LTO- og TitanB<sup>TM</sup>-batterier og 2900 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av LTO- og TitanB<sup>TM</sup>-batterier, uten levetidskrav, med 2900 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har dem en levetid på 7,07 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.*

LTO2900 og TitanB <sup>TM</sup> 2900		
Levetid batteri	7,07 år	10 år
Batteristørrelse	710 kWh	1004 kWh
Kostnad batteri LTO	5194 kNOK	3674 kNOK
Kostnad batteri TitanB <sup>TM</sup>	2968 kNOK	2099 kNOK
Kostnad brenselceller	39 150 kNOK	
Nåverdi LTO	-40 531 kNOK	-39 851 kNOK
Nåverdi TitanB <sup>TM</sup>	-38 665 kNOK	-38 276 kNOK

### 5.3.2. LTO2800 og TitanB<sup>TM</sup>2800

I scenarioene med LTO- og TitanB<sup>TM</sup>-batterier og brenselcellesystem som skal levere effekt på 2800 kW ble 'Dimensjonerende krav til batteristørrelse' økt til 830 kWh, der transittfasene ble dimensjonerende faktor. På grunn av minimumskrav til tilgjengelig energi på batteriet er minimum tillatt SOC 208 kWh, og maksimum tillatt SOC 830 kWh. Figur 5-10 viser batterienes SOC, som er innenfor intervallet for DOD.



Figur 5-10: Diagram som viser SOC til et LTO- og TitanB™-batteri. Batteriene er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2800 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

For LTO2800 og TitanB™2800 resulterer dette i en levetid for batteriene på 7,35 år. Med LTO-kjemi gir dette en kostnad for batteriene på 6071 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 37 800 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -40 020 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 1130 kWh og kostnad på 4132 kNOK. Nåverdien blir -39 062 kNOK. Med TitanB™-kjemi gir dette en kostnad for batteriet på 3469 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet resulterer dette i en nåverdi på -37 838 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en kostnad på 2361 kNOK. Nåverdien blir -37 291 kNOK. Se tabell 5-13 for oversikt over de forskjellige kostnadene.

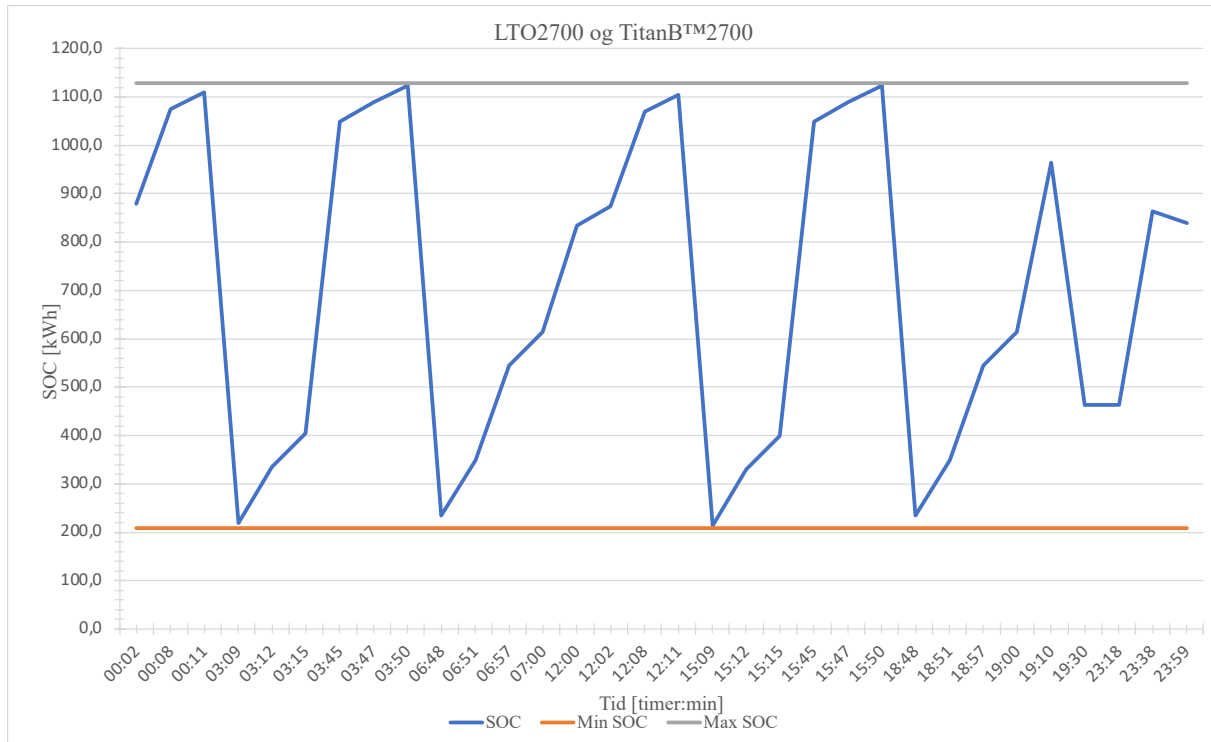
## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller

Tabell 5-13: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LTO- og TitanB<sup>TM</sup>-batterier og 2800 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av LTO- og TitanB<sup>TM</sup>-batterier, uten levetidskrav, med 2800 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har dem en levetid på 7,35 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.

LTO2800 og TitanB <sup>TM</sup> 2800		
<b>Levetid batteri</b>	7,35 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	830 kWh	1130 kWh
<b>Kostnad batteri LTO</b>	6071 kNOK	4132 kNOK
<b>Kostnad batteri TitanB<sup>TM</sup></b>	3469 kNOK	2361 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	37 800 kNOK	
<b>Nåverdi LTO</b>	-40 020 kNOK	-39 062 kNOK
<b>Nåverdi TitanB<sup>TM</sup></b>	-37 838 kNOK	- 37 291 kNOK

### 5.3.3. LTO2700 og TitanB<sup>TM</sup>2700

I scenarioene med LTO- og TitanB<sup>TM</sup>-batterier og brenselcellesystem som skal levere effekt på 2700 kW ble 'Dimensjonerende krav til batteristørrelse' økt til 1128 kWh, der transittfasene ble dimensjonerende faktor. På grunn av minimumskrav til tilgjengelig energi på batteriet er minimum tillatt SOC 208 kWh. Maksimum tillatt SOC er 1128 kWh, som tilsvarer 100 % av 'Dimensjonerende krav til batteristørrelse'. Figur 5-11 viser batterienes SOC, som er innenfor intervallet for DOD.



Figur 5-11: Diagram som viser SOC til et LTO- og TitanB™-batteri. Batteriene er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2700 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

For LTO2700 og TitanB™2700 resulterer dette i en levetid for batteriene på 7,48 år. Med LTO-kjemi gir dette en kostnad for batteriene på 8251 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 36 450 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -40 600 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 1508 kWh og kostnad på 5517 kNOK. Nåverdien blir -39 199 kNOK. Med TitanB™-kjemi gir dette en kostnad for batteriene på 4715 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet resulterer dette i en nåverdi på -37 635 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en kostnad på 3152 kNOK. Nåverdien blir -38 834 kNOK. Se tabell 5-14 som viser en oversikt over de forskjellige kostnadene.

