

Adrian Valentin Johannessen
Signe Ferner Kjøpsnes

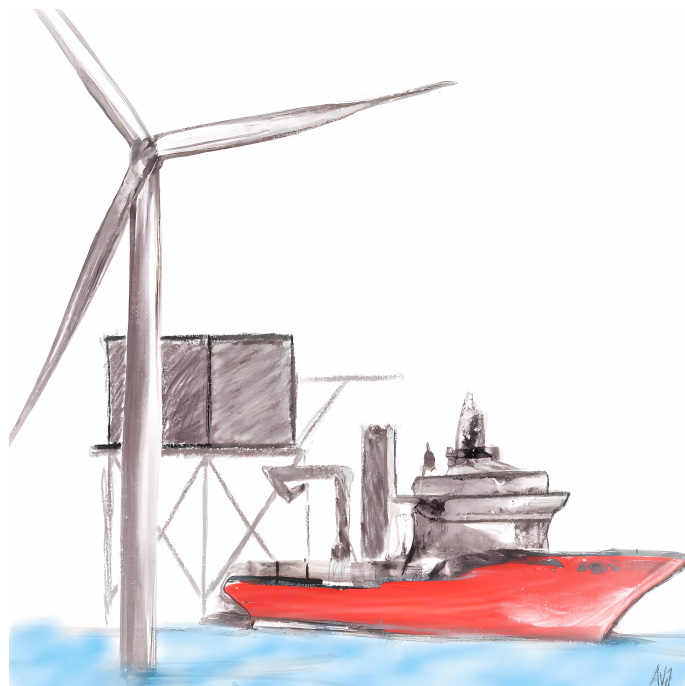
En mulighetsanalyse av havvindkraft som energikilde for batteridrevne servicefartøy

Bacheloroppgave i Fornybar energi

Veileder: Ann Rigmor Nerheim

Mai 2023

NTNU
Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for havromoperasjoner og byggingsteknikk



Adrian Valentin Johannessen
Signe Ferner Kjøpsnes

En mulighetsanalyse av havvindkraft som energikilde for batteridrevne servicefartøy

Bacheloroppgave i Fornybar energi
Veileder: Ann Rigmor Nerheim
Mai 2023

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for havromsoperasjoner og byggteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne bacheloroppgaven tar for seg en mulighetsanalyse av havvindkraft som energi-kilde for batteridrevne servicefartøy, og utforsker hvordan forbruket av fossilt drivstoff kan reduseres. Som ingeniørstudenter i fornybar energi er det ønskelig å være bevisst på bærekraft og miljø, og undersøke hvordan vi som fagfolk kan bidra til en positiv utvikling av samfunnet. Gjennom å utforske mulighetene for elektrifisering av servicefartøy tilknyttet havvind, kan vi bidra til å redusere klimagassutslippene og øke effektiviteten i drift- og vedlikeholdsfasen av offshore vindparker.

Oppgaven er skrevet i samarbeid med Vard Design AS, som er en av flere aktører som deltar i prosjektet "Ocean Charger". Vi håper at oppgaven vil være nyttig for leserne og at den vil bidra til økt forståelse for hvordan teknologi kan spille en viktig rolle i å redusere klimagassutslippene og øke bærekraften innen maritim energi.

Vi ønsker å gi en stor takk til vår hovedveileder, førsteamanuensis Ann Rigmor Nerheim ved Institutt for havromsoperasjoner og byggteknikk ved NTNU, som har veiledet oss gjennom hele oppgaven. Vi ønsker også å gi en stor takk til vår mentor Henrik Burvang hos Vard Design AS som har gitt oss denne bacheloroppgaven, og sørget for at vi har fått den informasjonen og dataen vi har hatt behov for å kunne holde tidsplanen. Samt vil vi takke Thomas Bratthaug hos Vard Design AS for informasjon om servicefartøyet VARD 4 19.

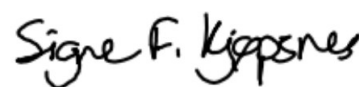
Takk til førsteamanuensis Karl Henning Halse ved Institutt for havromsoperasjoner og byggteknikk ved NTNU for veiledning med statistiske bølgemodeller, og takk til Håkon Fallmyr for veiledning ved bruk av operasjonsbegrensinger i maritime operasjoner. Vi er takknemlige for hjelpen fra Statistikkhjelpen på NTNU, her ved: Janne Cathrin Hetle Aspheim, Thea Lovise Leikvoll Fagerli og Ingrid Langevei Mæland, til hjelp for å sammenstille ett datasett med vindmålinger i Troll-feltet for årene 2017–2022. Takk til Tania Bracchi ved Institutt for energi- og prosessteknikk ved NTNU for veiledning i forbindelse med informasjon om turbiner. En stor takk rettes også til Silje Marie Vasstein.

Til slutt ønsker vi også å takke Anders Wikborg og Richard William Metcalfe fra Equinor for veiledning vedrørende vedlikeholdsoperasjoner og vedlikeholdsomfang for Trollvind.

Ålesund, 21.05.23



Adrian Valentin Johannessen



Signe Ferner Kjøpsnes

Sammendrag

Norge har som mål å utvide havvindkapasiteten til 30 GW innen 2040, samtidig som klimagassutslippene i innenriks skipsfart skal reduseres med 55 %. Det er derfor en utfordring å finne alternative løsninger for å dekke energibehovet til fartøyene som er nødvendig for å drifte og vedlikeholde havvindparkene. Denne oppgaven er gitt av Vard Design AS i forbindelse med prosjektet "Ocean Charger" og har følgende problemstilling: Kan energiproduksjon fra en offshore vindpark utnyttes for å øke kapasiteten av elektrisk drift på servicefartøy knyttet til drift og vedlikehold, med det formål å redusere det totale klimagassutslippet?

Opgaven tar utgangspunkt i VARD sitt servicefartøy VARD 4 19, og Equinors planlagte havvindpark, Trollvind. Forventet energiproduksjon til Trollvind estimeres basert på analyser av vinddata de siste seks årene. Energiforbruket til servicefartøyet estimeres på bakgrunn av en forenklet driftsprofil og vedlikeholdsplan. I tillegg dimensjoneres en batteriløsning for å dekke daglig drift for fartøyet.

Ettersom formålet med Trollvind er å dekke energibehovet til oljeplattformene Troll B og Troll C, sees det på to caser i oppgaven. Case 1 ser på muligheten for å dekke energibehovet til servicefartøyet dersom oljeplattformene har prioritet på energien produsert i havvindparken. Det vil si at servicefartøyet kun har tilgang på overskuddsenergien etter oljeplattformenes energibehov er dekt. Case 2 ser på muligheten for å dekke energibehovet til servicefartøyet dersom den har prioritet på energiproduksjonen til havvindparken. Da har oljeplattformene tilgang på overskuddsenergien etter energibehovet til fartøyet er dekt. Dette analyseres med å se på energibalansen som beregnes per døgn over hvert år, der energibehovet trekkes fra energiproduksjonen.

Utover dette inkluderer oppgaven en litteraturstudie av energilagringsteknologiene litium-ionbatterier, svinghjul, hydrogen, superledende magnetisk energilager og superkondensator. En kvantitativ sammenligning gjennomføres for å finne best egnet løsning for å sikre energitilgang offshore i begge casene. Det er derimot en lang tidsperiode som må dekkes med energilager i Case 1 for å sikre energitilførsel, og sees på som urealistisk med tanke på dimensjonering og kostnad. For Case 2 er det tilstrekkelig med energi tilnærmet hvert døgn. Derfor ansees det som unødvendig med energilager med mindre det er behov for å stabilisere energitilførselen under lading av servicefartøyet.

Opgaven er begrenset til å ta for seg energibalansen mellom energiproduksjon og energibehov per døgn og år. Det er ikke sett på en offshore ladeteknologi og hvilke begrensninger dette har med tanke på bølgehøyde. Det er også benyttet forenklete data om energibehovet til fartøyet og oljeplattformene som har ført til forenklete beregninger i oppgaven.

Abstract

Norway aims to expand offshore wind capacity to 30 GW by 2040 while reducing domestic shipping emissions by 55 %. This poses a challenge in finding alternative solutions to meet the energy needs of vessels required for operating and maintaining offshore wind farms. This research project, conducted in collaboration with Vard Design AS under the "Ocean Charger" project, addresses the following research question: Can offshore wind energy production be utilized to increase the electrical power capacity for service vessels involved in operations and maintenance, with the goal of reducing overall greenhouse gas emissions?

The study focuses on VARD's service vessel, VARD 4 19, and Equinor's planned offshore wind farm, Trollvind. The expected energy production of Trollvind is estimated based on wind data analysis from the past six years. The energy requirements of the service vessel are estimated using a simplified operational profile and maintenance plan. Additionally, a battery solution is dimensioned to meet the vessel's daily power demands.

Considering that Trollvind aims to fulfil the energy needs of the Troll B and Troll C oil platforms, two scenarios are examined. Case 1 assesses the feasibility of meeting the service vessel's energy requirements when the oil platforms have priority access to the energy produced by the wind farm. In this case, the service vessel can only utilize surplus energy after the oil platforms' needs are met. Case 2 investigates the possibility of meeting the service vessel's energy needs when it has priority access to the wind farm's energy production, with the surplus energy being available to the oil platforms. The energy balance is analysed on a daily basis over the course of a year, considering the energy demands subtracted from the energy production.

Furthermore, the study includes a literature review of energy storage technologies such as lithium-ion batteries, flywheels, hydrogen, superconducting magnetic energy storage, and supercapacitors. A quantitative comparison is conducted to identify the most suitable solution for ensuring offshore energy access in both scenarios. However, it is considered unrealistic in Case 1 to rely solely on energy storage for meeting the energy supply over a prolonged period due to cost and sizing constraints. In Case 2, there is sufficient energy available nearly every day, making energy storage unnecessary unless there is a requirement to stabilize the energy supply during service vessel charging.

The study is limited to analysing the energy balance between energy production and demand on a daily and annual basis. Offshore charging technology and its limitations in relation to wave height have not been examined. Simplified data regarding the energy needs of the vessel and oil platforms were used, leading to simplified calculations in the study.

Innhold

Forord	i
Sammendrag	ii
Terminologi	vi
1 Innledning	1
2 Bakgrunn	3
3 Vindkraft	5
3.1 Vindturbin	5
3.1.1 Referanseturbin	8
3.2 Trollvind	9
3.3 Beregninger for vindkraft	10
4 Fartøy	13
4.1 VARD 4 19	13
4.1.1 Mannskapsoverføringsfartøy	15
4.2 Operasjoner og vedlikehold	15
4.3 Regelverk	16
4.4 Data fra VARD	17
4.5 Energi- og avstandsberegninger for fartøy	18
5 Energibalanse	19
6 Værdata	20
6.1 Vind	20
6.2 Bølger	20
6.2.1 Værvindu	22
7 Energilager	24
7.1 Batteri	24
7.1.1 Litium-ionbatteri	24
7.2 Svinghjul	27
7.3 Hydrogen	29
7.4 SMES	31
7.5 Superkondensator	32
7.6 Risiko ved bruk og lagring av energilager	34
8 Metode - Fremgangsmåte	35
8.1 Analysing av værdata	35
8.2 Analyse av energiproduksjon i Troll-feltet	37
8.3 Avstandsanalyser for Troll-feltet	37
8.4 Analyse av energibehovet til fartøyet	38
8.5 Sammenligne energilagre	39

8.6	Beskrivelse av case	39
8.6.1	Energiregnskap	40
9	Resultater og diskusjon	41
9.1	Analyse av værdata	41
9.2	Energiproduksjon i Troll-feltet	44
9.3	Optimal turbinavstand og areal for Troll-feltet	47
9.4	Energibehovet til servicefartøyet	47
9.5	Sammenligning av energilager	51
9.6	Case 1: Dekke energibehovet til oljeplattformene	62
9.7	Case 2: Dekke energibehovet til servicefartøyet	65
10	Konklusjon	72
11	Forslag til videre arbeid	73
Vedlegg		I
A	Referanseturbin	I
B	Væranalyser	III
C	Energiproduksjon	IV
D	Energilager	V
E	Case 1	VII
F	Case 2	IX

Terminologi

Forkortelser

- $10D$ = T_i ganger rotordiameteren
- AC = Vekselstrøm
- AHTS = Ankerhåndteringsfartøy (Anchor handling tug supply)
- B&H = Breugem og Holthuijsen
- CO_2 = Karbondioksid
- C-PCS = Controll and Power Coditioning System
- CTV = Mannskapsoverføringsfartøy (Crew transfer vessel)
- DC = Likestrøm
- DNV = Det Norske Veritas
- DP = Dynamisk posisjonering
- DoD= Depth of discharge
- ESS = Energy Storage System
- FACTS = Flexible AC Transmission System
- FN = De Forente Nasjoner
- GWP = Global oppvarmingspotensial (Global warming potential)
- H_2 = Hydrogengass
- H_2O = Vann
- HFC = Hydrogen brenselcelle (Hydrogen fuel cell)
- HLV = Tungløftsfartøy (Heavy lift vessel)
- H_s = Signifikant bølgehøyde
- IEA = International Energy Agency
- LCA = Livssyklusanalyse (Life cycle assessment)
- Li-ion = Litium-ionbatteri
- MET = Metrologisk institutt
- moh. = Meter over havet
- O_2 = Oksyngengass

- PEM = Polymer Electrolyte Membrane
- PPS = Pule Power Source
- RFC = Regenerative Fuel Cell
- SC = Superkondensator
- SEL = Svinghjul energi lager
- SMES = Superledende magnetisk energilager (Superconducting Magnetic Energy Storage)
- SoC = State of charge
- SOV = Servicefartøy (Service operation vessel)
- UPS = Uninterruptible Power Suply
- W2W = Walk-to-work Vessels

Symbolliste

- α = Faktor som benyttes for å beregne OP_{WF} [-]
- η_{el} = Virkningsgraden til det elektriske anlegget i fartøyet, inkludert utladning av batteriet [%]
- $\eta_{sikkerhet}$ = sikkerhetsfaktor for dimensjonering av batterier til fartøyet [%]
- η_{tap} = Virkningsgraden til overføringsnett mellom vindturbinene og ladestasjonen eller oljeplattformene [%]
- \$ = Dollar
- $A_{vindpark}$ = Arealet av vindparken [km^2]
- B = Antall turbiner i bredden av vindparken [-]
- DoD = Dept of discharge, andel av batteriet som skal benyttes [%]
- D_{turbin} = Rotordiameteren til vindturbinen [m]
- $E_{batteri}$ = Størrelsen på batteriet til fartøyet [kWh]
- $E_{batteristørrelse}$ = Størrelsen på batteriet som lades opp [kWh]
- E_{DP} = Energibehovet til fartøyet under DP [kWh]
- $E_{fartøy,operasjon}$ = Energibehovet til fartøyet for en operasjon [kWh]
- $E_{plattform}$ = Maksimalt energibehov til plattformene [MWh]
- E_{reell} = Total energiproduksjon [MWh]
- $E_{transit}$ = Energibehovet til fartøyet under transit [kWh]
- $E_{tot,døgn}$ = Totalt daglig (24 timer) energibehov til fartøyet [kWh]
- E_{turbin} = Teoretisk energiproduksjon til vindturbin [MWh]
- H_s = Signifikant bølgehøyde [m]
- k_p = Kapasitetsfaktor [%]
- L = Antall turbiner i lengden av vindparken [-]
- $m_{batteri}$ = Massen til batteriet per energi [kg/kWh]
- $m_{batteri,tot}$ = Total vekt til batteri [kg]
- OP_{LIM} = Operasjonsgrensen [m]
- OP_{WF} = Operasjonskriteriet [m]
- P_{behov} = Effektbehov fra enten oljeplattform eller fartøy [MW]

- P_{DP} = Effektbehovet til fartøyet under DP [kW]
- $P_{ladeeffekt}$ = Ladeeffekt [MW]
- P_{park} = Installerte effekten til vindparken [MW]
- $P_{plattform}$ = Effektbehovet til oljeplattformene [MW]
- $P_{transit}$ = Effektbehovet til fartøyet under transit [kW]
- P_{turbin} = Effekten til vindturbin [MW]
- $P_{turbin,n}$ = Teoretisk effekt til vindturbinen [MW]
- $S_{diagonal,vindpark}$ = Diagonal avstand til vindparken [km]
- $S_{fartøy}$ = Avstanden fartøyet beveger seg [km]
- $S_{turbiner}$ = Avstanden mellom turbinene [m]
- T_B = Brukstid [h]
- t_{DP} = Tiden fartøyet bruker i DP [h]
- $t_{fartøy}$ = Tiden fartøyet bruker [h]
- t_{lading} = Tiden det tar å lade batteriet [h]
- $t_{transit}$ = Tiden fartøyet bruker i transit [h]
- v = Vindhastighet [m/s]
- $v_{fartøy}$ = Hastigheten til fartøyet [km/h]
- x_{runder} = Antall runder med vedlikeholdoperasjon [operasjoner/døgn]
- x_{timer} = Antall timer i tidsperioden [h]
- $x_{timer,år}$ = Antall timer i et år [h/år]
- $x_{turbiner}$ = Antall vindturbiner i vindparken [-]

1 Innledning

I dagens samfunn øker etterspørselen etter alternative energikilder som kan erstatte fossilt brensel og bidra til å redusere globalt klimagassutslipp. I tråd med denne utviklingen og økende energietterspørsel, må det utvinnes mer ren energi. Ett av de mest lovende satsingsområdene og kilde til fornybar energi er offshore vindkraft, som har vokst raskt de siste tiårene [1]. Offshore vindkraftindustri i Norge vil skape betydelig verdiskapning og stimulere ny maritim aktivitet, øke verftsvirksomheten og øke behovet for maritim infrastruktur [2].