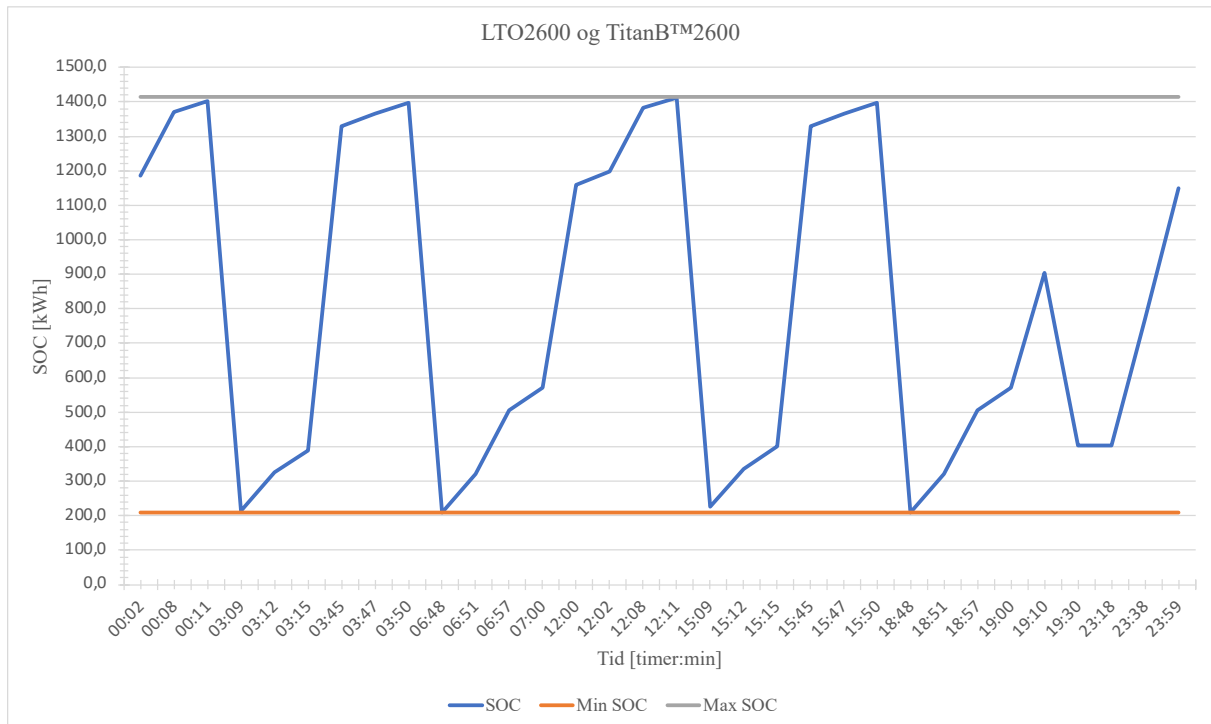
## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller

Tabell 5-14: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LTO- og TitanB™-batterier og 2700 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av LTO- og TitanB™-batterier, uten levetidskrav, med 2700 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har dem en levetid på 7,48 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.

LTO2700 og TitanB™2700		
<b>Levetid batteri</b>	7,48 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	1128 kWh	1508 kWh
<b>Kostnad batteri LTO</b>	8251 kNOK	5517 kNOK
<b>Kostnad batteri TitanB™</b>	4715 kNOK	3152 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	36 450 kNOK	
<b>Nåverdi LTO</b>	-40 600 kNOK	-39 199 kNOK
<b>Nåverdi TitanB™</b>	-37 635 kNOK	-36 834 kNOK

### 5.3.4. LTO2600 og TitanB™2600

I scenarioene med LTO- og TitanB™-batterier og brenselcellesystem som skal levere effekt på 2600 kW ble 'Dimensjonerende krav til batteristørrelse' økt ytterligere til 1415 kWh. Her ble transittfasene dimensjonerende faktor, og dermed må batterienes størrelse øke når levert effekt fra brenselcellesystemet reduseres. På grunn av minimumskrav til tilgjengelig energi på batteriet er minimum tillatt SOC 208 kWh, og maksimum tillatt SOC 1415 kWh. Figur 5-12 viser batterienes SOC, som er innenfor intervallet for DOD.



Figur 5-12: Diagram som viser SOC til et LTO- og TitanB™-batteri. Batteriene er koblet med et brenselcellesystem som leverer 2600 kW. Den blå grafen viser SOC til batteriet over en 24-timers periode. Minimum- og maksimumsgrenser for SOC har henholdsvis fargene oransje og grå.

For LTO2600 og TitanB™2600 resulterer dette i en levetid for batteriene på 7,82 år. Med LTO-kjemi gir dette en kostnad for batteriene på 10 351 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet på 35 100 kNOK resulterer dette i en nåverdi på -41 113 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en størrelse på 1810 kWh og kostnad på -6620 kNOK. Nåverdien blir -39 054 kNOK. Med TitanB™-kjemi gir dette en kostnad for batteriene på 5915 kNOK i 10-årsperioden. I kombinasjon med kostnaden for brenselcellesystemet resulterer dette i en nåverdi på -37 393 kNOK. Med levetidskravet på 10 år får batteriet en kostnad på 3783 kNOK. Nåverdien blir -36 217 kNOK. Se tabell 5-15 som viser en oversikt over de forskjellige kostnadene.



## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller

Tabell 5-15: Tabellen viser en oversikt over diverse kostnader for scenario med LTO- og TitanB™-batterier og 2600 kW levert effekt fra brenselcellesystemet. Tabellen viser kostnader for både med og uten levetidskravet på 10 år. Ved bruk av LTO- og TitanB™-batterier, uten levetidskrav, med 2600 kW levert effekt fra brenselcellesystemet har dem en levetid på 7,82 år. Det blir også presentert kostnad for brenselcellene fra dette scenarioet.

LTO2600 og TitanB™2600		
<b>Levetid batteri</b>	7,82 år	10 år
<b>Batteristørrelse</b>	1415 kWh	1810 kWh
<b>Kostnad batteri LTO</b>	10 351 kNOK	6620 kNOK
<b>Kostnad batteri TitanB™</b>	5915 kNOK	3783 kNOK
<b>Kostnad brenselceller</b>	35 100 kNOK	
<b>Nåverdi LTO</b>	-41 113 kNOK	-39 054 kNOK
<b>Nåverdi TitanB™</b>	-37 393 kNOK	-36 217 kNOK

### 5.3.5. Diskusjon av LTO- og TitanB™-batterier

LTO og TitanB™-scenarioene har de samme karakteristikkene for batteriet. Batteriene har en C-rate på 10 C, og har dermed evne til å gjennomføre 10 gjenoppladninger i løpet av en time. De vil da bruke 6 minutter ved ut- eller oppladning fra 0 % til 100 % ved fullstendig belastning av batteriet. Selv om disse batteriene har en DOD på 100 % som i praksis betyr at batteriene ikke har noen grenser for SOC, har Torghatten Nord AS satt krav om at batteriet til enhver tid skal ha minst 208 kWh tilgjengelig. Denne grenseverdien baserer seg på at batteriet skal levere 2500 kW i 5 minutter. Dette kravet er strengere enn batteriets minimumsgrense i SOC på 0 % basert på DOD, og derfor settes nedre tillatte SOC for batteriene til 208 kWh. Grensen for maksimalt tillatt SOC for disse batteriene er 100 % av dets størrelse.

Ved LTO2900 og TitanB™2900 er det behov for batteri med størrelse med 710 kWh. Det er ikke C-raten som blir dimensjonerende for disse batteriene, ettersom batteriene må skaleres opp ytterligere for tilpasning til fartøyenes effektbehov etter driftsprofilen. Her er fase 29, der fartøyene forflytter seg helelektrisk, en dimensjonerende faktor for LTO2900 og TitanB™2900. Batteriet må være fulladet i utgangen av fase 28 når fergen ligger til kai i Bodø for å klare å yte 1500 kW i 20 minutter. Dette tilsvarer 500 kWh, og vil være effektbehovet for denne fasen.

Ved LTO2800 og TitanB<sup>TM</sup>2800 ble batteriet oppskalert til 830 kWh. For disse scenarioene er det transittfasene som ble dimensjonerende. Batteriet behøver omtrent fullopplading ved nesten alle faser for kailigge for å kunne levere tilstrekkelig effekt i transittfasene. Men for fase 14 når fergen ligger til kai i Bodø, må batteriets SOC være lav nok til å klare å håndtere kommende transittfase. I fase 16 når fartøyene kjører sakte fra Bodø havn, lades batteriet under drift som følge av «peak shaving». I denne fasen er effektbehovet relativt lavt ved drift, og effekten fra brenselcellesystemet som går til framdrift, blir brukt til å lade opp batteriet. Da kan ikke batteriet være fulladet, slik at det har mulighet til å ta imot overskuddet av utlevert effekt fra brenselcellesystemet. Da er det ikke behov for å redusere levert effekt fra brenselcellesystemet, ettersom batteriet er tilpasset for å ta imot overskuddet.

På lik linje som ved LTO2800 og TitanB<sup>TM</sup>2800, må batteriet oppskaleres ytterligere ved LTO2700 og TitanB<sup>TM</sup>2700. I disse scenarioene er batteristørrelsen økt til 1128 kWh. Det er også transittfasene som blir dimensjonerende for disse scenarioene, i tillegg til fase 21 når fartøyet ligger til kai ved Moskenes. Her må batteriets SOC tilpasses slik at det ikke overstiger 1128 kWh, ettersom batteriet lades under drift frem til fase 24, som er en transittfase. Transittfasene har et effektbehov på 890 kWh fra batteriet, men kravet for minimum tillatt SOC gjør at batteriets maksimale effektleveranse er 920 kWh. Derfor er det ved LTO2700 og TitanB<sup>TM</sup>2700 viktig å passe på at batteriet alltid har kapasitet til å ta imot overskuddseffekt fra brenselcellesystemet, når det for ruten er et lavere effektbehov. Dette vil være tilsvarende for LTO2600 og TitanB<sup>TM</sup>2600, selv om batteristørrelsen her har økt til 1415 kWh. Den maksimale effektleveransen for batteriet øker til 1207 kWh, men for lastprofilen vil det maksimale effektbehovet også øke enda mer til 1187 kWh. Det er desto mer viktig for LTO2800 og TitanB<sup>TM</sup>2800 å sørge for at batteriet har kapasitet til å håndtere alle fasene, da SOC-grensene etter hvert nærmer seg batteriets SOC under drift.

### *Økonomi og levetid*

For scenarioer uten levetidskravet, har LTO-scenarioene økende nåverdi ved reduserende effektuttak fra brenselcellesystemet, foruten om «droppet» som oppstår ved LTO2800. TitanB<sup>TM</sup> har synkende nåverdi ved reduserende effektuttak fra brenselcellesystemet og større dimensjonert batteri. For scenarioer med levetidskravet, har LTO-scenarioene igjen ujevn variasjon i nåverdi. Nåverdien øker mellom LTO2900 og LTO2800, reduseres mellom LTO2800 og LTO2700, og reduseres igjen mellom LTO2700 og LTO2600, der LTO2600 ender

opp med omtrent samme nåverdi som for FC2600. TitanB™ har stabil reduksjon i nåverdi ved redusert effektuttak fra brenselcellesystemet, likt som for scenarioer uten levetidskravet.

For alle scenarioene for både LTO og TitanB™, vil det være nyttig å investere i et batteri med levetid på 10 år. Det vil være mer lønnsomt enn å investere i et batteri uten levetidskrav, basert på kjemienes karakteristikk for mange sykluser, som gir lang levetid for batteriene. Batteriene har i scenarioene en levetid på mellom syv og åtte år, og trenger dermed ikke mye oppskalering for å nå en levetid på 10 år. Dette gir små forskjeller i økt batteristørrelse, som dermed ikke gir store forskjeller i nåverdi. Det som gir forskjeller i nåverdien mellom de to kjemiene med tilsvarende effektuttak fra brenselcellesystemet, er CAPEX-kostnadene. Siden LTO-batteriene har høyere CAPEX enn TitanB™-batteriene, resulterer dette i at TitanB™-batteriene får lavere verdier for nåverdiberegningene enn LTO-batteriene.

For begge batterikjemiene med levetidskrav på 10 år, er det synlig at å investere i et brenselcellesystem med lavere effektuttak og større dimensjonert batteri vil være det mest lønnsomme. Det som derimot er interessant, er hvordan nåverdien for LTO-batteriene i scenarioer uten levetidskravet synker mellom LTO2900 og LTO2800, for så å øke mellom LTO2800 og LTO2700, og videre øke mellom LTO2700 til LTO2600. Dette er til motsetning fra tilsvarende scenarioer for TitanB™, der nåverdien har en jevn nedgang ved reduserende effektuttak fra brenselcellesystemet. Batteristørrelsene og levetiden er lik i alle tilsvarende scenarioer for de to kjemiene, så det ville vært grunn for å tro at nåverdien ville økt på tilsvarende vis for de to kjemiene. Dette gjelder tilsvarende for «toppen» i LTO2800-scenarioet med levetidskravet på 10 år. Det kan tenkes at dette skyldes at LTOs CAPEX er av en verdi der det for akkurat disse scenarioene, med viss reduksjon i brenselcellestørrelse- og økning i batteristørrelse, gir lavere nåverdi, mens TitanB™ sin CAPEX-verdi er lav nok til at nåverdiresultatet i størst grad påvirkes av kostnaden for brenselcellesystemet.

#### 5.4. Sammenligning av nåverdi

Tabell 5-16 viser sammenligning av nåverdi for scenarioene der det er tatt i bruk batterier uten levetidskrav på 10 år. Tabell 5-17 viser tilhørende størrelse på batteriet for hvert scenario. Tabell 5-18 viser tilhørende levetid på batteriet for hvert scenario. Tabell 5-19 viser

sammenligning av nåverdi for scenarioene der det er tatt i bruk batterier med levetidskrav på 10 år. Tabell 5-20 viser med tilhørende størrelse på batteriet for hvert scenario.

Tabell 5-16: Tabellen viser nåverdiregninger for scenarioene der levetidskravet på 10 år ikke er tatt hensyn til. Kostnadene er presentert i kNOK. Når det ikke blir tatt hensyn til levetidskrav på 10 år for batteriet, er scenarioet med et NMC-batteri i kombinasjon et brenselcellesystem som leverer effekt på 2600 kW som høyest nåverdi. Scenarioet som gir lavest nåverdi er ved bruk av et TitanB™-batteri med levert effekt på 2600 kW fra brenselcellesystemet.

FC størrelse [kW]	Nåverdisammenligning [kNOK]			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	- 46 262		- 38 665	- 40 531
2800	- 47 900	- 42 902	- 37 838	- 40 020
2700	- 48 458		- 37 635	- 40 600
2600	- 53 040		- 37 393	- 41 113
2500				
2400		- 41 824		
2300				
2200		- 42 920		
2100		- 41 825		

Tabell 5-17: Tabellen viser batteristørrelsene for scenarioene der levetidskravet på 10 år ikke er tatt hensyn til. Størrelsene er oppgitt i kWh. Scenarioene som gir de største batteristørrelse er LFP-batteri med alle verdier for levert effekt fra brenselcellesystemet. Scenarioet som gir minst størrelse på batteriet ble ved bruk av TitanB™ og LTO-batterier med levert effekt fra brenselcellesystemet på 2900 kW.

FC størrelse [kW]	Batteristørrelse [kWh]			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	1 167		710	710
2800	1 167	3 500	830	830
2700	1 400		1 128	1 128
2600	1 850		1 415	1 415
2500				
2400		3 500		
2300				
2200		3 500		
2100		3 500		

## Analyse av batterityper i forbindelse med brenselceller

Tabell 5-18: Tabellen viser levetiden på batteriet for scenarioene der levetidskravet på 10 år for batteriet ikke er tatt hensyn til. Levetidene på batteriet er oppgitt i år. Scenarioene som gir lengst levetid på batteriet er scenarioene som tar i bruk LTO- og TitanB™-batterier med levert effekt fra brenselcellesystemet på 2600 kW.

FC størrelse [kW]	Levetid på batteri [år]			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	1,57		7,07	7,07
2800	1,16	7,34	7,35	7,35
2700	1,07		7,48	7,48
2600	1,17		7,82	7,82
2500				
2400		3,67		
2300				
2200		2,94		
2100		2,64		

Tabell 5-19: Tabellen viser nåverdi for alle scenarioene der levetidskravet på 10 år er tatt hensyn til. Kostnadene er presentert i kNOK. Når det blir tatt hensyn til levetidskrav på 10 år for batteriet, er det NMC batteri med 2600 kW brenselcelle som er dyrest. Den billigste løsningen fra tabellen er TitanB™ ved 2600 kW brenselcelle.

FC størrelse [kW]	Nåverdisammenligning [kNOK] 10 års levetid			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	- 47 040		- 38 276	- 39 851
2800	- 50 659	- 41 409	- 37 291	- 39 061
2700	- 51 533		- 36 834	- 39 199
2600	- 57 431		- 36 217	- 39 054
2500				
2400		- 42 891		
2300				
2200		- 43 593		
2100		- 44 177		

Tabell 5-20: Tabellen viser batteristørrelsene for alle scenarioene der levetidskravet på 10 år er tatt hensyn til. Størrelsene på batteriet er oppgitt i kWh. Scenarioet som fikk størst batteri er NMC batteriet ved 2600 kW på brenselcellene. Det minste batteriet i tabellen ble TitanB™ og LTO for 2900 kW på brenselcellene.