VARD leder prosjektet "Ocean Charger" som har som mål å undersøke nye offshore-løsninger for å overføre energi fra offshore vindkraft til batteridrevne fartøy i samarbeid med forsknings- og industripartnere [2]. Bacheloroppgaven er tildelt av VARD gjennom deres prosjekt "Ocean Charger", og vil fokusere på Equinors planlagte vindpark Trollvind og ta utgangspunkt i VARD 4 19-servicefartøyet fra VARD.

Oppgavens problemstilling er: **"Kan energiproduksjon fra en offshore vindpark utnyttes for å øke kapasiteten av elektrisk drift på servicefartøy knyttet til drift og vedlikehold, med det formål å redusere det totale klimagassutslippet?"**. Videre skal det svares på spørsmålene: "Hvordan er energibalansen mellom energiproduksjonen til havvindparken og energibehovet til servicefartøyet?" og "Hvordan blir energibalansen dersom oljeplattformer i nærheten skal forsynes med energi fra havvindparken?". Det er også et ønske fra oppgavegiver, VARD, å sammenligne mulige energilagere som kan benyttes på en offshore energistasjon.

Basert på disse problemstillingene er det utarbeidet to forskjellige case som vil bli undersøkt. I Case 1 blir energibalansen sett i lys av at oljeplattformene har førsteprioritet på energi-produksjonen fra vindparken, mens servicefartøyet har tilgang på overskuddsenergi. I Case 2 vil energibalansen bli vurdert med utgangspunkt i at servicefartøyet har førsteprioritet på energiproduksjonen fra vindparken og overskuddsenergien kan nyttes av oljeplattformene.

Denne oppgaven har et fokus på å vurdere forventet energiproduksjon fra vindparken, det forventede energibehovet til servicefartøyet under en gitt driftsprofil, sammenligning av forskjellige typer energilagringsteknologier og energibalansen i systemet for to forskjellige scenarier. Oppgaven tar ikke for seg offshore ladeteknologi, eller en omfattende driftsprofil til servicefartøyet. En analyse av de forskjellige energilagrene er gjennomført for å identifisere deres egenskaper. Beregningene er betraktet som konservative, og gir kun en oversikt over sammenhengen mellom energiproduksjonen fra vindparken og potensielle energibehov. Detaljerte data knyttet til VARD 4 19-fartøyet er konfidensielle og er derfor ikke inkludert i oppgaven, noe som kan føre til at beskrivelsen av servicefartøyet kan virke begrenset.

VARD AS

VARD AS regnes som en av de største globale design- og skipsbyggersekskapene innenfor segmentet "spesielle fartøy", som inkluderer fartøy skreddersydd for maritim industri som energi, sjømat, opplevelse og sikkerhet. VARD har en lang historie som går tilbake til 2000-tallet, da selskapet het STX Europe og Aker Yards. Med over 8000 ansatte og kontorer i 12 land, er VARD et ledende skipsbyggingssekskap. Selskapet eies hovedsakelig av det italienske selskapet Fincantieri S.p.A, som er Europas største skipsbygger [3].

VARD tilbyr høyverdige design- og ingeniørtjenester til den globale maritime industrien, samt utvikling av avanserte kraft- og automasjonssystemer, dekkhånderingsutstyr og løsninger for bemanning om bord på fartøyene. Selskapet har et miljøfokus i hele verdikjeden til skipene, fra design- og konstruksjonsprosessen til driften gjennom hele livssyklusen [3].

Vard Design AS er ett av flere datterselskaper under VARD Group AS. Vard Design AS er et kompetansesenter for VARD Group AS, ansvarlig for utviklingen og leveringene av design- og ingeniørløsninger. Organisasjonen har base i Ålesund og er til stede i ulike verft og datterselskaper. De leverer dokumentasjon til virksomhetene i VARDs produksjonsnettverk og innovative løsninger til VARDs kunder [3].

2 Bakgrunn

FN har definert 17 bærekraftsmål for å sikre en bærekraftig fremtid for alle i verden. Disse målene dekker flere områder som fattigdomsbekjempelse, likestilling, økt levestandard, klimatilpasning, økt økonomisk vekst og beskyttelse av miljøet. De er ment å være et felles verdensomfattende samarbeid for å skape en bedre fremtid for alle mennesker og kommende generasjoner. For å nå bærekraftsmålene er det satt opp delmål for hvert hovedmål som gir en detaljert beskrivelse av hvordan de skal oppnås [4]. Derfor er det viktig å ta dem i betraktning som et felles globalt ansvar for å håndtere verdens viktigste utfordringer.

Bærekraftsmål nummer 7 er "Ren energi for alle" og handler om at alle skal ha tilgang på ren og pålitelig energi til en fornuftig pris. Tilhørende delmål nummer 7.2, er et mål om å øke andelen fornybar energi i verdens energiproduksjon [5].

Bærekraftsmål nummer 13 er å "Stoppe klimaendringene" som handler om å stoppe klimaendringene og konsekvensene av de før det er for sent. Klimaendringene skjer raskt og effektene av de vises i hele verden, og derfor er det viktig å gjøre store tiltak raskt. Delmål nummer 13.2 er å få tiltak mot klimaendringer i nasjonal politikk og planlegging. Delmål 13.3 er å styrke bedrifter og enkeltpersoners evne til å tilpasse seg og motvirke klimaendringer [6].

Den norske regjeringen la fram et "veikart for grønt industriløft" 23.juni 2022. Her er havvind og maritim industri to av satsningsområdene, og det forventes at framtidig etterspørsel og verdiskapning skal bli stor. Norge har fem ganger så stort havareal som landareal med gode vindforhold, og det er derfor et stort potensiale for havvind i Norge. Målet til Regjeringen med denne satsningen er å utvikle et utslippsfritt samfunn, og dette skal oppnås ved å legge til rette for å tildele arealer for havvind på norsk sokkel med potensial for 30 GW i produksjon innen 2040 [7].

I januar 2021 kom Klima- og miljødepartementet med en klimaplan for 2021 til 2030. Her er ett av punktene å prioritere grønn skipsfart og målet er å «halvere utslippene fra innenriks sjøfart og fiske innen 2030» [8]. Senere i 2021 la EU fram sin klimapakke "Klar for 55", og det ble bestemt å øke utslippskuttet til 55 % [9, 10]. Når det bygges ut havvind-parker på norsk sokkel, vil behovet for innenriks skipsfart øke i forbindelse med installasjon, drift og vedlikehold av vindturbinene. Omtrent 40 % av det totale karbondioksid(CO₂)-utslippet knyttet til livsløpet av vindparker kommer fra drift- og vedlikehold [11]. Trendene i utbyggingen av offshore vindparker viser at avstanden til land øker. Denne avstanden påvirker lengden på operasjonene til servicefartøyene som er nødvendige for å utføre vedlikehold og drift av vindparken [12]. Servicefartøyene benyttet til drift og vedlikehold, står for omtrent 30 % av det totale CO₂-utslippet til vindparken [11]. For å bidra til nå klimamålene er det viktig å se på løsninger for å kutte klimagassutslipp i drifts- og vedlikeholdsfasen, deriblant hos servicefartøyene.

Som et ledd i å kutte klimagassutslipp fra fartøy, har det vært en positiv utvikling av batterier til bruk i skipsindustrien. Dette gjør det mulig for flere skipstyper å ha en hybrid maskineriløsning med generatorer som går på lav last og batteripakker som lades opp ved ladestasjoner. Utviklingen har også gjort det mulig for skipstyper som går over korte strekk å ha elektrisk fremdriftssystem med kun batteri som energilager. Det er derfor behov for en god infrastruktur for ladestasjoner [13]. Det vil derfor være hensiktsmessig å se på en løsning som kan sikre at fornybar energiproduksjon kan skje mest mulig bærekraftig og samtidig kutte utslippene for innenriks skipsfart med eksisterende teknologi.

3 Vindkraft

Vindkraft har blitt benyttet i flere tusen år til å gi fremdrift til båter ved hjelp av seil og senere blitt brukt til å male korn i Europa. I dag benyttes vindkraft hovedsaklig til å produsere energi ved hjelp av vindturbiner, både på land og til havs [14]. Vindkraft regnes som en fornybar energikilde med et lavere klimagassutslipp enn andre fossile energikilder [15]. Klimagassutslipp defineres som gasser som påvirker atmosfæren negativt og bidrar til økt drivhuseffekt. Med klimagass i denne oppgaven menes CO₂, nitrogen-oksidgegasser (NO_x), og svovel-oksidgegasser (SO_x) [16].

Vindforholdene er ofte bedre ute i havet enn på land, noe som resulterer i en høyere energiproduksjon per vindturbin. I tillegg er det mer plass i havet for å plassere vindturbiner ettersom landområder ofte er begrenset av bebyggelse eller annen infrastruktur. Dette er noen av grunnene til at offshore vindkraft har blitt mer aktuelt [12].

Selv om offshore vindkraft blir satset på framfor landbasert vindkraft, kommer offshore vindkraft med flere utfordringer [7, 17]. Livssyklusanalyser konkluderer med at energien og det totale klimagassutslippet som kreves gjennom hele levetiden, er høyere for offshore vindparker enn landbaserte vindparker i tillegg til høyere kostnader. Disse kostnadene kommer hovedsaklig av høye kostnader for å frakte utstyr ut til vindparkene, og de utfordrende operasjonene ved å installere og vedlikeholde havvindparkene. Alle disse operasjonene krever forskjellige fartøy. I tillegg vil de ustabile hav- og værforholdene påvirke vedlikeholdsoperasjoner og vil føre til økt klimagassutslipp [17, 18]. Offshore vindparker har et klimagassutslipp på 15,6 gram CO₂/kWh produsert energi, mot landbaserte vindparker som har et klimagassutslipp på 9,0 gram CO₂ per kWh produsert energi [17].

3.1 Vindturbin

Det har vært en stor utvikling av vindturbiner de siste tjue årene. Vindturbinene har blitt høyere, fått større rotordiameter, og har større kapasitet. I tillegg har det vært en utvikling på optimalisering av generatorene i turbinene. På starten av 2000-tallet var turbinene på land opp mot 1 MW og 60 meter høy, og kapasiteten for offshore vindturbiner var opp mot 2 MW. I 2020 ble offshore turbiner med en kapasitet på 8 MW installert [12, 19]. Siemens og Vestas er de største leverandørene av offshore vindturbiner [12]. Per februar 2023 tilbyr begge selskapene fire typer offshore vindturbiner der den største hos Siemens Gamesa (Siemens) har en kapasitet på 14 MW og en rotordiameter på 236 meter, og den største hos Vestas Wind Systems (Vestas) har en kapasitet på 15 MW og en rotordiameter på 236 meter, se Tabell 1 [20, 21].

Tabell 1: Oversikt over offshore vindturbiner som tilbys av Siemens og Vestas [20, 21].

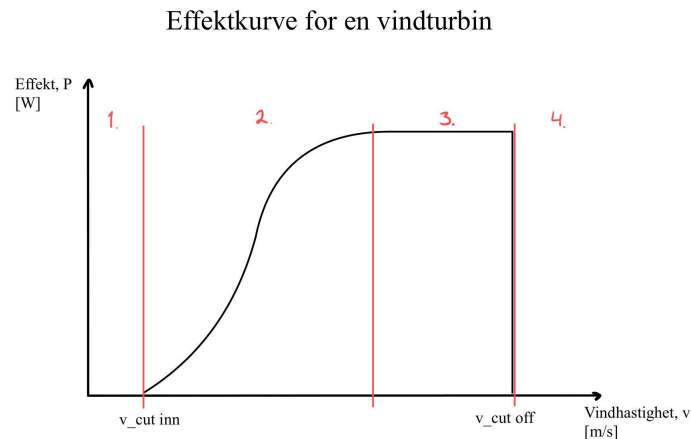
Leverandør	Turbin	Kapasitet [MW]	Rotordiameter [m]
Siemens	SG 8.0-167 DD	8	167
Siemens	SG 11.0-200 DD	11	200
Siemens	SG 14-222 DD	14	222
Siemens	SG 14-236 DD	14	236
Vestas	V164-9.5 MW	9,5	164
Vestas	V164-10.0 MW	10	164
Vestas	V174-9.5 MW	9,5	174
Vestas	V236-15.0 MW	15	236

Det finnes både horisontalt- og vertikal-akslet vindturbiner, horisontalt-akslet vindturbiner er den eneste som benyttes for offshore vindkraft ettersom denne turbintypen er mest utviklet [12, 22, 23]. Horisontalt-akslet vindturbiner består av et tårn med et maskinhus på toppen, sammenkoblet med rotorbladene i navet til turbinen. Maskinhuset kan vri rundt ved hjelp av vinden slik at vinden alltid kommer vinkelrett på turbinen. Inne i maskinhuset er det ofte et gir og en generator som omdanner den kinetiske energien fra turbinbladene om til elektrisk energi. I tillegg er det sensorer og instrumenter på toppen av maskinhuset som måler vindstyrken og vindretningen [22, 24].

Uavhengig av turbintype og størrelse, er det en teoretisk begrensning på hvor mye effekt en vindturbin maksimalt kan utnytte av vinden. Denne effektbegrensningen er kalt Betz lov. Det er en fysisk lov som sier noe om hvor stor del av energien i vinden som maksimalt kan utnyttes i en vindturbin, gitt at vindturbinen opererer i fri luftstrøm og uavhengig av turbinens utforming. Teoretiske beregninger gir at den maksimale effekten en vindturbin kan oppnå er $16/27$ eller $59,3\%$ av bevegelsesenergien i vinden. Grunnen til dette er at når vinden treffer bladene i en vindturbin, bremses den opp og overfører bevegelsesenergi til turbinen. Dette fører til at vinden som har passert turbinen har lavere hastighet. Av fysiske lover vil ikke vinden kunne gi fra seg all bevegelseenergi slik at det blir vindstille bak turbinen, ettersom det vil blokkere ny vind å blåse gjennom turbinen. Betz lov sier derfor noe om hva som er maksimal effekt som en vindturbin kan utnytte av energien i vinden. Betz lov ble utviklet av fysikeren Alfred Betz i 1919 [25].

Alle vindturbiner har en karakteristisk, teoretisk effektkurve ut i fra labtester med forskjellige vindhastigheter. Effektkurven, også kalt kraftkurven, til en vindturbin beskriver hvor mye energi turbinen produserer i forhold til vindhastigheten. En typisk effektkurve for en vindturbin er skissert i Figur 2. Modellering av effektkurven er viktig for å kunne forutsi hvor mye energi en vindturbin vil produsere i forskjellige vindforhold. Det finnes ulike teknikker for modellering av effektkurver, inkludert empiriske, fysiske og data-drevne tilnærminger. Empiriske modeller baserer seg på data fra vindturbiner som allerede er i drift, og fysiske modeller tar hensyn til fysiske egenskaper ved vindturbinen og vindforholdene [26].

Effektkurve modeller kan også benyttes til vindbaserte energisystemer. For eksempel kan effektkurve modeller brukes til å optimalisere drift av vindparker, forbedre prediksjon av energiproduksjon og hjelpe med planlegging av strømmettet. Det er derfor avgjørende med pålitelige effektkurve modeller for å oppnå nøyaktige resultater ved slike anvendelser [26].



Figur 2: Illustrasjon av en typisk effektkurve for en vindturbin.

Alle vindturbiner har en "cut in" vindhastighet som bestemmes av turbinens vrilmoment som trengs på grunn av tregheten til systemet. Dette refererer derfor til den laveste vindhastigheten som en vindturbin kan begynne å produsere energi ved. Typisk ligger denne rundt 3 m/s [21, 22]. Dette er derfor startpunktet på effektkurven. Vindturbinen vil ikke ha noe energiproduksjon ved vindhastigheter som er lavere, og dette vises som området markert med (1) i Figur 2. Det er derfor viktig å ta hensyn til "cut in" ved prosjektering og plassering av nye vindparker [26].

"Cut off" vindhastighet, også kalt "cut out", refererer til den høyeste vindhastigheten som en vindturbin kan fortsette å produsere strøm ved før den må stanses av sikkerhetsmessige årsaker. Dette er typisk en vindhastighet på 25 m/s [22, 26]. Det vil si at vindturbinen ikke produserer energi ved høyere vindhastigheter, og dette vises som område (4) i Figur 2. En av hovedårsakene til at vindturbiner har "cut off" er at vindturbinbladene og andre deler av vindturbinen kan bli utsatt for store belastninger og bli skadet når vinden går over denne hastigheten. Dette kan føre til funksjonsfeil eller at turbinen kollapser. En annen sikkerhetsmessig årsak er at overbelastning av kraftledninger oppstår hvis det genereres for mye energi fra vindturbinen. Dette kan føre til at kraftlinjene overopphetes og det kan oppstå brann [26].

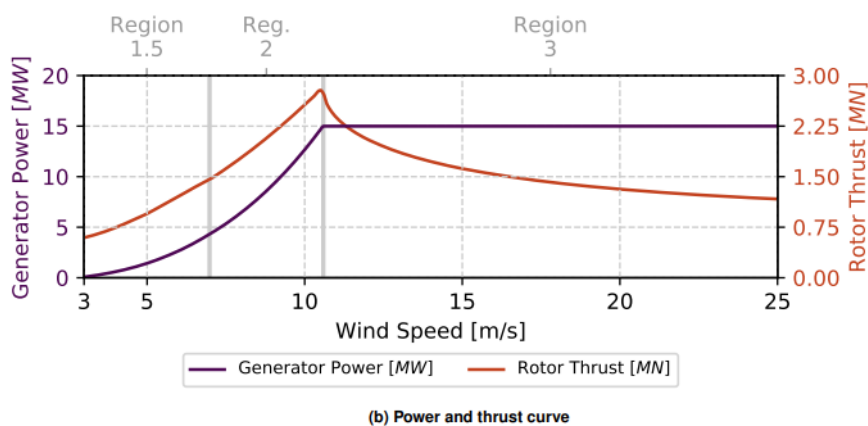
I Figur 2 viser område (2) at effektkurven øker kraftig over liten økning i vindhastigheten. Område (3) viser at effektkurven er horisontal og vindturbinen produserer ikke mer energi selv om vindhastigheten øker. For å holde effekten til vindturbinen på sin maksimale verdi ved vindhastigheter innenfor område (3), benyttes ofte pitchregulering. Det vil si, at turbinbladene vrir seg slik at det blir en mindre

angrepsvinkel og turbinen unngår overbelastning. Pitchregulering benyttes også innenfor område (2), men da for å få mest mulig utnyttelse av vinden på turbinen [24, 26].

Offshore vindparker er ofte koblet til strømmettet på fastlandet med sjøkabler, men kan også være direkte tilkoblet offshore installasjoner. Vindturbinene er koblet sammen og energien fra hver vindturbin transformeres før det sendes i kablen som går inn til land. Her transformeres strømmen på nytt før det sendes inn på strømmettet. Det er tap knyttet til transformering og kabellengden og denne er 3 % for en avstand på opp til 50 km [27].

3.1.1 Referanseturbin

Leverandører av vindturbiner deler ikke effektkurver til sine turbiner offentlig. Derfor benyttes ofte referansekurver utarbeidet av offentlige institusjoner som The International Energy Agency (IEA). IEA har i samarbeid med andre amerikanske institusjoner utarbeidet en teknisk rapport for 15 MW referanseturbin som inneholder blant annet en referanse-effektkurve, som vist i Figur 3. Installert kapasitet og rotorkonfigurering blir bestemt ut fra samtaler med industrien om hva som kan være teknisk mulig i nær framtid. Referanseturbiner er stort sett realistiske, men ikke identiske og optimalisert slik vindturbinene til leverandørene er [28].



Figur 3: Effektkurven til referanseturbinen 15 MW utarbeidet av IEA [28].

Motivasjonen for å utarbeide slike referanseturbiner er for å gjøre informasjon tilgjengelig for hvordan utviklingen av vindturbiner antas å bli og tilhørende tekniske data. I tillegg er det for å ha et felles utgangspunkt ved utføring av studier. Leverandørene benytter også denne informasjonen slik at de kan holde sine detaljer gradert, men samtidig diskutere sammen, og med eksterne forskere. Referanseturbinen benyttes også i analyser og tidlig planlegging av vindparker [28].

Referanseturbinen 15 MW har spesifikasjoner som vist i Tabell 2. Turbinen er tradisjonelt oppbygd som andre horisontale vindturbiner, og turbinbladene er valgt

utifra studier på optimalt design. Se Vedlegg A for flere tekniske data til referanseturbinen [28].

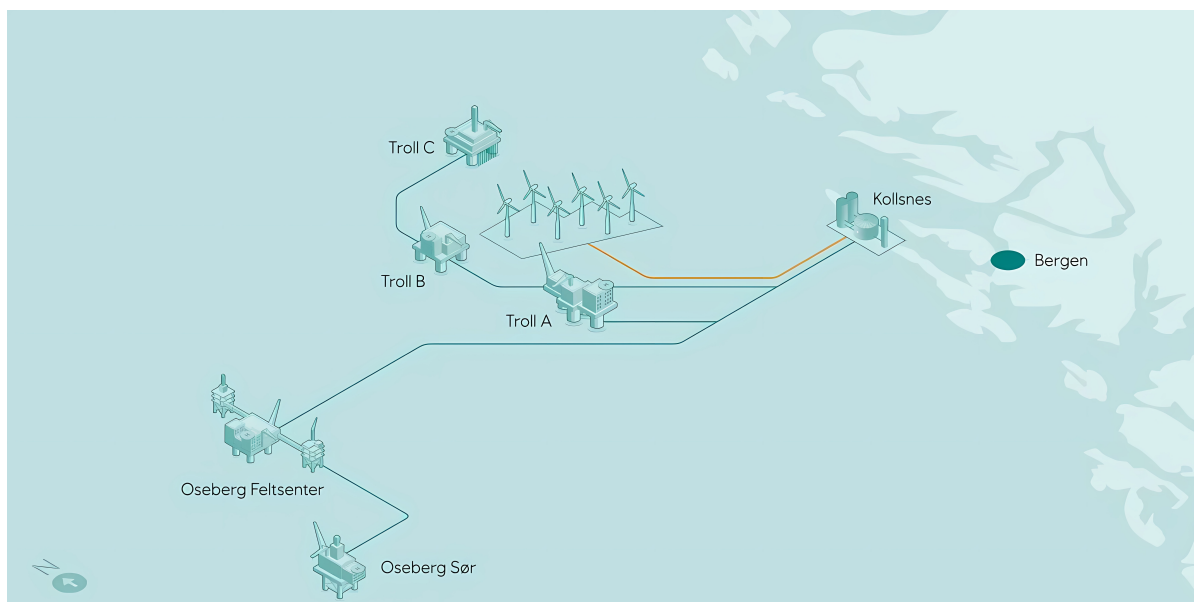
Tabell 2: Oversikt over de viktigste spesifikasjonene til referanseturbinen [28].

Spesifikasjon referanseturbin	Verdi	Enhet
Installert effekt	15	MW
Rotordiameter	240	m
Cut in	3,0	m/s
Cut off	25,0	m/s
Optimal vindhastighet	10,59	m/s

3.2 Trollvind

Equinor har sammen med partnere i Oseberg- og Troll-feltene startet et prosjekt, Trollvind, for å bygge en offshore vindpark. Formålet er å elektrifisere oljeplattformene Troll B og Troll C, i tillegg til å levere energi til prosessanlegget Kollsnes utenfor Bergen, med oppstart i 2027. I april 2023 kunngjorde Equinor at prosjektet er utsatt på ubestemt tid, men at det fremdeles skal gjennomføres [29]. Trollvind skal ha en total installert kapasitet på 1 GW og en årlig produksjon på 4,3 TWh [30]. Trollvind skal dekke hele energibehovet til Troll C og delvis kraftbehovet til Troll B, som tilsammen har et maksimalt kraftbehov, $P_{plattform}$, på 116 MW [31].

Trollvind skal installeres mellom oljeplattformene Troll B og Troll C, 65 kilometer vest for Kollsnes utenfor Bergen, som vist i Figur 4. Equinor anslår at denne elektrifiseringen av oljeplattformene vil kunne redusere en halv million tonn med CO₂-utslipp per år. Dette tilsvarer 1 % av Norges totale CO₂-utslipp [30, 31].



Figur 4: Oversiktsbilde over Trollvind, Troll- og Oseberg-plattformene i Nordsjøen hentet fra Equinor [30].

3.3 Beregninger for vindkraft

Under visse vindretninger kan det oppstå aerodynamiske forstyrrelser mellom vindturbinene, som kan føre til at effektiviteten til vindparken kan reduseres med opptil 40 % [32]. For å unngå energitap som følge av dette, er det nødvendig å ta hensyn til disse forstyrrelsene under varierende vindforhold. Turbinene må plasseres med en stor nok avstand til at de ikke påvirker hverandre. Denne avstanden, $S_{turbiner}$, i strømretningen er mellom 10–15D, hvor D er rotordiameter i strømretningen, se Formel 1.

Vindturbiner blir stadig større, som øker kostnadene forbundet med å plassere turbiner flere kilometer fra hverandre, spesielt på offshore-vindparker med tanke på overføringslinjer og transport. Det utarbeides ofte en balanse mellom optimal avstand og økonomisk effektivitet, og det resulterer ofte i en operasjonell turbinavstand på 6–10D. Dette resulterer i et tap av energi på grunn av aerodynamiske forstyrrelser når vindstrømmen er justert med turbinradene og vindhastigheten er en gitt hastighet [32, 33].

$$S_{turbiner} = 10 \cdot D_{turbin} \quad (1)$$

Dersom vindturbinene settes i et rutenett med optimalisert avstand mellom hverandre, kan arealet, $A_{vindpark}$, til vindparken beregnes med Formel 2 der B er antall vindturbiner i bredden og L er antall vindturbiner i lengden av vindparken. Det trekkes fra en turbin i bredden og lengden fordi den siste turbinen i rekken vil dele avstand med

turbinen før. $S_{turbiner}$ er avstanden mellom hver vindturbin.

$$A_{vindpark} = S_{turbiner}^2 \cdot (B - 1) \cdot (L - 1) \quad (2)$$

Den lengste avstanden i vindparken vil være den diagonale avstanden, $S_{diagonal,vindpark}$, i rutenettet og finnes ved hjelp av Pytagoras som vist i Formel 3.

$$S_{diagonal,vindpark} = \sqrt{(S_{turbiner} \cdot (B - 1))^2 + (S_{turbiner}(L - 1))^2} \quad (3)$$

For å estimere antall vindturbiner havvindparken består av, benyttes Formel 4. Det tas utgangspunkt i den totale installerte kapasiteten for parken, P_{park} , og maksimal effekt til referanseturbinen, $P_{turbin,n}$. Svaret rundes opp til nærmeste heltall.

$$x_{turbiner} = \frac{P_{park}}{P_{turbin,n}} \quad (4)$$

Energiproduksjonen for en vindturbin, E_{turbin} , beregnes ut ifra beregnet effekt, P_{turbin} og antall timer i tidsperioden, x_{timer} , som vist i Formel 5. Ettersom effekten varierer med vindhastigheten, vil den reelle energiproduksjonen, E_{reell} , være avhengig av antall timer for hver av vindhastighetene, $x_{timer,i}$, og tilsvarende effekt, $P_{turbin,i}$, innenfor tidsrommet. $P_{turbin,i}$ bestemmes ut ifra effektkurven til turbinen. Summen av dette multipliseres med antall turbiner i vindparken, $x_{turbiner}$, som vist i Formel 6. i er de forskjellige vindhastighetene [24].

$$E_{turbin} = P_{turbin} \cdot x_{timer} \quad (5)$$

$$E_{reell} = x_{turbiner} \cdot \sum_i (P_{turbin,i} \cdot x_{timer,i}) \quad (6)$$

Den teoretiske maksimale energiproduksjonen for en vindturbin beregnes ut ifra maksimal turbineffekt $P_{turbin,n}$ og antall timer i tidsperioden som ofte er antall timer i et år $x_{timer,\text{år}}$ som vist i Formel 7. Dette gir en verdi for hva som er maksimalt mulig produksjon dersom det hadde vært ideelle vindforhold alle timene i året og ingen nedetid for vindturbinen [24].

$$E_{turbin,n} = P_{turbin,n} \cdot x_{timer,\text{år}} \quad (7)$$

Forholdet mellom den faktiske energiproduksjonen, E_{reell} , og den teoretiske maksimale energiproduksjonen, $E_{turbin,n}$, til vindturbinen, kalles for kapasitetsfaktor, k_p . Se Formel 8. Kapasitetsfaktoren sier noe om hvor stor andel av maksimal produksjon vindturbinen faktisk produserer [24].

I tillegg til lokale variasjoner i vinden kan energiproduksjonen til en vindpark begrenses til tider av kapasiteten på overføringslinjen. Kapasitetsfaktor for vindkraft er derfor

typisk mellom 25–40 %, men kan være høyere ved mer gunstige forhold [34].

$$k_p = \frac{E_{reell}}{E_{turbin,n}} \cdot 100\% \quad (8)$$

Forholdet mellom den faktiske energiproduksjonen om maksimal effekt til vindturbinen gir brukstiden, også kalt fullasttimer. Dette tilsvarer kapasitetsfaktoren k_p multiplisert med antall timer i året $x_{timer,\text{år}}$. Se Formel 9. Brukstiden sier noe om hvor mange timer vindturbinen må produsere på maks kapasitet i løpet av et år for å oppnå den faktiske energiproduksjonen, E_{reell} [24].

$$T_B = \frac{E_{reell}}{P_{turbin,n}} = k_p \cdot x_{timer,\text{år}} \quad (9)$$

4 Fartøy

Drift og vedlikehold av flytende offshore vind har behov for fem typer fartøy. Mannskapsoverføringsfartøy (CTV), serviceoperasjonsfartøy (SOV), taubåt, ankerhåndteringsfartøy (AHTS) og tungløftsartøy (HLV). I denne oppgaven blir det tatt utgangspunkt i å se nærmere på SOV. Grunnen til dette er at det er et fartøy som kan utføre flere typer operasjoner knyttet til drift og vedlikehold, og de er bygget spesifikt for service av offshore vind [11].

SOV, også kjent som Walk-to-work Vessels (W2W), er spesialdesignede fartøy til offshore vind som gir vedlikeholdspersonell en arbeids- og boenhet under oppdrag på normalt ubemannede innretninger i offshore energisektor. De har kapasitet på over 100 personer og er utstyrt med verksteder for reparasjon av deler, og store lagringsmuligheter for reservedeler og annet nødvendig utstyr. Fartøyet er designet for å kunne raskt bevege seg mellom vindkraftparkene og land. Det kan være ved vindkraftparkene i flere uker, som resulterer i raskere service og redusert nedetid for vindturbinene. SOV-fartøy har i tillegg til integrert verksted, en hydraulisk walk-to-work gangbro og kraner for sikker transport av utstyr til vindturbiner selv i utfordrende vær. Samt en båtlandingsplattform for CTV på hekken. Det er også viktig å gi teknikerne gode fasiliteter for mat og rekreasjon, da de bor om bord i fartøyet i flere uker av gangen [35, 36].

4.1 VARD 4 19

Skipsbyggingselskapet VARD AS leverer en rekke ulike fartøy. I denne bacheloroppgaven er det VARD's "4-Series-Offshore Renewables Vessels" og deres nye "ZeroClass"-fartøy som vil utgjøre grunnlaget for fartøysberegninger. VARD 4 19, som vist i Figur 5, er det største SOV-fartøyet VARD har i sitt fornybar-segment, og er den fartøytypen som vil bli tatt stilling til i denne oppgaven [3].

VARD 4 19 er konstruert med en svært allsidig design som kan støtte alle typer operasjoner knyttet til offshore vind. Skipets dimensjoner er 85,4 m i lengde og 19,5 m i bredde, med fem dekk inkludert bro. Skrogdesignet er utformet for å oppnå gode sjøegenskaper under typiske operasjonsforhold for slike fartøy, med fokus på dynamisk posisjonering (DP), og kontrollstyring for vind og bølger. Heis og gangbrotårnet er plassert i midten av fartøyet og kan justeres vertikalt mellom 19 og 30 meter over havet, horisontalt mellom 22 og 32 meter. Gangbroen kan ikke opereres ved bølger større enn signifikant bølgehøyde (H_s) lik 3,3 meter [37].

Fartøyet er utstyrt med tre kraner: en "AHC knuckle boom"-kran, en kran på tuppen av gangbroen og en båtlandingskran ved hekken av fartøyet. Løftekapasitetene er på henholdsvis 5 tonn ved 25 meter, 2 tonn ved 25 meter og 2 tonn ved 12 meter [37].



Figur 5: Konseptbilde av VARD 419 [3].