FC størrelse [kW]	Batteristørrelse [kWh] 10 års levetid			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	7 441		1 004	1 004
2800	10 035	4 769	1 130	1 130
2700	13 140		1 508	1 508
2600	15 841		1 810	1 810
2500				
2400		9 534		
2300				
2200		11 887		
2100		13 235		

#### 5.4.1. Diskusjon av nåverdisammenligning

Variasjoner i nåverdi for scenarioene er et resultat av samspillet mellom størrelser, kostnader og levetid for batteriet og brenselcellesystemet. Siden de ulike batterikjemiene har forskjellige syklusantall, resulterer dette i levetidsforskjeller for batteriene. Lengden på en syklus blir avhengig av batteriets størrelse og hvordan det belastes. Ulike levetider fører til forskjeller i antall batteriinvesteringer i perioden. Dette, batterikjemienes CAPEX-verdi og kostnadene for brenselcellesystemet er faktorer som vil gi utslag i nåverdiberegningene.

NMC-batteriene har 2500 sykluser, og er batterikjemien med lavest antall sykluser som blir vurdert i oppgaven. Dette gjør at NMC er batterikjemien som gir kortest levetid for batteriene, og gjør det nødvendig å investere i flest antall batterier i 10-årsperioden, når det ikke stilles krav til levetid. Batteriene i NMC-scenarioene har levetider på 1,07 - 1,57 år, som fører til 8-10 batteriinvesteringer i perioden. LFP-batteriene har 5000 sykluser, som resulterer i levetider på 2,64 – 7,34 år for batteriene i scenarioene som undersøkes. Det store spranget i levetid skyldes at utlevert effekt fra brenselcellesystemet reduseres betraktelig mellom første og andre scenario, sammenlignet med de andre batterikjemiene. For disse scenarioene blir det nødvendig med mellom to og fire batteriinvesteringer i perioden. LTO- og TitanB™-batteriene har i beregningene 20 000 sykluser, som er vesentlig høyere enn for de andre kjemiene. Disse batteriene har levetider på 7,07 – 7,82 år, som for alle scenarioene resulterer i to batteriinvesteringer i perioden.

Nødvendig batteristørrelse er som forklart tidligere spesifikt for hvert scenario, og er presentert i tabell 5-17 og tabell 5-20. LFP er batterikjemien med lavest CAPEX-verdi for scenarioene, og er satt til 130 NOK/kWh. NMC har CAPEX-verdi satt til 150 NOK/kWh. LTO-batteriene har CAPEX-verdi satt til 350 NOK/kWh, og TitanB™ til 200 NOK/kWh. At LTO og TitanB™ har såpass store forskjeller i CAPEX er bemerkelsesverdig da de tilbyr de samme karakteristikkene, som gir like lang levetid og nødvendig antall batteriinvesteringer i perioden.

Scenarioet som gir best lønnsomhet for fergene, resulterer i en kostnad av batteri- og brenselcellesystemet på 36 2017 kNOK. Scenarioet som gir denne nåverdien er TitanB™2600, som tar i bruk et TitanB™-batteri med størrelse på 1810 kWh med 10 års levetid, i kombinasjon med et brenselcellesystem med effektuttak på 2600 kW. Scenarioet som vil være minst lønnsom for fartøyene, er NMC2600. Dette scenarioet tar i bruk et NMC-batteri med størrelse på 15 841 kWh og levetid på 10 år, i kombinasjon med et brenselcellesystem med effektuttak på 2600

kWh. Dette resulterer i den høyeste nåverdiberegningen, som gir en kostnad for energisystemet på 57 431 kNOK. Av alle batterikjemiene og scenarioene som er undersøkt, kan TitanB™ anses som batterikjemien som vil være mest lønnsom å ta i bruk i energisystemet. Tas alle scenarioene i betraktning, gir TitanB™ jevnt over relativt lave kostnader sammenlignet med de andre kjemiene. Alle scenarioene som bruker TitanB™-kjemi resulterer i nåverdiberegninger under 40 000 kNOK, mens alle de andre batterikjemiene gir høyere nåverdiberegninger. Det kan være grunnlag for å anse NMC som batterikjemien som kommer dårligst ut i denne analysen. Dette er blant annet basert på at scenarioene som tar i bruk NMC-batterier er de eneste som resulterer i nåverdier på over 50 000 kNOK.

For scenarioer med levetidskravet på batteriet på 10 år, er det dessuten interessant å se hvordan NMC og LFP-batterier krever mye større batterier sammenlignet med TitanB™- og LTO-batterier. NMC og LFP har til gjengjeld høyere gravimetrisk energitetthet enn TitanB™ og LTO, som gjør at disse batteriene ikke nødvendigvis vil bli tyngre. Dette kan dermed gi innvirkning på fartøyenes helhetlige økonomi med hensyn til drivstofforbruk. Her igjen har TitanB™ høyere energitetthet enn LTO. Siden disse batterikjemiene vil ha like store batteri for samme scenario og TitanB™ har høyere gravimetrisk energitetthet, vil TitanB™ gi et lettere batteri for de samme scenarioene. I et slikt tilfelle kan bruk av et TitanB™-batteri føre til drivstoffbesparelser, sammenlignet med å ta i bruk et LTO-batteri. Dette vil være mulig å gjøre videre beregninger på.

## 6. Konklusjon

I dette kapitlet vil bacheloroppgavens problemstilling bli besvart. Problemstillingen er som følger:

*Hvilke konsekvenser har valg av batteriteknologi for fleksibilitet i brenselcellekapasitet, og for nåverdien av hydrogen-batteri hybridsystemet?*

Konsekvensene ved bruk av et NMC-batteri ga forskjellige utslag for de ulike scenarioene. For lavere effektleveranse enn 2800 kW fra brenselcellesystemet måtte batteriene oppskaleres. Tidligere forskning og teori hevder at det er mer lønnsomt å kjøpe inn en mindre brenselcellepakke og et større batteri. Analysen i denne oppgaven viste imidlertid at dette ikke er en korrekt tilnærming ved bruk av et NMC-batteri. Ut ifra nåverdiregningene, både med og uten levetidskravet på 10 år på batteriet, vil det ved bruk av NMC-kjemi være mer lønnsomt å investere i et større brenselcellesystem og et mindre batteri. Resultatene viser at dette blant annet skyldes batterienes levetid. For de tre forskjellige batterikjemiene, er det NMC-batteriene som har lavest antall sykler på 2500 før utskifting.

Et LFP-batteri har en C-rate på 1 C. Resultater fra oppgaven viser at for fergene kan den relativt lave C-raten skape utfordringer for kravet som stilles ved «krasj-stopp»-situasjoner. Som en konsekvens ved bruk av LFP-batteri, vil derfor C-raten være dimensjonerende for alle scenarioer. Dermed vil batteriet være såpass stort dimensjonert at det ikke blir nødvendig med store brenselcellesystemer. Når det blir redusert kraftig i effektleveringen for brenselcellene er det viktig at batteriet lades nok i kailiggefase 28, før fergene skal driftes helelektrisk på batteri i fase 29. På lik linje som for NMC-batterier er det mer lønnsomt å investere i et større brenselcellesystem og mindre batteri, men denne gang med levetidskravet på batteriet. Uten levetidskravet holdes nåverdien relativt stabil mellom scenarioene, til tross for store forskjeller i effektleveringen fra brenselcellene. Likevel er det både økning og reduksjon av kostnadsnyttens når det reduseres i effektleveringen fra brenselcellesystemet.

LTO- og TitanB™-batteriene deler karakteristikk for C-rate, DOD og sykler. For disse scenarioene var det fergenes minste krav til energimengde på batteriene som avgjorde nedre tillatte grense i SOC. Dette er som følge av at minstekravet for tilgjengelig energimengde er strengere enn batterienes DOD grenser. Konsekvensen ved bruk av disse kjemiene, er at det ble



behov for å skalere opp batteristørrelsen for hver reduksjon i levert effekt på brenselcellesystemet. For de ulike scenarioene som ble analysert ved bruk av LTO- og TitanB™-batteri var det ulike faser for driftsprofilen som ble dimensjonerende. For omtrent alle scenarioer med disse batteriene var det transittfasene som ble dimensjonerende. I tillegg til at transittfasene har et stort effektbehov, så er det behov for at batteriene har kapasitet til å ta imot energioverskuddet som følge av «peak shaving». Selv om nevnte karakteristikker er like for LTO og TitanB™, har de forskjeller i CAPEX-verdi. LTO har høyere CAPEX, som resulterer i at TitanB™ får lavere verdier i nåverdiberegningene. Dette gjelder for scenarioer både med og uten levetidskravet på batteriet. Der det for LTO-scenarioene er variasjon i økt og redusert nåverdi ved redusert effektleveranse fra brenselcellesystemet, vil det for TitanB™ være jevn reduksjon for nåverdiberegningene. Derimot vil det for begge tilfellene være mest lønnsomt å investere i et batteri med levetidskravet på 10 år, med et mindre brenselcellesystem og større dimensjonert batteri.

Basert på resultater fra casen er det batterikjemien TitanB™ som jevnt over gir de laveste nåverdiberegningene for de ulike scenarioene. Den laveste beregnede nåverdien ble scenarioet som tar i bruk et TitanB™-batteri med levetidskrav på 10 år, i kombinasjon med et brenselcellesystem med utlevert effekt på 2600 kW. Den høyeste nåverdiberegningen ble scenarioet som tar i bruk et NMC-batteri med levetidskrav på 10 år, i kombinasjon med et brenselcellesystem med utlevert effekt på 2600 kW. Basert på analysen i oppgaven, er derfor den samlede vurderingen at scenarioene som tar i bruk NMC-batterier, jevnt over gir høyere utslag i nåverdiberegningene.

## 7. Feilkilder, sensitivitetsanalyse og videre arbeid

Det ble gjort en del forenklinger og antagelser i casen som er mulige feilkilder for oppgaven. Det ble i tillegg gjort avgrensninger basert på hvilke elementer som er av interesse for vurdering i oppgaven. I dette kapitlet presenteres mulige feilkilder og muligheter for videre arbeid. Det blir i tillegg gjennomført en sensitivitetsanalyse for nåverdiberegningene.

### *Feilkilder*

Avgrensningen om at Vestfjorden-fergenes drift på biodrivstoff ikke vurderes er en feilkilde. Dersom avgrensningen ikke hadde blitt gjort, ville investeringskostnadene i tillegg inkludert CAPEX og OPEX-verdier for forbrenningsmotorene til biodrivstoffet. Dette påvirker kostnadene for energisystemet, og muligens krav til batteristørrelse.

Dersom beregningene hadde inkludert kostnader for landstrøm og hydrogen, ville nåverdiberegningene sannsynligvis blitt betydelig større basert på høye kostnader for hydrogen. Beregningene kunne også inkludert kostnader for landstrømsanlegg og bunkringssystemer, som er vesentlig store.

Antagelsen om at brenselcellesystemet ikke driftes ved høyere enn 50% belastning er en annen mulig feilkilde. Dersom begrensningen ikke hadde blitt satt, kunne brenselcellesystemet mulig vært dimensjonert mindre, og slik påvirket beregningsresultatene.

Antagelsen om at fartøyene ikke er tilknyttet landstrøm ved kailigge utenom faser for bunkring er gjort basert på usikkerheter knyttet til når og hvor fergene har tilgang på landstrøm. Dersom antagelsen ikke hadde blitt gjort, kunne belastningen på brenselcellesystemet muligens blitt redusert og slik påvirket nåverdiberegningene.

En annen feilkilde er antagelsen og avgrensningen om at batteriet ikke har vedlikeholdskostnader i perioden. Antagelsen er gjort basert på diverse pålitelige kilder som antyder få vedlikeholdskostnader for litium-ionbatterier av slike størrelser. NREL (National Renewable Energy Storage) anslår OPEX for batteriene på 2,5 % av CAPEX. [47] Å inkludere OPEX for batteriet vil sannsynligvis gi mindre økninger for nåverdiberegningene.

Antagelsen om internrente på 5 % ble gjort basert på oppfatning om at dette er en vanlig verdi for internrente, og etter innspill fra TioTech AS. CAPEX-verdiene for batterikjemiene er også en mulig feilkilde som kan gi utslag i beregningene.

Batteristørrelsene i beregningene er krav til batteristørrelse for drift, og har ikke tatt hensyn til degradering. Dersom batteridimensjoneringen i tillegg skulle tatt hensyn til degradering, ville batteristørrelsene blitt omtrent 20 % større, som sannsynligvis ville økt kostnadene.

Datainnsamlingsprosessen for CAPEX-verdier på brenselceller ga verdier på mellom 4 000 og 18 000 NOK/kW. Dette er etter all sannsynlighet en av de mest utslagsgivende feilkildene i beregningsresultatene.

### *Sensitivitetsanalyse*

CAPEX-verdi på brenselcellene blir som nevnt ansett som en av de mest utslagsgivende feilkildene i oppgaven. Det har derfor blitt gjennomført en sensitivitetsanalyse for brenselcellenes CAPEX, for å vurdere hvor store utslag denne feilkilden kan bety for resultatene.

Tall og informasjon om CAPEX-verdier for brenselceller er svært uklare, og det er begrensninger i pålitelige informanter som vil gi ut verdier. De offentlige informasjonskildene som uttaler seg om temaet presenterer et bredt spekter av tall, og hvor pålitelige disse informasjonskildene er kan knyttes spørsmål ved. De mest pålitelige kildene i datainnsamlingsprosessen ga tallverdier på mellom 4 000 og 18 000 NOK/kW. Basert på eldre tallverdier og generell oppfatning i industrien, er det dessuten forventet reduserte kostnader for bruk av brenselceller i transportsektoren i årene fremover.

Verdien som er brukt i beregningene er hentet fra en synteserapport fra 2019 med navn «Produksjon og bruk av hydrogen i Norge», skrevet av DNV GL på oppdrag for Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet [37]. I denne rapporten oppgis CAPEX-verdier for PEMFC på 4000 – 4500 NOK/kW. Beregningene i oppgaven tar i bruk 4500 NOK/kW. Ivan Østvik hos Norled AS er blant annet prosjektmanager for MF Hydra, og har god kjennskap til industrien [54]. Østvik presenterte tallverdier på mellom 12 000 og 18 000 NOK/kW. Han estimerte også OPEX-verdi på 5% av CAPEX, som er tatt i bruk i beregningene.

I sensitivitetsanalysen undersøkes de samme scenarioene som for oppgaven, men denne gang ved bruk av CAPEX for brenselcellene på 18 000 NOK/kW istedenfor 4 500 NOK/kW. Tabell 7-1 sammenligner resultatene av nåverdiregningene for sensitivitetsanalysen, for scenarioene uten levetidskrav på batteriet. Tabell 7-2 sammenligner resultatene av nåverdiregningene for sensitivitetsanalysen, for scenarioene med levetidskrav på batteriet på 10 år.

Tabell 7-1: Tabellen sammenligner nåverdiregningene for alle scenarioene i sensitivitetsanalysen, der levetidskravet for batteriet på 10 år er tatt hensyn til. Kostnadene er presentert i kNOK og gjennomført med CAPEX for brenselcellene på 18 000 NOK/kW.

FC størrelse [kW]	Nåverdisammenligning [kNOK]			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	- 154 792		- 147 196	- 149 062
2800	- 152 688	- 147 690	- 142 626	- 144 808
2700	- 149 504		- 37 635	- 40 600
2600	- 150 343		- 37 393	- 41 113
2500				
2400		- 131 643		
2300				
2200		- 125 253		
2100		- 120 417		

Tabell 7-2: Tabellen sammenligner nåverdiregningene for alle scenarioene i sensitivitetsanalysen, der levetidskravet for batteriet på 10 år er tatt hensyn til. Kostnadene er presentert i kNOK og gjennomført med CAPEX for brenselcellene på 18 000 NOK/kW.

FC størrelse [kW]	Nåverdisammenligning [kNOK] 10 års levetid			
	NMC	LFP	TitanB™	LTO
2900	- 153 167		- 146 807	- 148 381
2800	- 155 448	- 146 197	- 142 079	- 143 850
2700	- 152 578		- 36 834	- 39 199
2600	- 154 734		- 36 217	- 39 054
2500				
2400		- 132 710		
2300				
2200		- 125 926		
2100		- 122 768		

Settes disse tabellene opp mot nåverdisammenligningstabellene i kapittel 5.4.1, er det tydelig at denne endringen i CAPEX fører til vesentlig økte kostnader for batteri- og brenselcellesystemet. Kostnadene har økt med omtrent 100 000 kNOK i alle scenarioene. Dette tydeliggjør hvor sensible resultatene er for feilkilder.

### *Videre arbeid*

Det er gjennomført begrenset med casestudier som analyserer batterityper for bruk i forbindelse med brenselceller. Ettersom bacheloroppgaven la vekt på kun én case, er det enda en vei å gå før resultater knyttet til konseptet kan generaliseres. Av casestudiene som ble funnet i litteraturstudien, ble det ikke avdekket noen publikasjoner som tok for seg effektene av ulike batterityper i et hybridsystem med brenselceller. Det er derfor behov for videre arbeid for å tydeliggjøre effektene ytterligere.