Designet er utviklet for å optimalisere bruken av batteriene, redusere mengden installert dieselmotorkraft, og maksimere mulighetene for å kjøre på én motor ved DP. Systemfilosofien bygger på ideen om å designe systemet rundt batteriene, i motsetning til å legge til batterier til et eksisterende system. Dette betyr å dimensjonere total kraft i henhold til DP, bestemme motorfordelingen basert på optimalisering av lavlastoperasjoner, dimensjonere batteriene i henhold til størst mulig enkeltfeilforbruk, og arrangere likestrømstavlen på en slik måte som maksimerer mulighetene for å kjøre på én motor ved DP [37].

I VARD 419 sitt opprinnelige system er det installert fire motorer, en stor over 2 000 kW, og en liten motor under 2 000 kW på hver side av en samleskinne. Samleskinne er en elektrisk skinne som brukes til å distribuere strøm fra kraftkilden til de forskjellige enhetene i systemet. Ved å koble sammen en større og en mindre motor på en slik måte at de fungerer sammen som et system for å håndtere belastningen mer effektivt og øke påliteligheten til systemet. Batteriene er plassert i midten av samleskinne, og én batteribank fungerer som "spinning reserve", som kan overta som backup hvis det oppstår en feil i systemet. Hovedmotorene varierer turtall for å redusere drivstofforbruk, støy og vedlikehold. Dette gjør integrering av brenselceller og store batteripakker enklere. Denne systemfilosofien og konfigurasjonen representerer en innovativ tilnærming til batteridrevne kraftsystemer. I tillegg gjør konfigurasjonen med fire motorer, to på hver side av samleskinne, det mulig å optimalisere belastningen og øke driftseffektiviteten [37].

4.1.1 Mannskapsoverføringsfartøy

I forbindelse med den stadig økende utbyggingen av vindparker offshore, øker også behovet for spesialiserte fartøy som kan møte driftsbehovene til vindturbinene. I tillegg til SOV, brukes det ofte mindre fartøy som CTV til å transportere teknikere mellom SOV og vindturbinene. Det har blitt stadig mer utfordrende å frakte teknikere ut til vindparkene da vindturbinene plasseres lenger og lenger ut. For å takle disse utfordringene har det blitt utviklet spesialdesignet CTV-er som er mer robuste og som er utstyrt med spesielle baugfendere. Som et resultat har disse CTV-ene blitt stadig mer utbredt i industrien, og benyttes ofte sammen med SOV [38]. Etersom at CTV-er er mindre og letter enn en SOV vil hastighet og signifikant bølgehøyde være naturlige fordeler og begrensninger. CTV-er kan overføre personell i bølgehøyder opp til 2,5 meter, og kan opprettholde en driftshastighet på 40-45 knop [39].

4.2 Operasjoner og vedlikehold

Når mannskapet på en SOV utfører vedlikeholdsarbeid på vindturbiner, er det nødvendig med høy sikkerhet og stabilitet for å sikre arbeidernes trygghet og redusere risikoen for skader på utstyret. Derfor må SOV-fartøyet oppfylle spesielle tekniske krav for å håndtere denne typen arbeid. Hovedoppgaven til en SOV er å tilrettelegge for at vedlikehold kan utføres på faste eller flytende installasjoner. Dette gjøres ved å heise nødvendig utstyr ombord og legge til med gangbro for å sikre trygg ferdsel til og fra vindturbinen. Det kreves betydelig energi for å utføre et vedlikeholdsoppdrag, inkludert drift av gangbro og heis, generell fartøysdrift DP [35].

Standard Norge definerer vedlikehold gjennom standarden "NS-EN 13306 - Vedlikehold - Vedlikeholdsterminologi" (NS-EN 13306). NS-EN 13306 deler Vedlikehold opp i tre hoveddeler; preventivt vedlikehold, korrigerende vedlikehold og forbedring. Preventivt vedlikehold baserer seg på rutinemessig vedlikehold for å forebygge sannsynligheten for svikt og redusere slitasjen. Korrektiv vedlikehold utføres enten akutt eller utsatt for å gjenopprette ønsket funksjon etter at en feil har oppstått, avhengig av konsekvensvurderinger som gjøres i forbindelse med vedlikehold. Med forbedring menes det tiltak som gjøres for å øke servicevennligheten og påliteligheten til en enhet [40]. Oversikt over det antatte vedlikeholdsomfanget knyttet til Trollvind er beskrevet i deltalj i Tabell 3.

Utførelse av operasjoner knyttet til havvind avhenger av værforholdene. Det hydrauliske gangbro-systemet SOV-er benytter, har sikkerhetsbegrensninger med tanke på bevegelse forårsaket av ytre påvirkninger. Equinor har en operasjonbegrensning ved signifikant bølgehøyde på 3 meter. Dette medfører at tidsrommet mannskap kan fraktes over til vindturbinene er når signifikant bølgehøyde er lavere enn 3 meter [41].

Tabell 3: Vedlikehold og driftoversikt for offshore vindturbiner i Trollvind utarbeidet av Equinor [41].

Vedlikeholds type	Omfang
Preventivt	<p>Det planlegges en årlig service på 40–50 timer per vindturbin.</p> <p>Omfatter regelmessig vedlikehold av generator og transformatorer samt inspeksjoner av turbinblad, sikkerhetsutstyr og løfteutstyr.</p> <p>ROV undersøkelser og inspeksjon av forankring og kabler kan også forekomme.</p>
Korrektivt	<p>Utskifting av større deler krever spesielle fartøy og er ikke inkludert i omfanget, det gjelder eksempelvis utskifting av generatorer, rotor eller turbinblad.</p> <p>Ikke planlagt vedlikehold øker usikkert rundt omfanget og kan skape logistikkutfordringer.</p> <p>Det forventes 3–7 korrektive vedlikeholdsoperasjoner på 6–24 timer per vindturbin.</p> <p>Det antas at 2/3 av de korrektive vedlikeholds operasjonene er kategorisert som ikke kritisk, hvor det ikke forventes noen tap i produksjon.</p> <p>1/3 antas å være kritisk og befatter produksjonstans.</p>

4.3 Regelverk

Fartøy som er beregnet for tjeneste ved offshore vindparker har egne krav og regler. I dette kapitlet sees det nærmere på de mest sentrale kravene for sikkerhet og drift. Kravene er ofte gjeldende etter hvilke tjenester fartøyet utfører. Tjenester ved vindparker kan omfatte følgende:

- Å være et hoved fartøy for mindre fartøyer som overfører teknikere til og fra offshore vindturbiner.
- Overføring av teknikere direkte til vindturbinen.
- Overføring av forsyninger til vindturbinen.
- Utføre mindre løfteoperasjoner til vindturbinen.

I den maritime næringen må et omfattende regelverk følges for å kunne klassifisere fartøyet både lokalt og internasjonalt. Dette regelverket påvirker også omfanget av operasjons- og tjenesteområder for tjenestefartøyene. Det er vanligvis eksterne selskaper som følger opp verftene og rederiene for å sikre at kravene blir fulgt og at fartøyet oppnår nødvendige klassifiseringer i henhold til sitt bruksområde. Det Norske Veritas (DNV), American Bureau of Shipping (ABS) og Bureau Veritas (BV) er classeselskaper som sørger for at lover og regler følges under både produksjon og drift av fartøyet, samt utfører teknisk inspeksjon for å ivareta sikkerheten [42, 43].

Batteridrevne skip blir stadig mer populære som et miljøvennlig alternativ innen den maritime næringen. For å regulere bruk av elektriske energilagringssystemer, på engelsk energy storage systems (ESS), finnes det spesifikke klassifikasjonssystemer. Klassifikasjonene inkluderer "Battery(Power)" for fartøy hvor ESS-bruk er knyttet til elektrisk fremdrift, og "Battery(Safety)" for skip som har aggregerte ESS-installasjoner med en nominell kapasitet på 20 kWh eller mer. Alle driftsmoduser på batteridrevne skip blir designet for å unngå permanent stans i fremdriften i tilfelle av en enkelt feil i det elektriske eller kontrollsystemet [44].

Propulsjonssystemet blir utformet med redundans for å sikre at kraft for manøvrering gjenopprettes innen 30–45 sekunder etter strømbrudd, og skipets sikre navigeringshastighet er også fastsatt. Med mindre annet er spesifisert for et spesifikt skip, skal det opprettholdes en trygg navigeringshastighet på 7 knop i rolig farvann og evne til å opprettholde posisjon i Beaufort 8 med tilhørende sjøtilstand [44]. Beaufort 8 tilsvarer sterk kuling med vindhastigheter på 34–40 knop og bølgene er moderat høye og har en større lengde enn vanlig [45].

4.4 Data fra VARD

SOVen har et variert effektbehov ut ifra hvilket modus den opererer i. I transit er det hastigheten som påvirker effektbehovet. Hotelldriften i fartøyet har et konstant effektbehov på 400 kW. En oversikt over det totale effektbehovet for hver modus vises i Tabell 4 og er gitt av VARD. Disse verdiene inkluderer 15 % margin for ytre påvirkninger fra bølger og vind og en mekanisk virkningsgrad på 95 %. Virkningsgraden til det elektriske anlegget er oppgitt til 93 % [37].

Tabell 4: Viser en oversikt over det totale effektbehovet til fartøyet i forskjellige modus. Dataene er gitt av VARD [37].

Modus	Effektbehov [kW]
Transit (10 knop)	1 507
Transit (12 knop)	281
DP	600

4.5 Energi- og avstandsberegninger for fartøy

For å beregne avstanden, $S_{fartøy}$, fartøyet beveger seg ved en gitt hastighet, $v_{fartøy}$, og en gitt tid, $t_{fartøy}$, benyttes Formel 10 [46].

$$S_{fartøy} = v_{fartøy} \cdot t_{fartøy} \quad (10)$$

Energibehovet for fartøyet under transit, $E_{transit}$, beregnes med Formel 11. η_{el} er virkningsgraden til det elektriske systemet i fartøyet, inkludert utladning av batteriet. $t_{transit}$ er tiden fartøyet går i transit-modus og $P_{transit}$ er tilhørende effektbehov [47].

$$E_{transit} = \frac{t_{transit} \cdot P_{transit}}{\eta_{el}} \quad (11)$$

Energibehovet for fartøyet under DP beregnes med Formel 12. η_{el} er virkningsgraden til det elektriske systemet i fartøyet, inkludert utladning av batteriet. t_{DP} er tiden fartøyet går i DP-modus og P_{DP} er tilhørende effektbehov [47].

$$E_{DP} = \frac{t_{DP} \cdot P_{DP}}{\eta_{el}} \quad (12)$$

Det totale energibehovet for operasjon ute i havvindparken beregnes ved å summere energibehovene og er gitt ved Formel 13. Det totale energibehovet for et helt døgn med operasjon består av antall runder med operasjon, x_{runder} , og beregnes med Formel 14.

$$E_{fartøy,operasjon} = \sum E_{transit} + E_{DP} \quad (13)$$

$$E_{fartøy,tot,døgn} = E_{fartøy,operasjon} \cdot x_{runder} \quad (14)$$

Størrelsen på batteriet, $E_{batteri}$, installert i fartøyet for at det skal kunne operere et helt døgn beregnes med Formel 15, der $\eta_{sikkerhet}$ er en sikkerhetsfaktor for batteriet og Depth of discharge, DoD, er prosentandelen av batteriet som benyttes under utladning med tanke på å forlenge levetiden mest mulig [47].

$$E_{batteri} = \frac{E_{fartøy,tot,døgn}}{\eta_{sikkerhet} \cdot DoD} \quad (15)$$

Ladetiden til et batteri, t_{lading} , beregnes ved bruk av en forenklet modell basert på energimengden som skal lades opp, $E_{batteristørrelse}$, og ladeeffekten $P_{ladeeffekt}$ [48].

$$t_{lading} = \frac{E_{batteristørrelse}}{P_{ladeeffekt}} \quad (16)$$

5 Energibalanse

For å finne ut om det er tilgjengelig energi produsert av vindparken per døgn i forhold til energibehovet til fartøyet og oljeplattformene, undersøkes energibalansen. Energiregnskapet er en sammenstilling av alle data i energibalansen, som energioverskudd og energimangel.

$E_{plattform}$ beregnes med Formel 17 der $P_{plattform}$ er effektbehovet til oljeplattformene, og x_{timer} er tidsperioden energibehovet beregnes i antall timer. Energibalansen, $E_{balanse}$, mellom energiproduksjonen til Trollvind, E_{reell} , og energibehovet til fartøyet, $E_{fartøy,tot,døgn}$ og oljeplattformene, $E_{plattform}$, beregnes ved Formel 18.

$$E_{plattform} = P_{plattform} \cdot x_{timer} \quad (17)$$

$$E_{balanse} = E_{reell} - E_{fartøy,tot,døgn} - E_{plattform} \quad (18)$$

Minimum effekt hver turbin i vindparken må produsere, $P_{minimum}$, for å dekke effektbehovet til fartøyet eller oljeplattformene, P_{behov} , beregnes med Formel 19. η_{tap} er virkningsgraden til overføringsnettene mellom vindturbinene og mottaker som er enten fartøyet eller oljeplattformene. $x_{turbiner}$ er antallet turbiner i vindparken.

$$P_{minimum} = \frac{P_{behov}}{\eta_{tap} \cdot x_{turbiner}} \quad (19)$$

6 Værdata

Norsk Klimaservicesenter har værdata som temperatur, nedbør og vind som er offentlig tilgjengelig fra alle værstasjoner. Dette inkluderer værstasjoner på oljeplattformer i Nordsjøen som Troll A, B og C med henholdsvis ID-nummer; SN76931, SN76957 og SN76937. Værstasjonen til Troll A er plassert 128 meter over havet (moh.), værstasjonen til Troll B er plassert 0 moh., og værstasjonen til Troll C er plassert 117 moh. Det er flere valgmuligheter for hvilke type værdata som kan benyttes, og tidsperiode kan velges ut fra behov. Meteorologisk institutt (MET) har en datatjeneste, Frost API [49], som tilbyr værdata som signifikant bølgehøyde med tidsoppløsning i døgn, som kan benyttes til analyse av operasjonsbegrensningen til SOVen. Her er data for oljeplattformen Troll A med ID-nummer SN76931 tilgjengelig. Alle disse værdataene kan lastes ned på csv-filformat og benyttes i programmeringsverktøy for å analyseres videre [50].

6.1 Vind

For å kunne beregne energiproduksjon til en vindturbin er det behov for innsamling av vinddata for området der vindturbinen skal plasseres. En gjennomsnittlig vindhastighet for et år vil ikke gjenspeile den faktiske vinden ettersom det ikke får med sesongvariasjoner. Ofte blåser det mer på høsten og vinteren med høyere hastighet enn på vår- og sommerhalvåret. For å få mest mulig nøyaktig beregninger, kan gjennomsnittsmålinger for hver time i et år benyttes. Vindhastigheten kan også variere fra år til år, og det kan kontrolleres ved å analysere vinddata fra flere år [51].

6.2 Bølger

Da bølgene setter en begrensning for når vedlikeholdsarbeid kan utføres på vindturbinene, er det viktig å se på historiske bølgedata. Bølger oppstår hovedsaklig av vind, men kan også oppstå som følge av jordskjelv, tidevann og andre forstyrrelser i havoverflaten. Det er friksjonen mellom vinden og vannoverflaten som skaper bølger, og på denne måten overføres energi fra vinden til vannet. Disse bølgene kalles vindsjø. Bølgehøyden og bølgefarten vil øke, og først når bølgehastigheten har oppnådd vindhastigheten, vil ikke vinden lenger overføre energi til bølgene. Dette kalles fullutviklet sjø. Ved store og åpne områder i åpent hav vil derfor vinden ha mulighet til å bygge opp større bølger enn i begrensede områder som i en fjord. Derfor bestemmes bølgehøyden hovedsaklig av vindhastigheten og hvor lenge denne vindhastigheten oppstår i samme retning [52].