Gjennom arbeidet med oppgaven ble det satt flere avgrensninger som førte til en noe forenklet analyse. Det hadde derfor vært interessant med videre arbeid for å eliminere avgrensninger, og utvide analysen ved å inkludere flere parametere og kriterier. Ved å i tillegg undersøke flere caser av fartøy med ulike driftsprofiler og energibehov, kan dette forhåpentligvis føre til at generelle antagelser og paralleller kan trekkes.

Analyser angående batteri for bruk i forbindelse med brenselceller kan igjen sette i gang flere analyser, også utenfor maritim transportsektor. Ved å generalisere oppsettet for analysen, kunne det også blitt mulig å undersøke andre transportsektorer som vil bli elektrifisert med tiden.

## Referanser

- [1] FN-sambandet, «Parisavtalen», des. 2020, Åpnet: 9. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>
- [2] K. miljødepartementet, «Klimaendringer og norsk klimapolitikk», *Regjeringen.no*. regjeringen.no, 22. oktober 2021. Åpnet: 11. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>
- [3] Statistisk sentralbyrå, M. I. A. Engedal, og T. M. Bothner, «Transport står for 30 prosent av klimautslippene i Norge», *ssb.no*. 27. august 2019. Åpnet: 9. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/transport-star-for-30-prosent-av-klimautslippene-i-norge>
- [4] B. Henrik, «Fire av fem nye biler i 2022 var elbiler», *SSB*. 23. mars 2023. Åpnet: 8. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken/artikler/fire-av-fem-nye-biler-i-2022-var-elbiler>
- [5] K. E. Andreassen, «Kraften i en liten celle», *Universitetet i Bergen*. 2. februar 2010. Åpnet: 21. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.uib.no/ka/50740/kraften-i-en-liten-celle>
- [6] T. Holtebekk, B. Pedersen, og G. M. Haarberg, «brenselcelle», *Store norske leksikon*. 12. januar 2023. Åpnet: 21. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/brenselcelle>
- [7] U. Eriksen, «Hydrogen: Bedre enn batteri til de tyngste oppgavene», *Statkraft*. 2019. Åpnet: 21. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.statkraft.co.uk/no/newsroom/2019/hydrogen--bedre-enn-batteri-til-de-tyngste-oppgavene/>
- [8] Eidesvik Offshore ASA, «About Eidesvik», *Eidesvik*, 24. mars 2020. Åpnet: 8. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://eidesvik.no/about-eidesvik/>
- [9] Wärtsilä, «Om oss», *Norway*. <https://www.wartsila.com/nor/om-oss> (åpnet 8. mai 2023).
- [10] Wärtsilä, «Wärtsilä og Eidesvik Offshore samarbeider om verdens første ombygging til ammoniakkdrift», *Norway*, 8. oktober 2021. Åpnet: 9. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.wartsila.com/nor/media/nyhet/08-10-2021-wartsila-og-eidesvik-offshore-samarbeider-om-verdens-første-ombygging-til-ammoniakkdrift>
- [11] Norled AS, «Om Norled - Norled», 2023. <https://www.norled.no/om-norled/> (åpnet 9. mai 2023).
- [12] Teknisk Ukeblad, «Det tar en måned å fylle fergen med hydrogen: – Ingen har gjort det før», *Tu.no*, des. 2022, Åpnet: 9. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.tu.no/artikler/fyller-hydrogen-pa-mf-hydra-tar-en-maned/524194>
- [13] S. Larsen, «Ship of The Year 2021: MF ‘Hydra’», *Kyst.no*. 8. september 2021. Åpnet: 9. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.kyst.no/ship-of-the-year-2021-mf-hydra/571006>
- [14] F. Jones, «San Francisco welcomes world’s first hydrogen-powered commercial ferry», *Power Technology*. 14. mars 2023. Åpnet: 9. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.power-technology.com/news/san-francisco-welcomes-worlds-first-hydrogen-powered-commercial-ferry/>
- [15] S. Petrovic, *Battery Technology Crash Course: A Concise Introduction*. Cham: Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-57269-3.
- [16] K. A. Rosvold, «oppladbare batterier», *Store norske leksikon*. 1. januar 2020. Åpnet: 8. februar 2023. [Online]. Tilgjengelig på: [http://snl.no/oppladbare\\_batterier](http://snl.no/oppladbare_batterier)
- [17] I. Gunvaldsen, S. Mathiesen, og K. A. Rosvold, «batteri», *Store norske leksikon*. 13. januar 2023. Åpnet: 8. februar 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <http://snl.no/batteri>

- [18] M. A. DNV GL, «DNV GL Handbook for Maritime and Offshore Battery Systems», des. 2016. Åpnet: 2. mars 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.com/Default>
- [19] Tkarcher, *English: Diagram of a Battery with Polymer Separator*. 2012. Åpnet: 15. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=21882537>).
- [20] Ø. Grøn, «elektrisk ladning», *Store norske leksikon*. 21. januar 2023. Åpnet: 30. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: [https://snl.no/elektrisk\\_ladning](https://snl.no/elektrisk_ladning)
- [21] Ø. Grøn, «elektrisk strøm», *Store norske leksikon*. 21. januar 2023. Åpnet: 30. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: [https://snl.no/elektrisk\\_str%C3%B8m](https://snl.no/elektrisk_str%C3%B8m)
- [22] J. Skaar, «elektrisk spenning», *Store norske leksikon*. 9. februar 2023. Åpnet: 30. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: [https://snl.no/elektrisk\\_spenning](https://snl.no/elektrisk_spenning)
- [23] W. Shen og R. Xiong, *Advanced Battery Management Technologies for Electric Vehicles*. Newark, UNITED KINGDOM: John Wiley & Sons, Incorporated, 2019. Åpnet: 16. februar 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <http://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=5630273>
- [24] R. Korthauer, *Lithium-Ion Batteries: Basics and Applications*. Tyskland: Springer, 2018. Åpnet: 13. februar 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-53071-9>
- [25] «Energi», *Wikipedia*. 22. mars 2023. Åpnet: 30. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://no.wikipedia.org/w/index.php?title=Energi&oldid=23428641>
- [26] A. Einarson, H. Karlsson, J. Palm, og L. Hambro, «Batteriteknologi for jernbanekjøretøy», delrapport 1, aug. 2021.
- [27] T. Solheimslid, «Foretningsutvikler, TioTech AS. Personlig kommunikasjon», februar 2023.
- [28] «delrapport-2--vedlegg-b---batteriteknologi.pdf». Åpnet: 19. mars 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.jernbanedirektoratet.no/contentassets/8a4e22f34a3147d8b7c94e2843abfd3d/delrapport-2--vedlegg-b---batteriteknologi.pdf>
- [29] J. T. Warner, *The Handbook of Lithium-Ion Battery Pack Design: Chemistry, Components, Types and Terminology*. Elsevier Science & Technology, 2015. Åpnet: 8. mars 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <http://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=2056916>
- [30] linda, «Lithium batteries type: which chemistry should be used?», *Flash Battery*. 30. juni 2022. Åpnet: 11. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.flashbattery.tech/en/types-of-lithium-batteries-which-chemistry-use/>
- [31] TioTech AS, «TioTech AS | Titania materials for Li-ion battery anodes», *TioTech AS*, 2. mai 2023. <https://www.tiotech.com/titanb-in-batteries/> (åpnet 2. mai 2023).
- [32] H. Pu, *Polymers for PEM Fuel Cells*. Somerset, UNITED STATES: John Wiley & Sons, Incorporated, 2014. Åpnet: 15. februar 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <http://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=1776983>
- [33] Mattuci, *English: Vector diagram of PEM and PA FC operation*. 2015. Åpnet: 15. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=42838482>
- [34] D. A. J. Rand og A. L. Dicks, *Fuel cell systems explained*, Third edition. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2018.
- [35] Y. Luo, Y. Shi, og N. Cai, «Chapter 3 - Bridging a bi-directional connection between electricity and fuels in hybrid multienergy systems», i *Hybrid Systems and Multi-energy Networks for the Future Energy Internet*, Y. Luo, Y. Shi, og N. Cai, Red., Academic Press, 2021, s. 41–84. doi: 10.1016/B978-0-12-819184-2.00003-1.

- [36] «TheFuelCellIndustryReview2020.pdf». Åpnet: 3. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://fuelcellindustryreview.com/archive/TheFuelCellIndustryReview2020.pdf>
- [37] «hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf». Åpnet: 1. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>
- [38] Menon *mfl.*, «Klimatiltak innenfor kollektivtransport», 2018.
- [39] «brodrene-aa-sluttrapport-offentlig.pdf». Åpnet: 19. mars 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/brodrene-aa-sluttrapport-offentlig.pdf>
- [40] R. D. Geertsma, R. R. Negenborn, K. Visser, og J. J. Hopman, «Design and control of hybrid power and propulsion systems for smart ships: A review of developments», *Applied Energy*, bd. 194, s. 30–54, mai 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.02.060.
- [41] J. Emblemsvåg, «Er batterier fremtiden i det norske kraftsystemet?», *Energi & Natur*. 7. juli 2021. Åpnet: 16. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://energiognatur.no/er-batterier-fremtiden-i-det-norske-kraftsystemet/>
- [42] L. Balestra, «Design of Hybrid Fuel Cell/Battery Systems for Maritime Vessels», Doctoral thesis, NTNU, 2022. Åpnet: 15. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/3028532>
- [43] E. Olsen, «Driftsdirektør, Torghatten Nord AS. Personlig kommunikasjon», mai 2023.
- [44] DNV GL, «The future is hybrid - A guide to use of batteries in shipping», 2015. Åpnet: 2. mars 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.com/Default>
- [45] J. Idsø og E. Sirnes, «nåverdi», *Store norske leksikon*. 25. januar 2023. Åpnet: 22. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/n%C3%A5verdi>
- [46] Matematikk.net, «Nåverdi – Matematikk.net», *Nåverdi*, 2013. <https://www.matematikk.net/side/N%C3%A5verdi> (åpnet 7. mai 2023).
- [47] <https://www.fastmarkets.com/muthu-krishna>, «The EV battery chemistry debate just got more complicated», *Fastmarkets*. 21. juli 2022. Åpnet: 22. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.fastmarkets.com/insights/the-ev-battery-chemistry-debate-just-got-more-complicated>
- [48] The Norwegian Ship Design Company, «Prestigious contract attracting world wide attention», *The Norwegian Ship Design Company*, 25. januar 2022. Åpnet: 24. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.norwegianshipdesign.no/archive/hydrogenvestfjorden>
- [49] B. O. Amundsen, «I framtiden kan også fergene over Vestfjorden gå på hydrogen», *Veier24.no*, 1. juli 2019. <https://www.veier24.no/artikler/i-framtiden-kan-ogsaa-fergene-over-vestfjorden-ga-pa-hydrogen/468893> (åpnet 21. mai 2023).
- [50] SEAM, «Torghatten Nord chooses Norwegian technology for the world's first large-scale hydrogen-ferry project. - SEAM», 2. mars 2023. Åpnet: 24. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.seam.no/insights/torghatten-nord-chooses-norwegian-technology-for-large-scale-hydrogen-ferry-project>
- [51] PowerCell Group, «World's largest marine fuel cell systems – PowerCell Group», *Powercellgroup*, 3. mars 2023. Åpnet: 24. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://powercellgroup.com/worlds-largest-marine-fuel-cell-systems/>
- [52] The Norwegian Ship Design Company, «Illustrasjon av hydrogenferge for Vestfjorden-sambandet. Tildelt av Gjermund Johannessen.», 24. april 2023.
- [53] W. Cole, A. W. Frazier, og C. Augustine, «Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update», *National Renewable Energy Storage*, 2021.
- [54] I. Østvik, «Prosjektleder, Norled AS. Personlig kommunikasjon.», 25. april 2023.



## Vedlegg

### Vedlegg A – Oppsett for intervju

Oppsett for intervju ble laget via Microsoft PowerPoint.

# Bacheloroppgave:

## *Analyse av batteri for bruk i forbindelse med brenselceller*

Heidi La Haganes og Maria Alice Svendsen

Høgskulen på Vestlandet

Oppgave tildelt av TioTech AS

### Hva oppgaven går ut på:

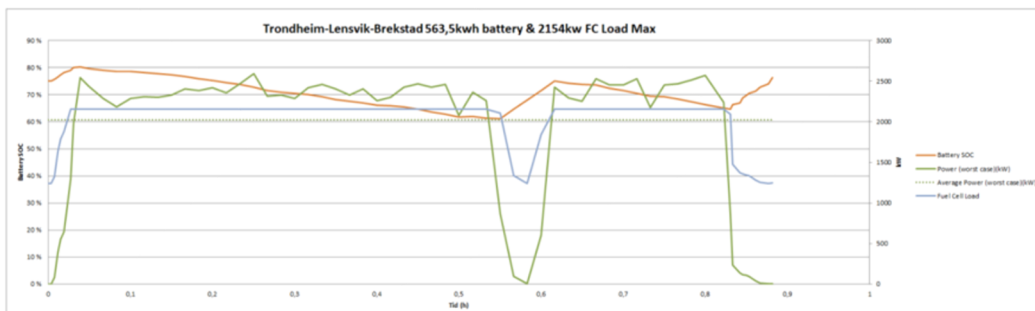
I alle hydrogensystem der en nytter brenselceller, vil en også ha et batteri. Batteriet sin rolle her er å fungere som et buffersystem for brenselcellen. På denne måten blir en i stand til å drive brenselcellen på mest konstant last som mulig. Dette er essensielt for effektiv utnytting av brenselcellen.

TioTech AS er veldig interessert i å se økonomiske og tekniske analyser gjort på batteriet i et slikt system. Hva batteritype er ideell å bruke i forbindelse med brenselceller? Er en batteritype den beste i alle hydrogensystem med alle typer brenselceller, eller er dette varierende?

## Våre spørsmål:

- Hvilke brenselceller benyttes?
  - Ideell effekt
  - Responstid
- Hvordan fungerer energisystemet som helhet?
  - Når båten ligger til kai, hva skjer med energiproduksjonen fra brenselcellen når batteriet er fulladet?
  - Hvor lav effekt kan brenselcellen driftes ved dynamisk posisjon? Og ellers
  - Strøm fra brenselcelle alltid via tavlen?

## Eksempel på lastprofil:



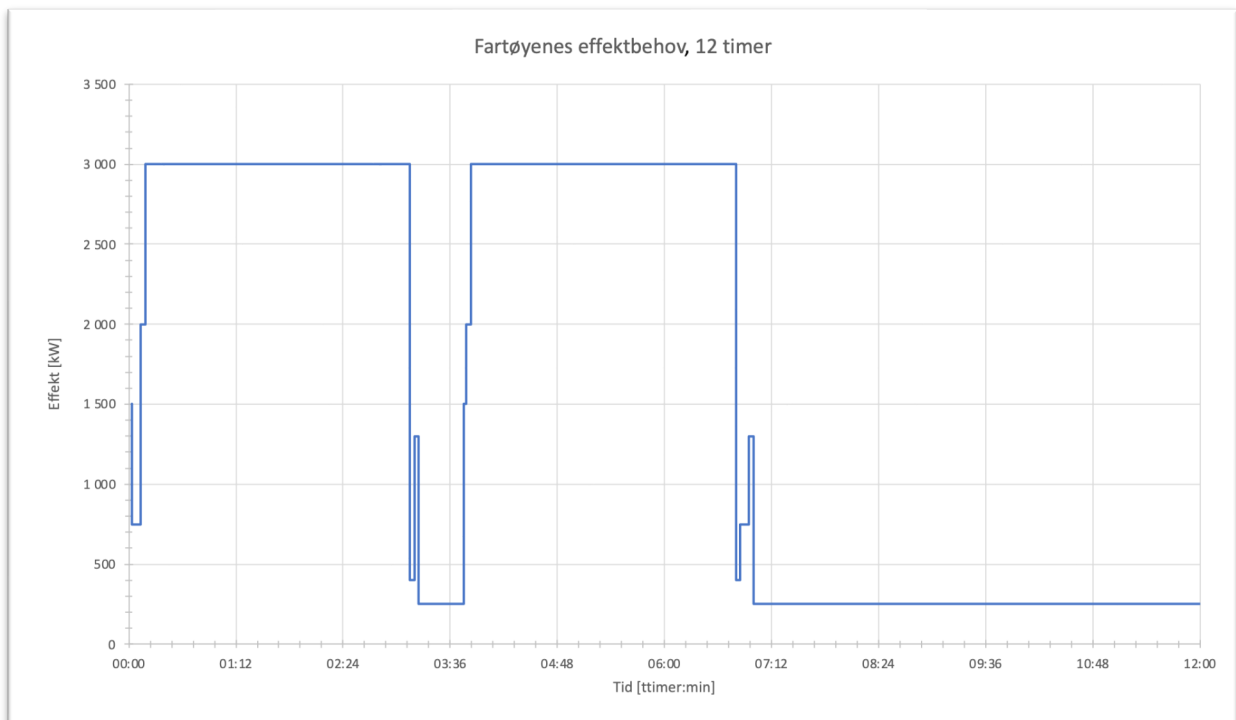
Illustrasjon 22. Effekt- og energiprofil for ruta Trondheim-Brekstad. Profil er utarbeidet av Westcon Power & Automation