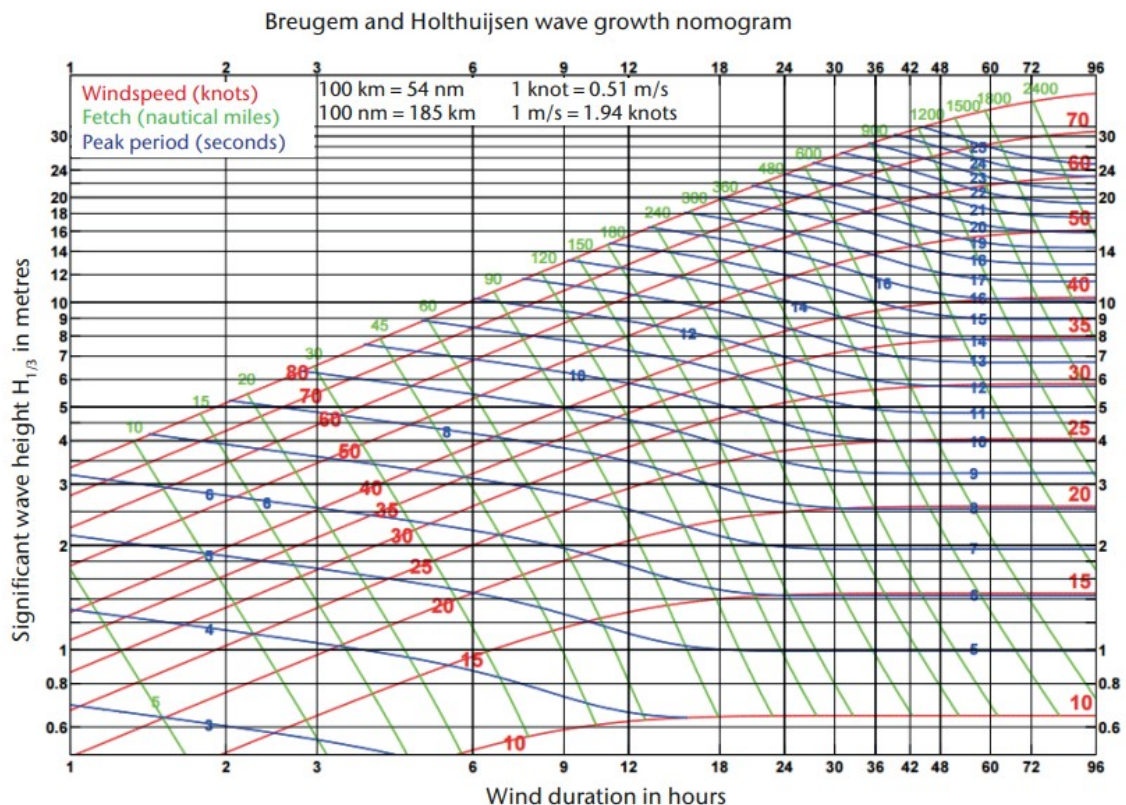
Signifikant bølgehøyde er middelverdien for den tredjedelen av de høyeste bølgehøydene innefor en tidsperiode. Det er et mål som ofte benyttes for å si noe om den generelle bølgehøyden blant de høyeste bølgene. Maksimal bølgehøyde innen samme tidsperiode vil kunne være større og benyttes ved analyser på maksimal belastning på konstruksjoner [53].

Statistiske og empiriske modeller for bølgespekter er utviklet for å kunne si noe om havoverflatens tilstand og dens utvikling. Modellene gjør at bølgespekteret kan uttrykkes som en funksjon. En velutviklet modell er Pierson-Moskowitz-spekteret og det representerer et bølgespekter i en fullutviklet sjø. Altså når energien overført fra vinden er lik energien i bølgene og de har sluttet å vokse. Modellen baserer seg på bølgefrequensen [Hz], gravitasjonen [m/s^2], vindhastigheten [m/s] og konstanten $\alpha = 0,0081$. Pierson-Moskowitz-spekteret kan videre utledes slik at den gir et forhold mellom signifikant bølgehøyde, H_s [m], og vindhastigheten, v [m/s], ved fullutviklet sjø som vist i Formel 20 [54].

$$H_s = 0,0246 \cdot v^2 \quad (20)$$

The Joint North Sea Wave Project (JONSWAP) er et empirisk bølgespekter for utvikling av bølger i dyp sjø og begrenset farvann. Modellen er utarbeidet av målinger tatt av 13 målestasjoner fra land til 160 km ut i Nordsjøen i 1969. JONSWAP gjenspeiler derfor bølgespekteret i Nordsjøen godt [54].

En bølgemodell utviklet av Breugem og Holthuijsen (B&H), er utarbeidet fra en samling med formler basert på andre eksisterende bølgemodeller. Forskjellen er at modellen inneholder signifikant bølgehøyde og maksimal bølgefrequens. Dette medfører en utviklet modell som tar for seg stadiet fra utvikling av bølger til fullutviklet sjø. Dette er gjeldende for dypt farvann og kan derfor benyttes for beregninger i Nordsjøen. Modellen tar for seg sammenhengen mellom både vindhastighet [knop], signifikant bølgehøyde [m], avstand [nautiske mil], maksimal bølgeperiode [s] og varigheten av vindhastigheten [h] som vist i Figur 6 [54, 55].



Figur 6: Bølgemodellen til Breugem og Holthuijsen hentet fra WMO [54].

6.2.1 Værvindu

Varighet av rolige perioder, kalt "duration of calms", baseres på bølgestatistikk og er tidsperioden signifikant bølgehøyde er lavere enn maksimal grense for gjennomføring av en maritim operasjon. Denne tidsperioden kalles for et værvindu. Ved å analysere bølgestatistikk kan sannsynligheten for inntreffing av lavere bølgehøyder og gjennomsnittlig lengde på værvindu estimeres. Dette kan benyttes til å finne forventet lengde på værvinduene og benyttes til planlegging av gjennomføringen av operasjoner [56].

Faktoren α benyttes for å ta høyde for usikkerhet i værmeldingen, og fungerer derfor som en sikkerhet i maritime operasjoner slik at begrensingene gangbroen på servicefartøyet er designet for, ikke overskrides. Verdiene på α varierer ut ifra område og varighet på operasjonen. Offshore Standard DNV-OS-H101 er en standard som gjelder for maritime operasjoner i Nordsjøen og inneholder en oversikt og framgangsmåte for å finne riktig α -verdi. Standarden er ment til å brukes som veiledning i planlegging av maritime operasjoner [57].

OP_{WF} er operasjonskriteriet og beregnes ut ifra α som er avlest faktor fra Tabell 4-1, Section 4 i DNV-OS-H101 og OP_{LIM} som er operasjonsgrensen, her som signifikant bølgehøyde [m]. Se Formel 21 [57].

$$OP_{WF} = \alpha \cdot OP_{LIM} \quad (21)$$

7 Energilager

Dette kapittelet fokuserer på energilager, som spiller en viktig rolle i å balansere produksjonen og forbruket av elektrisitet i kraftsystemet. Energilager gir muligheter for å regulere kraftdistribusjonen fra vindparker og gi støttetjenester tilgang til energi fra kraftsystemet, som bidrar til å øke energikvaliteten av vindkraft i systemet og sikre en mer stabil og pålitelig energiforsyning. Det sees nærmere på ulike typer energilager, deriblant batteri, svinghjul, hydrogen, SMES og superkondensator. Det vil også bli sett nærmere på risiko ved bruk og lagring av energibærere og hva som må tas i betraktning for å sikre en trygg og bærekraftig anvendelse av teknologiene [58].

7.1 Batteri

Batterier er en av den mest anvendte energibæreren som er i bruk, og benytter elektrokjemisk teknologi for å lagre energi. Batterier blir benyttet i alt fra husholdningsapparater til energilager ombord på større fartøy [58, 59].

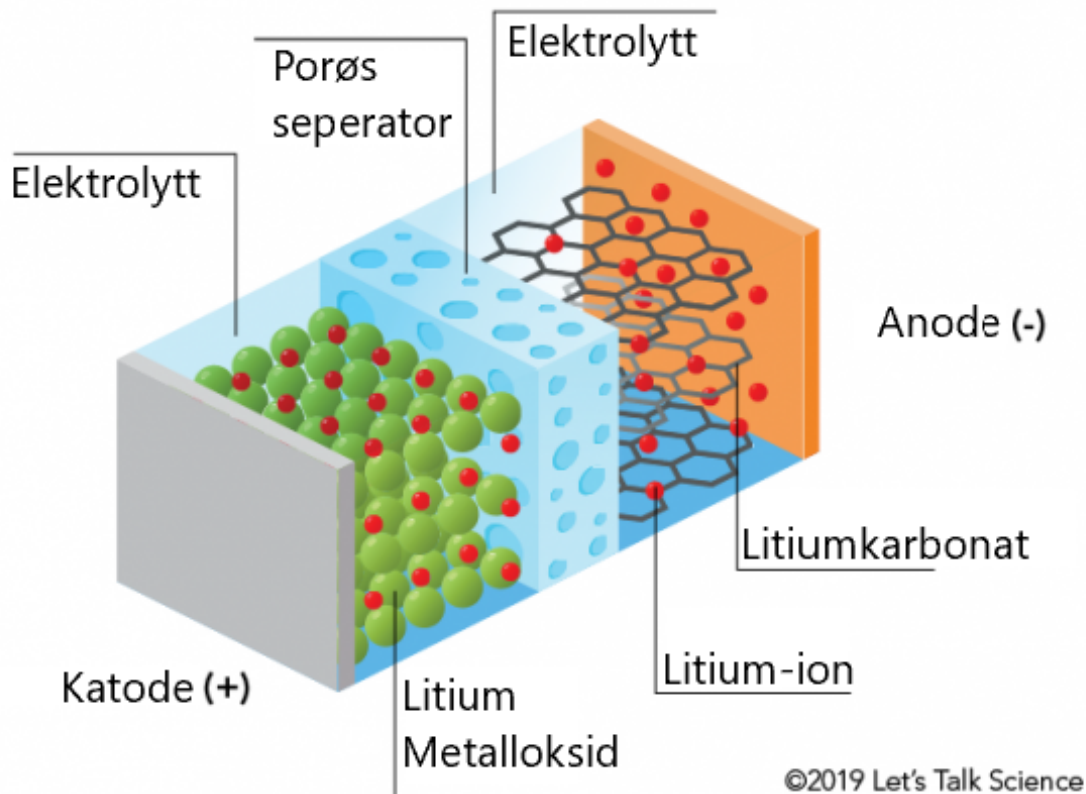
Batterier har stor utbredelse på forskjellige typer skipsfartøy. Målet er at de skal kunne generere en stabil og sikker elektrisk strømforsyning, enten alene i helelektriske fartøy, eller i en hybridløsning i kombinasjon med en eller flere dieselgeneratorer. Å erstatte forbruk av drivstoff med elektrisitet generert fra land, er ikke nødvendigvis alltid årsaken til å installere batterier. I de fleste situasjoner er ideen at batteriene faktisk bare vil bli ladet ved hjelp av skipets generatorer og som vil ha flere nyttige funksjoner som eksempelvis: spinning reserve og peak-shaving. Spinning reserve er en type reservekapasitet for kraftsystemer, der generatorer holdes i standby-tilstand og kan raskt kobles til det elektriske systemet for å opprettholde frekvensstabilitet ved uforutsette endringer i etterspørsel eller produksjon. Med Peak-shaving menes det å begrense toppene i effektbruken for å unngå overbelastning av motor og elektriske systemer [59].

Det finnes en rekke forskjellige teknologier for lagring av energi i batterier som har ulike kjemiske sammensetninger, for eksempel: nikkel, bly-syre og natrium-svovel. Det er også en rekke strømningsbatterier som kan benyttes som energilager, som vanadium redox, sink-brom og polysulfid-bromid [58, 60]. I denne oppgaven vil det kun fokuseres på Litium-ionbatteri (Li-ion), som anses som den mest brukte teknologien for kjemisk energilagring [61].

7.1.1 Litium-ionbatteri

Li-ion er en type ladbare batterier, der det finnes ulike varianter med forskjellig kjemi, ytelse, pris og sikkerhet. Fremgangen innen forskning har gjort det mulig å forbedre den tradisjonelle Li-ion teknologien, med sikte på å øke energitettheten, forleng levetiden,

reduere kostnadene og forbedre den innebygde sikkerheten. Li-ion har en katode laget av en litiumbehandlet metalloksid og en anode av grafittkarbon med en spesiell lagdeling. Elektrolytten er en blanding av litiumsalter løst opp i organiske karbonater. Under utlading beveger litiumionene seg fra anoden til katoden, mens de beveger seg fra katoden til anoden under lading. En illustrasjon av oppbyggingen av et Li-ion kan sees i Figur 7 [58, 60, 62].



Figur 7: Prinsipiell oppbygging av et litium-ionbatteri. Figur hentet fra [62] og oversatt til norsk.

Virkningsgraden gir en indikasjon på hvor effektivt batteriet er til å lagre og frigjøre energi. Li-ion har en høy virkningsgrad som kan nærme seg 100 %, men på grunn av degradering av batteriet øker med økt utlading reduseres effektiviteten over tid. Den faktiske effektiviteten varierer, og anslås å ligge i området 65–<100 % [63, 64]. Den totale energieffektiviteten til batteriet kan beregnes ved å se på forholdet mellom den totale mengden elektrisk energi som ble levert av batteriet i løpet av utladningsprosessen, og den totale mengden elektrisk energi som ble tilført under ladeprosessen. Utladningstiden til et batteri er estimert til å ligge fra sekunder til timer [65].

For maritime batterisystemer, er det vanlig å kategorisere dem som høy-energi, medium-energi og høy-effekt batterier, basert på deres evne til å lagre energi og deres kapasitet til å utlade energi kontinuerlig [66]. Energitettheten i et batteri måles ved hjelp av dens evne til å lagre energi per volum eller per vekt og ligger mellom 75–230 Wh/kg eller 200–500 Wh/L, mens den maksimale kontinuerlige lade-og utladningshastigheten (C-rate) angir hvor raskt et batteri kan lade og avgi energi [64, 65, 67].

C-rate oppgis henholdsvis i området fra 0 C til 6 C. Jo høyere C-rate et batteri har, desto raskere kan det levere og motta energi. Men samtidig vil en høy C-rate også påvirke batteriets effektivitet [68]. Batterier med høy energitetthet har en høyere evne til å lagre energi i et lite volum eller vekt. Fra studier kommer det frem at Li-ion kan ha en effekt mellom 0,05–100 MW og har en utladningstid som strekker seg fra minutter til timer [58, 65, 66].

En av utfordringene med batterier er at de mister sin kapasitet over tid, som resulterer i en redusert levetid. Kapasitetstapet skyldes ofte to årsaker, generell degradering av batteriet når det ikke er i bruk, og kapasitetstap på grunn av gjentatte utlading og lade sykluser, et Li-ion har en forventet levetidssyklus mellom 1 000 og over 10 000 sykluser [64, 66]. Li-ion står ovenfor en utfordring knyttet til deres høye prisnivå, som forventes å variere mellom 1 200–4 000 \$/kW. Prisen per tidsenhet, uttrykt som \$/kWh, kan ligge i området 400–2 500 \$ [65].

State of Charge (SoC) og Depth of Discharge (DoD) er to viktige begreper som beskriver tilstanden til et batteri. SoC er et mål på hvor mye energi som er igjen i batteriet som en prosentandel av dets fulle kapasitet. Å holde batteriet i en lav SoC over lengre tid kan også føre til økt nedbrytning av batteriets aktive materialer og redusert levetid [47, 66].

DoD er et mål på hvor mye av batteriets kapasitet som er blitt brukt under en utladningssyklus. Når et batteri lades eller utlades fullstendig, vil mer av batteriets aktive materialer bli brukt og kan føre til en større belastning på battericellene, som videre kan føre til en raskere reduksjon i batteriets kapasitet og dets levetid [66].

I tillegg til sin lave selvutladningsrate på 0,1–5 % har Li-ion også fordelen av å være bredt tilgjengelige på markedet [65, 67]. De kan produseres både i store og små modulbaserte løsninger, som gjør de svært anvendbare. Det finnes en rekke selskaper som tilbyr modulbaserte Li-ion løsninger for maritimt bruk, et lite representativt utvalg av disse selskapene og deres produkter er vist i Tabell 5 [69, 70].

Total vekt for en batteripakke, $m_{batteri,tot}$, beregnes med Formel 22, der $m_{batteri}$ er vekten [kg/kWh], og $E_{batteri}$ er størrelsen på batteriet.

$$m_{batteri,tot} = m_{batteri} \cdot E_{batteri} \quad (22)$$

Tabell 5: Sentrale leverandører av modulbaserte batteriløsninger til maritimt bruk [69, 70].

Produsent	Produkt	Energi [kWh]	C-rate [C]	Vekt [kg/kWh]
Corvus	Corvus Blue Whale	43	0.7	9,1
	Corvus Orca Energy	5.6	3	13
	10ft Corvus BOB with Orca	744	3	13
	20ft. Corvus BOB with Orca	1 492	3	13
ABB	eStorage Flex 20-550	550	<1	-
	eStorage Flex 20-660	650	<1	-
	eStorage Flex-40-770	770	<1	-
	eStorage Flex-40-1210	1 210	<1	-

7.2 Svinghjul

Et svinghjul (SEL) er en mekanisk innretning med et betydelig massetregghetsmoment som brukes for å lagre roterende energi. Svinghjul motstår endringer i rotasjonshastigheten, som hjelper til med å stabilisere rotasjonen til akselen når et svingende dreiemoment påvirker den. For eksempel fra en lineær stempeldrevet motor, eller når en periodevis belastning, som en stempelpumpe blir pålagt [60].

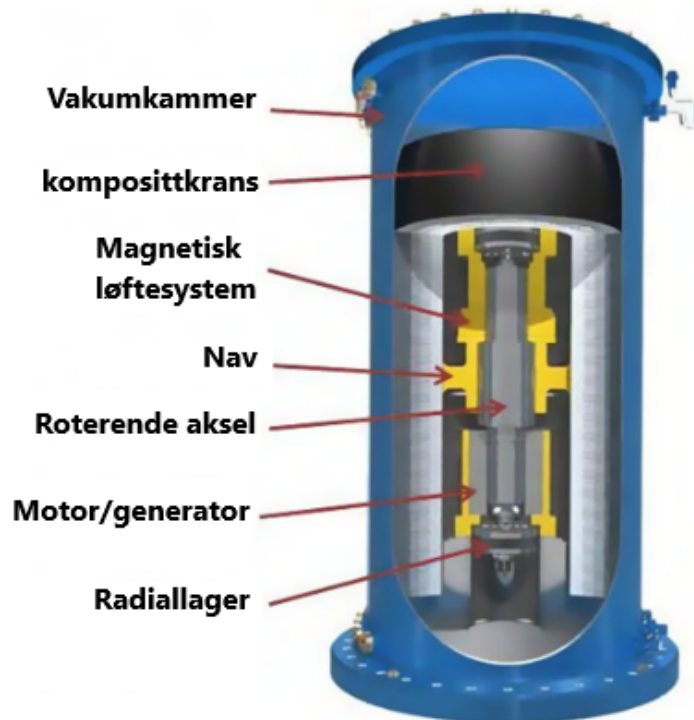
Lagring av energi i et svinghjul fungerer ved å akselerere svinghjulet til en svært høy hastighet og opprettholde den kinetiske energien i den roterende massen i systemet. Lagringskapasiteten til svinghjulet avhenger av rotasjonshastigheten og massetregghetsmomentet. Når energi blir utvunnet fra systemet, reduseres svinghjulets rotasjonshastighet og kinetiske energi [60]. Utladningstiden til et svinghjul varierer vanligvis fra millisekund til minutter, avhengig av hvor raskt energien tappes fra enheten.

Et typisk system består av en rotor som er festet til et radiallager i et vakuumkanne for å redusere friksjon, og holdes "svevende" ved hjelp av et magnetisk løftesystem. Akslingen er koblet til en elektrisk motor/generator for å tilføre og utvinne energien, oppbyggingen kan sees i Figur 8 [64]. Valget av materiale er avgjørende for ytelsen til systemet, ettersom det kreves materialer som er sterke. Videre er systemets nominelle effekt begrenset av tilhørende kontrollsystemer og omformere [60].

Svinghjul er kjent for å ha en høy effektivitet, med en typisk verdi på mellom 80 % og 98 % ved nominell effekt [67, 71]. Dette betyr at de er svært effektive i konvertering av energi, og bidrar til å maksimere utnyttelsen av tilført kraft. I tillegg har svinghjul en lang sykluslevetid på opptil 20 000 til 100 000 sykluser, som gjør de svært holdbare og egnet for langvarig bruk [65].

Svinghjul har et bredt driftstemperaturområde, som gjør de egnet for bruk i ulike miljøer og applikasjoner. Svinghjulet påvirkes av dybdeutladningseffekter, som gir de en

ekstra fordel når det gjelder pålitelighet og stabilitet. Med en høy effekt som kan nå opp mot 20 MW, er svinghjul i stand til å levere betydelig kraft for ulike formål [58]. Svinghjul har en evne til å lagre og levere mye energi i forhold til sin vekt eller volum, svinghjulets energitetthet ligger mellom 5–200 Wh/kg eller 20–250 Wh/L [65, 72].



Figur 8: Prinsippskisse av et svinghjul. Figur hentet fra [64] og oversatt til norsk.

Svinghjul har imidlertid en ulempe med relativt høye stående tap [58]. Selvutladningshastigheten til et svinghjulsystem avhenger av antall lade- og utladningssykluser systemet gjennomgår per dag og vakuumnivået i systemet. Selvutladningstapet kan variere fra 1 % til 100 % avhengig av svinghjulets oppbygging og trykknivået på vakuuet i beholderen [65, 72, 73]. Økes antall lade- og utladningssykluser iløpet av et døgn, vil selvutladningstapet kunne reduseres til under 7 % [58, 73].

Prisen på svinghjulet varierer vanligvis i området 100–350 \$/kW for installert effekt og 400–5 000 \$/kWh for energikapasiteten [58, 65, 67]. Den nøyaktige prisen avhenger av faktorer som størrelsen på svinghjulet, teknologien som brukes og eventuelle tilleggstenester eller funksjoner som tilbys. Det er viktig å bemerke at prisen kan variere avhengig av markedet, leverandøren og spesifikke prosjektkrav.

Bruk av svinghjul har den fordelen at det er mulig å tilpasse de til både store og små modulære løsninger som gjør de svært anvendbar. Det er flere selskaper som tilbyr modulære svinghjulløsninger, og i Tabell 6 vises et utvalg av tre selskaper og produktene de tilbyr.

Tabell 6: Et representativt utvalg over produsenter og produkter av svinghjulløsninger [71, 72, 74].

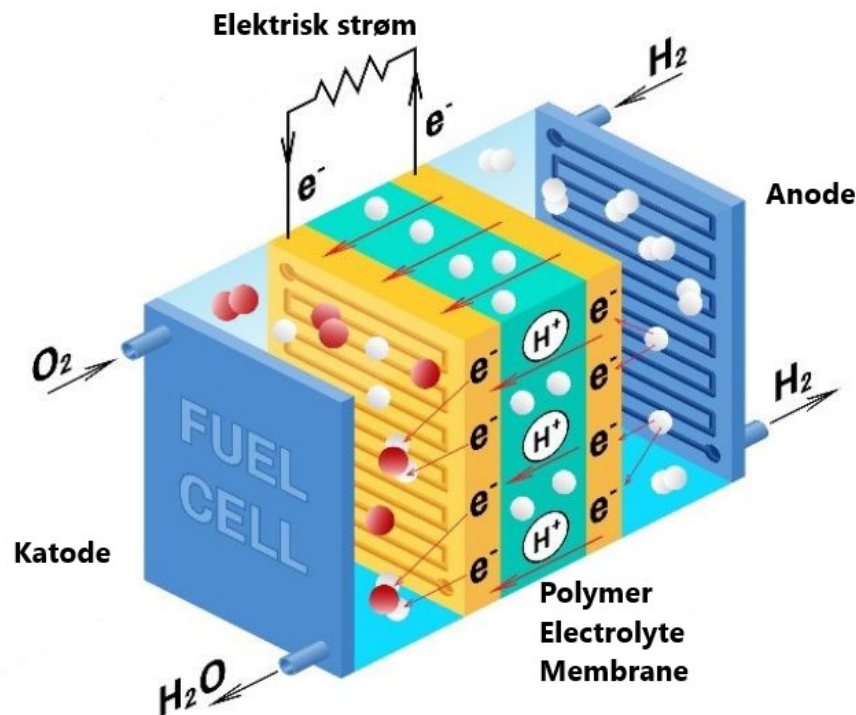
Produsent	Produkt	Effekt [kW]	Virkningsgrad [%]
Active Power	POWERHOUSE	1 200	98
	CLEANSOURCE® HD675	675	98
	CLEANSOURCE® XT 1000 Z	1 000	97.5
Stornetic	DuraStor® 240	240	80
	DuraStor® 260	260	84
	DuraStor® 1000	1 000	82
Spinning Energy	-	1 000	92

7.3 Hydrogen

Hydrogen (HFC) kan produseres på flere ulike måter, for eksempel ved vann-elektrolyse, gass fra biomasse og naturgass, kull eller fossilt drivstoff, samt ved bruk av fornybar energi som sol-, vann- eller vindkraft. Hydrogen som produseres fra fornybare energikilder kalles grønt hydrogen, mens hydrogen som produseres fra fossile energikilder kalles grått- eller blått hydrogen avhengig av CO₂-gassens avhendingsmetode. Blått hydrogen produseres på samme måte som grått hydrogen, men CO₂-gassen fra produksjonen fanges og transporteres tilbake til kilden. Hydrogen kan lagres eller brukes direkte i brenselceller [58, 75].

Regenerative Fuel Cell (RFC) er en teknologi som brukes til å lagre hydrogen. Denne teknologien inkluderer vann-elektrolysesystemer, brenselcellesystemer, hydrogen-lagringssystemer og omformere som konverterer hydrogen til strøm. RFC-teknologien bruker elektrokjemiske transformasjoner til å lagre energi i form av hydrogen og tilføre det som elektrisitet i strømmettet etter behov [58].

Det er per mai 2023, flere typer elektrolyseapparater på markedet, fra de alkaliske elektrolyseapparatene til mer moderne Polymer Electrolyte Membrane (PEM) apparatene. Elektrolyseceller er navngitt etter elektrolytten som benyttes. Elektrolyseapparatene er klassifisert etter typen elektrolytt de benytter, enten flytende eller fast. Hydrogen kan lagres på ulike måter, for eksempel som gass i metalltanker under trykk på opptil 750 bar eller i metallhydrid. Metalltanker kan være egnet for store volumapplikasjoner som krever langsiktig lagring på mer enn 30 timer. Metallhydrid er egnet for lagring av hydrogen i perioder som varer mer enn 3 timer. Det er også mulig å lagre hydrogen i andre sammensatte materialer som karbonfiber eller polymer [58, 76, 77]. Figur 9 illustrerer hvordan en PEM-celle fungerer [78].



Figur 9: Oppbyggingen til en PEM Fuel Celle. Figur hentet fra [78] og oversatt til norsk.

Elektrolyse av vann i en celle gir en totalreaksjon som er motsatt av det som skjer i en brenselcelle. Mens brenselceller produserer elektrisk energi som et resultat av reaksjonen, krever elektrolyseceller elektrisk energi for å drive reaksjonen. Reaksjonen mellom vann (H_2O) og elektrisk energi i en elektrolysecelle resulterer i produksjon av hydrogen (H_2) og oksygen (O_2). Ved å reversere reaksjonsligningen i en brenselcelle, utvinnes energien fra hydrogenet [79].

Hydrogen kan brukes som drivstoff i både forbrenningsmotorer og brenselceller for å produsere elektrisitet på etterspørsel. Dette er noe som gir fleksibilitet i energiproduksjonen, men energieffektiviteten for utnyttelse av hydrogen er lav, med en verdi på rundt 20–50 % [63]. Grunnen til det er den relativt lave energieffektiviteten til både brenselcellen og elektrolysecellen som brukes i prosessen, med henholdsvis 60 % og 70 % [58, 79, 80].

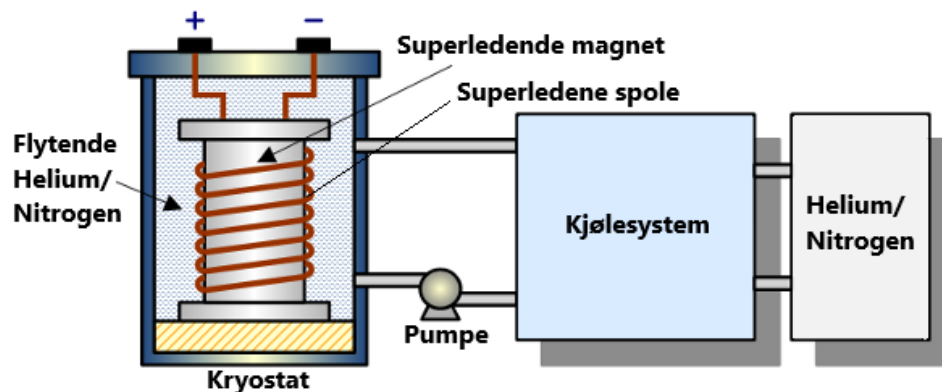
Hydrogen og brenselceller har noen ulemper ved siden av virkningsgraden som må tas i betraktning. Sykluslevetiden til hydrogenbaserte energilagringssystemer kan variere fra 1 000 til 20 000 sykluser, som betyr at de har begrenset levetid før de må erstattes, repareres eller oppgraderes [58, 65]. Ved analyse av kostnadsstrukturen for hydrogenbaserte systemer, blir det tydelig at prisen per kW kan være høy og variere fra

400 \$ til over 10 000 \$, avhengig av størrelse og spesifikasjoner [65, 67]. Imidlertid kan energiprisen betraktes som kostnadseffektiv og variere mellom 1–15 \$/kWh [58, 65]. Hydrogen- og brenselcelleteknologiene er fortsatt i utviklingsfasen, med utvikling av prototype og demonstrasjon av konsept.

Hydrogen har en rekke iboende egenskaper som gjør det svært interessant innenfor ulike markedsområder. En av disse egenskapene er den svært høye gravimetrisk tettheten, på henholdsvis 100–12 000 Wh/kg og 500–3 000 Wh/L som taler for hydrogenets eksplosive karakter [58, 65]. Den kan levere høy effekt på opptil 50 MW med en tilfredsstillende utladningstid fra sekunder til timer, og har tilnærmet 0 selvutladningstap [65].

7.4 SMES

Superledende magnetisk energilager (SMES) er en energilagring metode som består i hovedsak av fem deler: en superledende spole og -magnet, et kjølesystem, en pumpe og en kryogen væske, slik som illustrert i Figur 10 [81]. SMES-enheter lagrer energi i det magnetiske feltet som oppstår ved strømning av likestrøm i en superledende spole i kryogen tilstand slik at superlederen når kritisk temperatur [60]. Dette gjør at SMES er en av få teknologier som kan lagre strømmen direkte og uten energikonvertering. Strømstyrken som kan flyte gjennom en superleder avhenger av temperaturen. Lavere temperatur gjør at høyere strømstyrker kan oppnås [58].



Figur 10: Sammensetningen av et SMES system. Figur hentet fra [81] og oversatt til norsk.

Når SMES blir utladet eller ladet, vil det oppstå vekselstrømtap i den superledende spolen og virvelstrømtap i kryostaten, som fører til tap av energi. Disse to bidragene kan reduseres til et minimalt nivå. Som et resultat av dette oppnår SMES en høy energieffektivitet som varierer fra 75 % til over 97 % [63, 67]. Den høye energieffektiviteten skyldes at det ikke skjer energikonvertering til og fra en annen form, enten det er mekanisk eller kjemisk [58, 82].

SMES-systemer har evnen til å tilføre eller lagre store mengder energi med en svært kort

utladningstid som kan variere fra millisekunder til sekunder. Forskning viser at en SMES-enhet med en effektkapasitet på 1 MW/1 kWh kan tilføre en effekt opptil 200 kW på bare 20 millisekunder. I tillegg har SMES-systemer en lang sykluslevetid på som kan variere fra 10 000–500 000 sykluser [58, 65].

En av fordelene med SMES er dens evne til å levere høy effekt, med kapasitet fra 0,1–100 MW [58, 65]. Dette gjør det til en ideell løsning for applikasjoner som krever rask energilevering, for eksempel kraftutjevning og frekvensregulering. SMES har også imponerende gravimetrisk og volumetriske tettheter, med verdier som spenner fra 0,5–75 Wh/kg og 0,2–2 000 Wh/L [58, 63]. Dette betyr at SMES kan lagre store mengder energi i forhold til vekten og volumet [82].

En utfordring med SMES er selvutlading per dag, som typisk ligger mellom 10–15 %. Dette betyr at det er energitap over tid, og systemet må få tilført energi for å opprettholde sin kapasitet over lengre perioder. Når det gjelder prisen, varierer den for SMES mellom 200–350 \$/kW og mellom 1 000–10 000 \$/kWh [65]. Prisene kan variere avhengig av størrelse, spesifikasjoner og andre faktorer [82].

SMES-teknologi har gode teknologiske egenskaper og blir i dag brukt til ulike formål. Blant annet som Uninterruptible Power Supply (UPS), Flexible AC Transmission System (FACTS) og Pulse Power Sources (PPS), men ansees å fortsatt være på et tidlig demonstrasjonstadium [82]. Et eksempel på bruk er i kraftnettet for å unngå uønskede strømsvingninger og i industrier som krever stabil og høy kvalitet på strømtilførselen. Til tross for disse gode egenskapene, er det fortsatt få SMES-systemer som er bygget, noe som hovedsakelig skyldes den høye kostnaden [58].

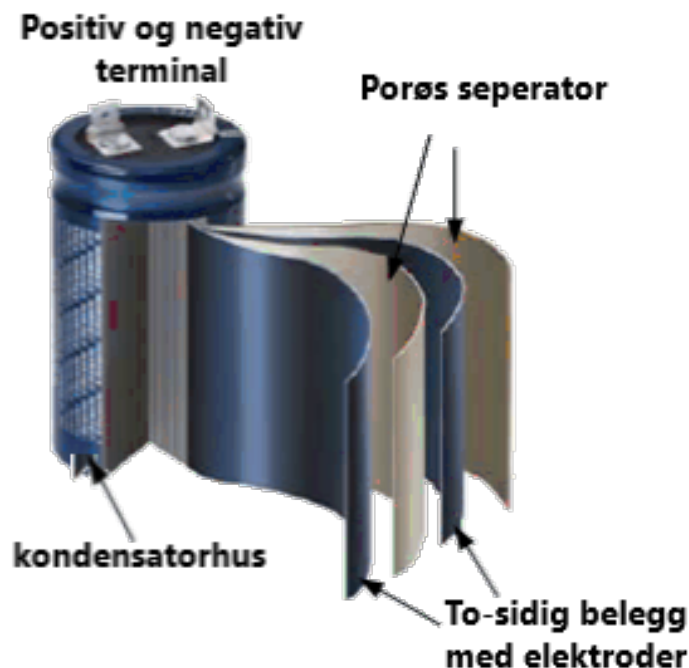
En studie med tittelen "The Beneficial Role of SMES Coil in DC Lines as an Energy Buffer for Integrating Large Scale Wind Power" har konkludert med at integrerte SMES-systemer i store vindkraftanlegg har flere fordeler, inkludert forbedret robusthet mot vekselstrøm (AC) og likestrøm (DC) -feil. Derfor har SMES-teknologi potensial for å forbedre kontrollerbarheten og strømkvaliteten for varierende kraftproduksjon som vindkraft [83].