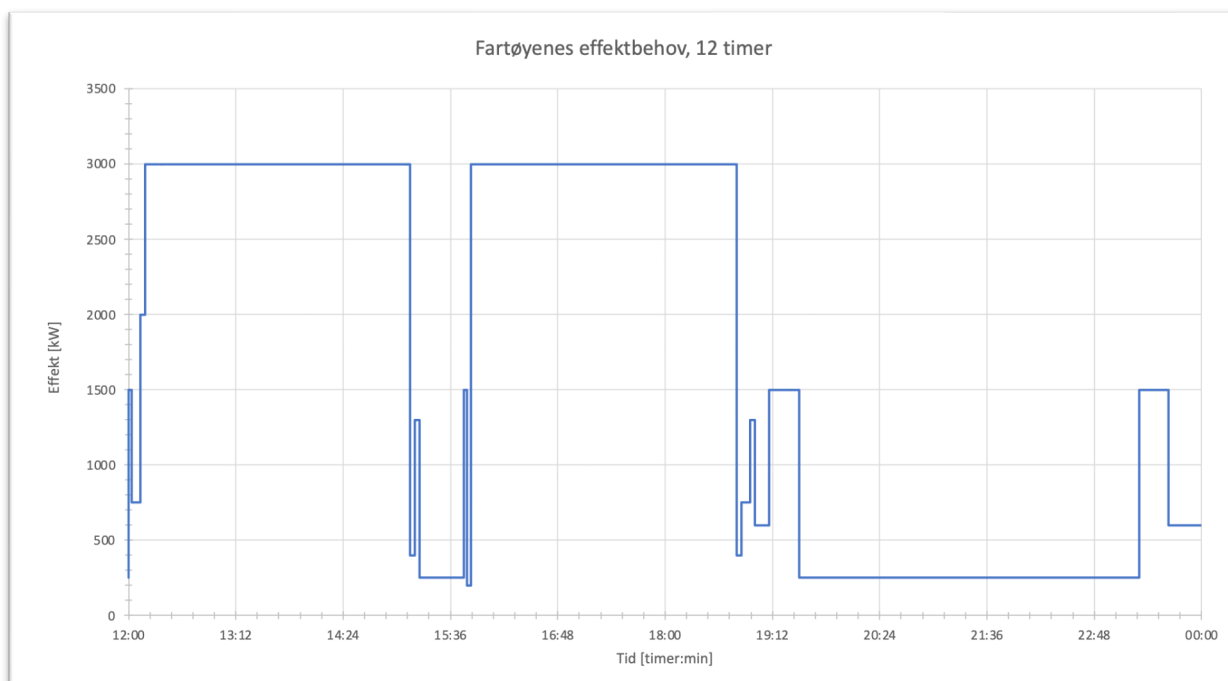
## Oppsummert:

- Gjennomgått informasjon
- Eventuelle aksjonspunkt
  
- Er dette åpen informasjon?
- Tips til kontaktpersoner?

## Vedlegg B – Lastprofil for fergen

Lastprofil per 12 time for lettere avlesning.





## Vedlegg C – Datablad for brenselcellesystemet

MARINE

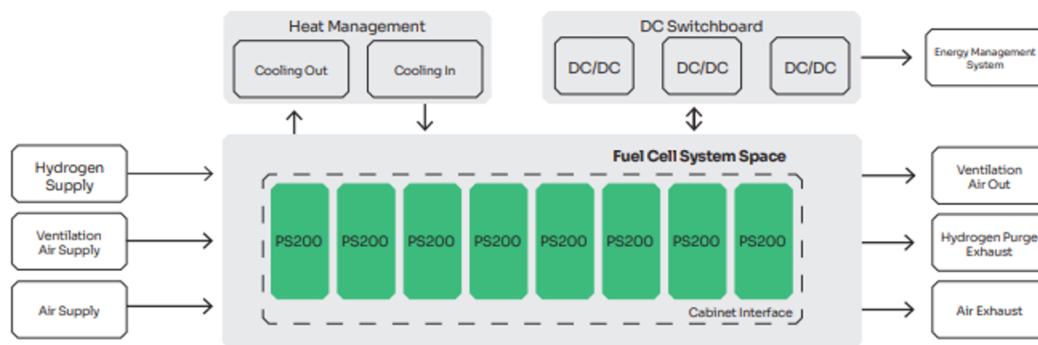
# PowerCellution Marine System 200

PowerCell Groups products create electric power based on fuel cells using hydrogen. All of our solutions have minimal environmental impact through the use of zero emission hydrogen electric technology.

Marine System 200 is a powerful yet compact fuel cell system with a net electric output of 200 kW operable at a wide range of hydrogen inlet pressures. With the possibility of operating at a very low inlet pressure the system is compatible with components that enabling compatibility with future renewable fuels.

The system is developed for marine applications and can be connected in parallel for megawatt (MW) output. Marine System 200 offers high system efficiency and delivers silent and emission-free electricity in sensitive marine environments.

Our system is designed and developed according to maritime rules and regulations in cooperations with class societies and customers.



● SCOPE OF DELIVERY

### Scope of supply for standard configuration

PS200	A building block for multi-megawatt fuel cell systems which are scaled according to individual customer use cases.
Heat Management	System heat exchangers allow heat management either for recovery or rejection.
DC Switchboard	The principal electrical integration towards the DC grid shall be done via one or more DC/DC converters.
Energy Management	The energy management is responsible for distributing the power between the different systems.
Air Supply	Air filtered from particles intended for the fuel cell stack cathode supply.
Ventilation Air Supply	Air intended for ventilation of the fuel cell system cabinets.
Air Exhaust	Hot and humid exhaust gas consisting of depleted air and water.
Hydrogen Purge Exhaust	Hot and humid exhaust gas removing inert gases, nitrogen and purged hydrogen from the fuel cell stack.
Hydrogen Supply	Our system can cope with a range of gas pressures.

## PowerCellution Marine System 200

### Specifications

Net power (DC Supply)	185 or 200 kWe
Dimensions (width x depth x height)	730 x 900 x 2200 mm
Weight	1070 kg

### Performance

Max net power	185 kWe	200 kWe
Gross output (rated power)	534 V / 400 A	580 V / 400 A
Voltage output	440 - 800 VDC	550 - 1000 VDC
Current output stack	50 - 450 A	
Current output DC/DC	45 - 405 A	
Heat output	< 300 kW	< 330 kW
Fuel quality	Pure hydrogen: ISO 14687:2019	
Fuel inlet pressure <sup>i</sup>	0.5 - 3 Bar (g) / 3 - 8 Bar (g) / 8 - 12 Bar (g)	
Fuel efficiency	54%	
Communication and control	CAN 2.0 500 kbps	

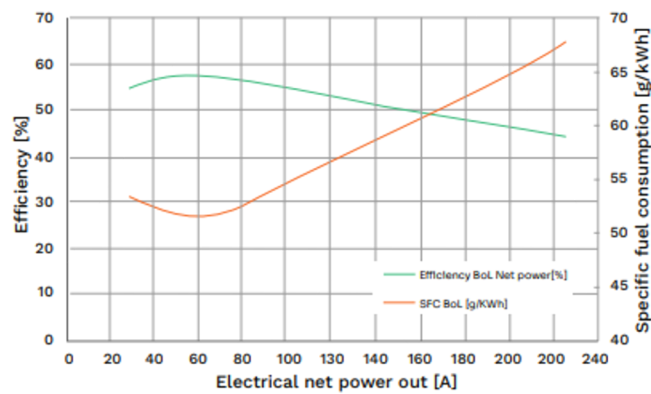


Figure: Performance measured at reference conditions and BOL

### Environment

Ambient temperature	Indoors with Pollution Degree 3 or higher
Temperature	5 to 45 °C
Zone classification	Non-hazardous zone (Zone 2 NE), IEC 62282-3-200, IEC-60079-10-1
Class	LR full installation approval (DAD) & DNV (Approval in Principle)
IP classification	IP44

<sup>i</sup> Standard inlet pressure is between 3 to 8 bar (g)