7.5 Superkondensator

Superkondensatorer (SC), også kjent som ultrakondensatorer, er en elektrokjemisk kondensator med høy volumetrisk energitetthet. Sammenlignet med vanlige elektrolytiske kondensatorer lagrer superkondensator store mengder elektrisk ladning og energitettheten er mange ganger høyere. Superkondensatorer har en betydelig høyere effektitetthet sammenlignet med konvensjonelle batterier eller brenselceller [60].

En superkondensator fungerer ved å lagre elektrisk energi mellom to elektrostatiske dobbeltlag. Disse dannes fra avsetning av tynne lag av ladninger på grensesnittet til elektrolytten og den indre siden av kondensator-elektrodeplatene, som vist i

Figur 11 [84]. Når en spenning påføres over platene til superkondensatoren, utvikler den ene platen en positiv ladning, mens den andre platen blir negativt ladet. Dette fører til at de negative ionene i elektrolyttløsningen blir tiltrukket mot den positivt ladede platen og de positivt ladete ionene blir tiltrukket mot den negative metallplaten. Et tynt lag med ioner blir avsatt på den indre siden av begge platene, som fører til dannelse av et elektrostatisk dobbeltlag [85]. På grunn av deres lave celledenning, oppnås ønsket spenning og kapasitet for superkondensatoren ved å koble sammen celler i serie- eller parallellkobling [58].



Figur 11: Prinsskisse av en kondensator. Figur hentet fra [84] og oversatt til norsk.

Når superkondensatoren lades, lagres elektrisk energi som ladning i det elektriske feltet mellom platene, og som et resultat av denne lagrede energien eksisterer det en spenningsforskjell mellom de to platene. Når superkondensatoren utlades, omdannes den lagrede energien til elektrisk energi som leverer lasten som er koblet til [84]. Energi lagret i en superkondensator er proporsjonal med kapasitansen og kvadratet av spenningen som er over kondensatorens terminaler [58].

Superkondensator er en teknologi som fortsatt er under utvikling og møter utfordringer med å oppnå tilstrekkelig porøsitet på elektrodene. Dette begrenser foreløpig systemets spesifikke energi og energitetthet til relativt lave verdier. Typiske verdier for superkondensatorens spesifikke energi varierer fra 0,05–15 Wh/kg, mens energitettheten ligger i området 10–30 Wh/L [63, 65].

Superkondensatoren har en svært lav ekvivalent motstand, typisk mindre enn 1 m Ω . Dette gjør det mulig å oppnå svært raske tidskonstanter i superkondensatoren. I tillegg

til denne fordelten har superkondensatoren flere andre viktige egenskaper. Den har en lang levetid på over 100 000 sykluser med minimalt behov for vedlikehold [64]. Energieffektiviteten til superkondensatoren ligger vanligvis mellom 65 % og 98 % [58, 67].

Prisen for superkondensatorer varierer avhengig av størrelse og spesifikasjoner. Typisk sett ligger prisen i området 100–300 \$/kW for installert effekt og 300–20 000 \$/kWh for energilagring [65]. Systemet har en lading og utladningssyklus fra millisekunder til timer ved nominell effekt hvor den kan levere en effekt mellom 0,01–0,3 MW [63]. Selvutladingen kan være opptil 40 % av den nominelle kapasiteten [64]. På grunn av dette, egner systemet seg best for kortvarige applikasjoner med behov for rask respons [65].

7.6 Risiko ved bruk og lagring av energilager

Utnyttelsen av ulike energibærere kommer med en rekke risiko- og sikkerhetsutfordringer. Li-ion batterier, er den mest anvendte nullutslipps-energibæreren for ulike fartøy, men kan potensielt være en kilde for brann, miljøskade og kjemisk ustabilitet. I tillegg er en potensiell brann i Li-ion vanskelig å slukke [86].

Svinghjul som energibærer kan også være en utfordring på grunn av fare for feil, eksplosjoner og mekanisk slitasje. Både hydrogen og svinghjul representerer også en risiko for personskade ved mulige eksplosjoner [87].

Hydrogen, selv om det er en ren og miljøvennlig energikilde, kan være farlig å håndtere på grunn av sin brannfarlige og eksplosive karakter [88]. Dette krever at strenge sikkerhetsprotokoller følges under transport, lagring og håndtering. Hydrogen trenger gjennom de fleste materialer, inkludert metaller, noe som kan føre til svekkelse og strukturell skade på rørledninger og tanker. Dette kan igjen føre til lekkasjer og farlige situasjoner. Det kan også være en fare for at hydrogen kan forårsake en kjemisk reaksjon med andre materialer eller gasser som kan være til stede i omgivelsene [89].

SMES er også en energibærer som har en rekke utfordringer og risiko. Disse utfordringene inkluderer teknisk kompleksitet, høye kostnader, krevende vedlikehold, og kjølesystemfeil som kan føre til tap av ytelse eller skade på utstyret [90].

En superkondensator kan stå i fare for overlading eller oppvarming, som kan føre til at enheten eksploderer eller interne komponenter frigjøres. Produktet er brannfarlig og kan antennes hvis det eksponeres for en brannkilde eller direkte flamme. Ved brann kan inneholdte kjemikalier brytes ned og produsere giftige gasser [91].

8 Metode - Fremgangsmåte

Oppgaven deles opp i flere deler, analyse av værdata og tilhørende energiproduksjon for vindparken, analyser av energibehovet til fartøyet, analyse av energibærere, og beregninger av energiregnskapet for to caser. Programmet MATLAB benyttes for utregninger av energiproduksjon, energibehov og energibalanse, i tillegg til analyse av værdata.

8.1 Analysering av værdata

Ved analysering av værdata er det benyttet gjennomsnittsverdier for de siste seks årene (2017–2022) ved Troll A, B og C for et representativt utvalg av data.

Gjennomsnittsverdier er benyttet for at ikke enkeltverdier med høye eller lave registreringer skal påvirke analysene for forventet energiproduksjon fra vindturbinene. Vinddata hentes fra SeKlima [50] for platformene Troll A, Troll B og Troll C for årene 2017 til og med 2022 med tidsoppløsning hvert tiende minutt. For videre behandling og beregninger av vinddata er det hensiktsmessig med en tidsoppløsning på en time.

Før vinddataene kan benyttes må datasettene sjekkes for mangler. Ved mangel på datapunkter fra en oljeplattform, antas det at gjennomsnittet av datapunktene fra de andre oljeplattformene i dette tidsrommet er tilstrekkelig. Ut over dette tas det et gjennomsnitt av datapunktene til de tre oljeplattformene som antas å representere vinddata for plasseringen til Trollvind. For å få ønsket tidsoppløsning på en time, tas det et gjennomsnitt av vinddataene for målingene innenfor hver time, altså gjennomsnittet av seks datapunkter med tidsoppløsning på 10 minutter.

Ved videre behandling av vinddata, deles datasettene opp for hvert år, og det tas hensyn til at året 2020 er et skuddår og at det derfor inneholder 8 784 timer mot 8 760 timer i de andre årene. Først finnes gjennomsnittsvinden for hver måned og hele året for hvert år, i tillegg til gjennomsnittlig vindhastighet for alle seks årene slik at det kan sammenlignes for å se hvilke år som har mye vind og lite vind. Maksimal vindhastighet som er målt for hvert år kartlegges også.

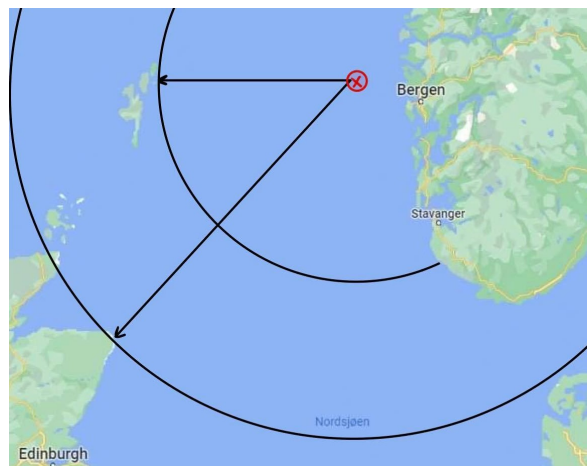
Videre er det gitt at referanseturbinen har en "cut in"-vindhastighet på 3 m/s og "cut out"-vindhastighet på 25 m/s, og det er derfor hensiktsmessig å finne ut hvor mange timer iløpet av årene det ikke vil være energiproduksjon. Dette gjøres ved å summere antall ganger vindhastigheten er målt under 3 m/s og over 25 m/s. Her kartlegges det også hva som er gjennomsnittlig antall timer uten produksjon for et år ut fra de seks årene. Til slutt kartlegges det hvor mange sammenhengende timer det er målt under 3 m/s og ikke vil være noen energiproduksjon fra vindturbinene, både maksimal lengde og gjennomsnittlig lengde.

Ved bruk av Python hentes bølgedata fra datatjenesten Frost av Meteorologisk Institutt.

Her antas det at bølgedata fra en av oljeplattformene i Troll-feltet er tilstrekkelig da det antas at bølgeforholdene er like for alle oljeplattformene. Signifikant bølgehøyde med tidsoppløsning på et døgn hentes ut ved hjelp av Python og lagres i csv-filformat for å kunne behandles videre i MATLAB. Etersom SOVen har et operasjonskriterie med begrensning på å transportere personell ut til vindturbinene ved signifikant bølgehøyde over 3 meter, kartlegges det i hvilke perioder dette er mulig ut fra bølgedataene.

Bølgedataene for hvert år analyseres for å finne gjennomsnittlig signifikant bølgehøyde og median. Det kartlegges antall døgn hvert år der signifikant bølgehøyde er under 3 meter og gjennomsnittet over hele perioden. I tillegg kartlegges antall sammenhengende døgn der signifikant bølgehøyde er under 3 meter.

Ut ifra operasjonskriteriene, antas det at operasjonen til SOVen har en begrensning med H_s på 3,0 meter. Videre antas det at maksimal H_s kan forenkles ved å benytte en bølgemodell for å finne tilsvarende vindhastighet. Dette gjøres fordi bølgedataene ikke er fullstendige for hvert år og registreres i en annen tidsoppløsning enn vinddataen. I tillegg kreves det dypere analyser ved sammenlikning av flere faktorer. Tilsvarende vindhastighet som skaper en signifikant bølgehøyde på 3,0 meter i fullutviklet sjø, beregnes ved Formel 20. Dette sammenlignes med avlesninger på B&H-modellen i Figur 6 for dyp sjø, basert på JONSWAP. Figur 6 leses av med tanke på signifikant bølgehøyde og avstanden fetch. Fetch antas å være avstanden fra Trollvind til nærliggende land som ikke er Norge, og antas å være området vinden bygger opp bølgene. Dette leses av for de to nærmeste som vist i Figur 12. Avstanden finnes ved hjelp av kartverktøy og enhetene knop og nautiske miles regnes om til henholdsvis m/s og km.



Figur 12: En illustrasjon av avstanden fra Trollvind til nærliggende landområder som tilsvarer "fetch-sonen". Kart hentet fra Google Maps.

For å legge inn en sikkerhet i maksimal bølgehøyde for operasjon, benyttes Offshore Standard DNV-OS-H101. α leses av for antatt operasjonperiode på under 12 timer og for "Base Case" i standarden. Deretter beregnes operasjonskriteriet OP_{WF} som signifikant bølgehøyde med Formel 21. Denne justerte signifikante bølgehøyden benyttes

også i B&H-modellen med samme fetch-sone som tidligere for å få tilsvarende vindhastighet. Disse vindhastighetene vil ha en sikkerhet for endring i været.

8.2 Analyse av energiproduksjon i Troll-feltet

Det antas at Trollvind vil bestå av de nyeste og største vindturbinene som finnes på markedet. Eftersom det ikke er oppgitt informasjon om type vindturbin eller annen teknisk data, benyttes referanseturbin 15 MW fra IEA i denne oppgaven.

Antall turbiner i Trollvind beregnes ut ifra oppgitt totalt installert effekt på 1 GW, og merkeeffekten til vindturbinene på 15 MW, ved bruk av Formel 4. Etter samtaler med Equinor justeres antallet turbiner for å få mer realistiske beregninger. Tilhørende effektkurve til vindturbinen hentes fra referanseturbin utarbeidet av IEA, som vist i Figur 3. For å lese av effekten for hver vindhastighet, benyttes et avlesningsverktøy for å få eksakte verdier fra kurven. Verdiene som er avlest og som ligger til grunn for videre utregninger, ligger vedlagt i Figur 30 i Vedlegg A.

MATLAB benyttes for å beregne energiproduksjonen til vindparken. Vinddataene som er oppgitt som gjennomsnittsvinden for hver time i et år, interpoleres sammen med referansevinden og referanseeffekten fra effektkurven for å finne effekten til vindturbinene for hver time. Deretter benyttes Formel 6, der x_{timer} er 1 time. Ved å summere energiproduksjonen for alle timene innenfor hver måned beregnes også månedlig energiproduksjon, og ved å summere energiproduksjonen for alle timene innenfor et år finnes årlig energiproduksjon. Videre beregnes kapasitetsfaktoren med Formel 8 og brukstiden med Formel 9. Dette gjøres for alle årene fra 2017 til og med 2022. Til slutt beregnes gjennomsnittlig energiproduksjon, kapasitetsfaktor og brukstid for vindparken over perioden.

Utregningene for energiproduksjon fra vindturbinene tar ikke hensyn til påvirkning fra bølger, havstrøm eller turbulens fra nærliggende vindturbiner. Utregningene tar heller ikke hensyn til nedetid ved vedlikehold.

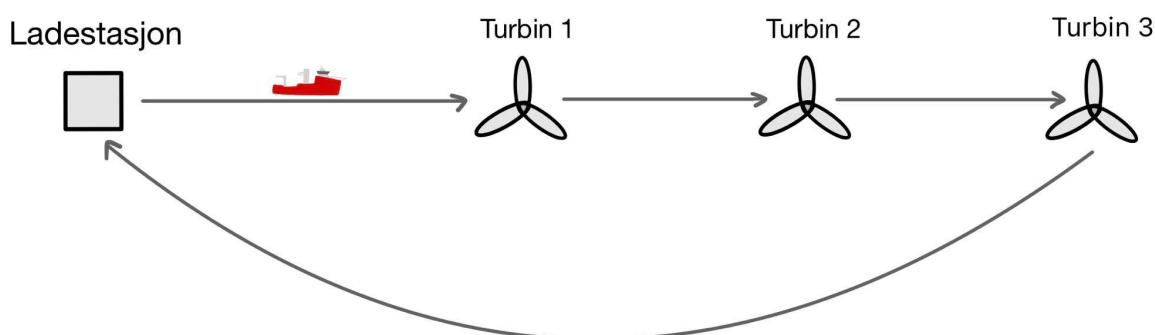
8.3 Avstandsanalyser for Troll-feltet

Det besluttes å bruke gjennomsnittsavstand mellom økonomisk effektiv avstand og optimal avstand mellom turbinene, dette resulterer i en avstand på $10D$. Det antas at turbinene settes i et rutenett for å optimalisere arealbruket, og at de 60 turbinene plasseres ut slik at det er 6 turbiner i bredden og 10 turbiner i lengden. Rotordiameteren leses av fra Tabell 2 og arealet for kraftfeltet beregnes med Formel 2. Den lengste avstanden i vindparken vil være den diagonale avstanden i rutenettet og beregnes med Formel 3.

8.4 Analyse av energibehovet til fartøyet

Energibehovet til fartøyet avhenger av driftsprofilen. Driftsprofilen til fartøyet lages ut ifra vedlikeholdsplanen gitt av Equinor i Tabell 3 og oversikten over effektforbruk i forskjellige modus gitt av VARD i Tabell 11. Det avhenger også av distansen mellom turbinene og antallet turbiner fartøyet er innom i løpet av et døgn der det er åpent værwindu.

For å finne maksimalt energibehov benyttes lengste antatt tid fartøyet bruker på å legge til en turbin. Ut ifra samtaler med Equinor antas det at lengste tid som brukes for å legge til en vindturbin er 45 minutter, det jobbes på 3 turbiner per dag og at fartøyet ikke kan oppholde seg lenger enn 30 minutter unna vindturbinene til enhver tid mens det utføres vedlikehold. Videre antas det arbeidsskift på turbinen på 12 timer, som tilsvarer to skift på en turbin per døgn. Det antas også at tiden der fartøyet ikke frakter personell til turbinene benyttes i DP og er tilgjengelig for lading på ladestasjon. Disse antagelsene resulterer i operasjonsprofilen for et arbeidsskift som er illustrert i Figur 13.



Figur 13: Illustrasjon av driften til fartøyet ved utplassering av personell.

Maksimal avstand mellom turbinene og ladestasjonen beregnes med Formel 10. Tiden omgjøres til enheten timer og hastigheten omgjøres til enheten km/h. For å finne tiden fartøyet går i transit ved utplassering av personell, benyttes Formel 10.

Energibehovet til fartøyet for et arbeidsskift på 12 timer deles opp i utplassering av personell på turbinene og perioden fartøyet står i DP etter utplassering av personell. Her antas det at fartøyet går i transit mellom turbinene med hastighet på 10 knop. Energibehovet beregnes ved Formel 11 for å finne energibehovet under transit og Formel 12 for å finne energibehovet under DP. Effektene oppgitt av VARD i Tabell 4 benyttes, og det antas at virkningsgraden til det elektriske anlegget, inkludert inn og utladning av batteriene, η_{el} , er 93 % som oppgitt av VARD. Deretter beregnes det totale energibehovet til fartøyet under operasjonen med Formel 13. Det totale energibehovet for et helt døgn med vedlikehold antas å inneholde to arbeidsskift som medfører to runder med utplassering av personell og resten i DP, og beregnes med Formel 14.

Dersom det er dårlige værforhold, og vedlikeholdsoperasjoner ikke kan gjennomføres, antas det at fartøyet kun står i DP i disse periodene. Energibehovet til fartøyet i en slik periode beregnes med Formel 12. Det antas at det står i DP og venter på tilstrekkelig værvindu for å kunne gjennomføre neste vedlikehold. Grensen for værvindu bestemmes ut ifra vindhastigheten gitt fra B&H-modellen.

Det antas ut ifra informasjon fra Equinor at SOVen går inn til havn for mannskapsbytte hver andre uke. Det antas at SOVen går i transit med en hastighet på 12 knop mellom havvindparken og havn. Energibehovet til SOVen for denne operasjonen beregnes med Formel 11, der tiden SOVen bruker på å komme til havn beregnes med Formel 10. Det antas at SOVen vil ha mulighet til å lade batteriene når den står til havn fra landstrøm.

Dimensjonering av en ny helelektrisk maskineriløsning gjennomføres ved å estimere batteristørrelsen til fartøyet for å dekke et helt døgn med operasjon ute i vindparken. Dette beregnes med Formel 15. Det antas at sikkerhetsfaktoren er 10 % for å dekke et større behov ved større værpåkjenninger på fartøyet. Det antas at DoD er 60 % som betyr at energibehovet til SOVen er 60 % av størrelsen på batteriet. Dette er for å forlenge levetiden lengst mulig for batteriene. Ladetiden til hele batteriet og ladetiden til fartøyet etter et døgn med forbruk beregnes med Formel 16. Det antas ladeeffekter på 3,6 MW og 6,2 MW etter samtaler med VARD, for å belyse hvilke forskjeller dette medfører ved valg av forskjellig løsning. Vekten til batteriet beregnes med Formel 22.

8.5 Sammenligne energilagre

For å analysere og sammenligne ulike energilagringssystemer, er det gjennomført et omfattende litteraturstudie som inkluderer flere artikler og studier. Det ble også gjennomført prøver av kildene for å avdekke mulige feil og mangler fra de ulike studiene. Formålet med litteraturstudien er å evaluere og vurdere fem forskjellige energilagringsteknologier: Li-ion-batterier, superkondensatorer, svinghjul, SMES og hydrogen. Hver energilagringsteknologi blir undersøkt med fokus på deres karakteristiske egenskaper og tekniske spesifikasjoner. For å kunne sammenligne energilagrene på en systematisk måte, er resultatene og verdiene fra litteraturstudiet samlet i en tabell som gir en oversiktlig sammenligning av de tekniske egenskapene og tilhørende intervallverdier. Disse intervallverdiene vil bli benyttet videre for å sammenligne energilagrene og for å visualisere resultatene på en klar og oversiktlig måte.

8.6 Beskrivelse av case

For å undersøke hvordan prioriteringen av energibehovene påvirker energibalansen, tar oppgaven for seg to case. Det antas et tap på 3 % i overføringssystemet mellom vindturbinene og ladestasjonen for alle casene.

I **Case 1** er hovedprioriteten å dekke energibehovet til oljeplattformene fra energiproduksjonen fra vindparken. Dette betyr at all energi som produseres av vindturbinene blir levert til oljeplattformene, før overskuddet blir gjort tilgjengelig for fartøyet. Hvis det er overskuddsenergi etter at oljeplattformenes behov er dekket, vil fartøyet kunne få tilgang til denne overskuddsenergien. Resterende blir sendt til land. Dette vil gi fartøyet en viss fleksibilitet og mulighet til å lade når det er tilgjengelig overskuddsenergi, men det vil ikke være garantert at det alltid vil være tilgjengelig energi for fartøyet. For Case 1 antas det at oljeplattformene har et konstant energibehov på 116 MW.

I **Case 2** skal energibehovet til servicefartøyet prioriteres, og at all eventuelt overskuddsenergi vil bli sendt videre til oljeplattformene og fastlandet. Dette betyr at hvis det er tilstrekkelig energiproduksjon, vil fartøyet bli fulladet før energien sendes videre til de andre forbrukere. Dette vil sikre at servicefartøyet har tilgang til energi så lenge det er energiproduksjon i vindparken. Det antas at fartøyet har størst mulig energibehov ut ifra vedlikeholdsplanen de periodene der vindhastigheten er under værbegrensningene for å gjennomføre vedlikehold. I de resterende periodene der det er for mye vind og høye bølger, antas det at fartøyet står å venter på nytt værvindu og at den står i DP.

8.6.1 Energiregnskap

Energibalansen beregnes for begge casene per døgn. Energibalansen, $E_{balanse}$, beregnes ved å benytte Formel 18. Verdien indikerer om systemet går i overskudd eller underskudd med energi hvert døgn. MATLAB benyttes for å finne antall døgn med negativ energibalanse og maksimalt antall kontinuerlige døgn med negativ energibalanse for hvert år. Dette gjøres for hvert case. I Case 1, settes $E_{fartøy,tot,døgn}=0$ ved utregning av energibalansen, og i Case 2 settes $E_{plattform}=0$ ved utregning av energibalansen.

Energiregnskapet per år beregnes. Alle negative verdier fra energibalansen, som er energimangelen per døgn, summeres for hvert år. Dette antas å gi den totale akkumulerte energimangelen per år. Alle positive verdier fra energibalansen, som er energioverskuddet per døgn, summeres for hvert år og antas å gi det totale energioverskuddet per år. Overskuddsenergien som ikke forbrukes av oljeplattformene eller servicefartøyet, sendes til fastlandet. Dette gjøres for begge casene.

For å finne nødvendig effekt hver turbin i vindparken trenger å produsere for å dekke energibehovet i de forskjellige casene, benyttes Formel 19. Effektbehovet i Case 2 antas å være den maksimale ladeeffekten, som er det maksimale kraftbehovet fartøyet har fra vindparken. Ellers legges det til grunn at vindparken består av 60 vindturbiner og at tapet i overføringsnettlet er 3 %. Det gir en virkningsgrad $\eta_{tap}=0,97$. Dette benyttes til å lese av tilsvarende vindhastighet i effektkurven til referanseturbinen vist i Figur 3.

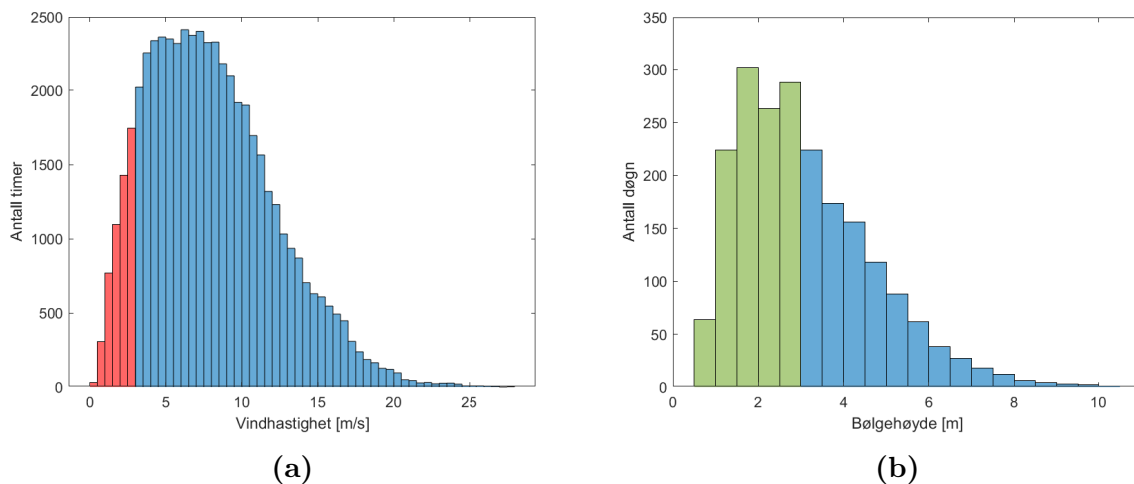
9 Resultater og diskusjon

Dette kapitlet presenterer og diskuterer resultatene fra analysen av energiproduksjon i Troll-feltet og energibehovet til servicefartøyet. Kapitlet starter med å presentere værdata som er benyttet i analysen, etterfulgt av en gjennomgang av estimert energiproduksjon for vindparken med fokus på optimal turbinavstand og areal. Deretter presenteres energibehovet til servicefartøyet for ulike operasjoner og sammenligning av ulike teknologier for energilagring.

Videre går kapitlet inn på to forskjellige case hvor energibehovet til oljeplattformene og servicefartøyet blir dekket. I disse casene blir det presentert og diskutert hvilke teknologier som vil være best egnet for å oppfylle energibehovet og hvordan dette kan påvirke energitilgjengeligheten.

9.1 Analyse av værdata

Vind- og bølgedata for Troll-feltet fra årene 2017 til og med 2022 er presentert i Figur 14a og Figur 14b. De viser fordelingen for hvilke vind- og bølgeførhold som forekommer, og hvor ofte.



Figur 14: Fordeling av antall målinger av de forskjellige vindhastighetene og bølgehøydene i tidsperioden 2017–2022. Søylene i rødt i Figur 14a er vindhastigheter målt under 3 m/s. Søylene i grønn i Figur 14b er signifikant bølgehøyde målt under 3 meter. Vindmålingene er hentet fra SeKlima [50] og bølgemålingen er hentet fra Frost [49].

Figur 14a viser at vindhastighetene som forekommer ofte er mellom 4 og 8 m/s. De røde søylene representerer vindhastighetene som er målt under 3 m/s, og vil ikke gi energiproduksjon for vindturbinene ettersom dette er "cut in" til vindturbinen.

Vindhastigheter over "cut out"-vindhastigheten på 25 m/s til vindturbinene, vil heller ikke gi energiproduksjon. Tabell 19 i Vedlegg B viser mer detaljerte verdier fra vinddataene, og gir en samlet periode på gjennomsnittlig 900 timer uten produksjon per år. Altså der vindhastigheten er målt til under 3 m/s eller over 25 m/s.

Figur 14b viser fordelingen for hvor mange døgn det er målt de forskjellige signifikante bølgehøydene. Figuren viser at bølgehøydene som forekommer ofte er mellom 1–5 meter. Søylene farget i grønn er målinger der bølgehøyden er mindre enn 3 meter, og dette er operasjonsbegrensningen for vedlikeholdsoperasjoner. I Tabell 20 i Vedlegg B er en detaljert oversikt over bølgedataene. Gjennomsnittlig antall døgn per år med bølgehøyde under 3 meter er 190 døgn per år. Dette tilsvarer over halvparten av dagene i løpet av et år. Det er derfor 190 døgn per år der det er mulig å gjennomføre vedlikeholdsoperasjoner på vindturbinene.

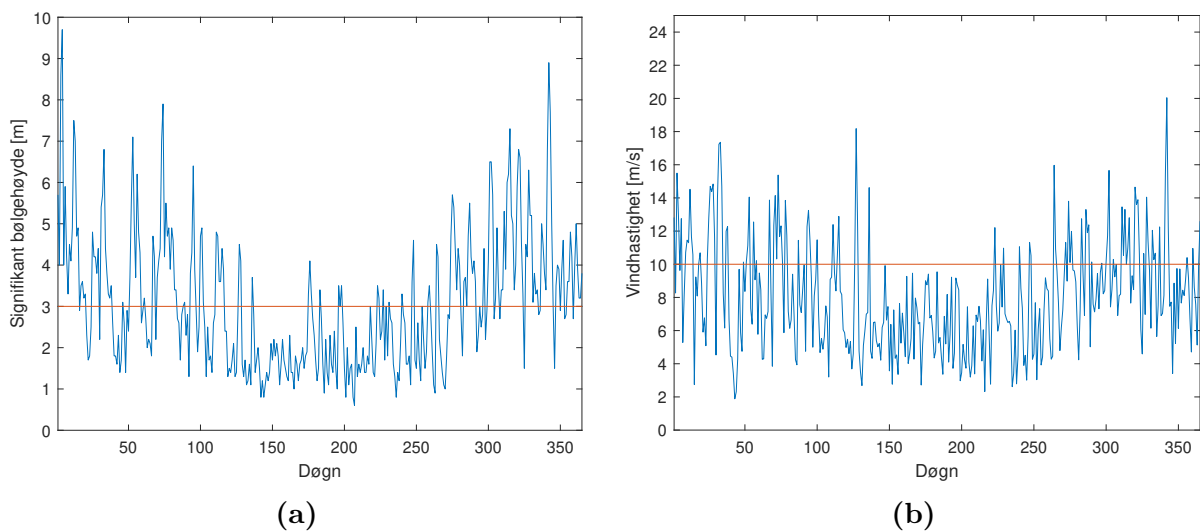
Tabell 20 i Vedlegg B viser også hvor mange døgn det er gjort målinger for hvert år. Enkelte år som 2018, 2020, 2021 og 2022, har færre enn 365 målinger, og det er derfor døgn med data som mangler. Dette fører til en usikkerhet knyttet til bølgeanalysene. I tillegg har bølgedataene en tidsoppløsning fordelt på døgn. Været, inkludert bølgene, kan endre seg iløpet av et døgn, og derfor er det ikke garantert at havforholdene vil ligge tilrette for å kunne utføre vedlikehold gjennom hele døgnet selv om Hs for døgnet er innenfor 3 meter.

På grunn av manglende bølgedata, forenkles operasjonsgrensen fra signifikant bølgehøyde til vindhastighet ved hjelp av en bølgemodell. Dette gjør det mulig å kunne analysere periodene det er mulig å gjennomføre vedlikeholdsoperasjoner på vindturbinene i vindparken. For å ta høyde for skiftende vær benyttes standarden DNV-OS-H101 som vist i Tabell 7.

Tabell 7: Oversikt over verdiene som er benyttet i bølgemodellen til Breugem og Holthuijsen og hvilke vindhastigheter det gir, med og uten hensyn til standarden DNV-OS-H101 [57]. Standarden er benyttet på rad 3 og 4 med α -verdier.

OP_{LIM} [m]	α [-]	OP_{WF} [m]	Fetch [nm]	Fetch [km]	Vindhastighet [knop]	Vindhastighet [m/s]
3,0	-	3,0	110	200	25,0	12,8
3,0	-	3,0	240	450	22,5	11,5
3,0	0,775	2,3	110	200	20,0	10,2
3,0	0,775	2,3	240	450	18,8	9,6

Vindhastighetene beregnet ved bruk av DNV-OS-H101 er tilnærmet lik 10 m/s og benyttes videre. Ved bruk av bølgemodellen for fullutviklet sjø gir en Hs på 3 meter en vindhastighet på 11 m/s. Operasjonsgrensen som signifikant bølgehøyde og tilhørende vindhastighet er sammenlignet i Figur 15.



Figur 15: Signifikant bølgehøyde, i Figur 15a, og vindhastighet, i Figur 15b, for hver dag i 2017. Operasjonsgrensen er markert med rød linje ved bølgehøyde 3 meter, og tilhørende vindhastighet på 10 m/s som er funnet ved bruk av bølgemodellen til Breugem og Holthuijsen.

Bølgemodellen for fullutviklet sjø gir en vindhastighet på 11 m/s. Dette viser at avlesningene fra valgt bølgemodell gitt i Tabell 7 uten bruk av α , er tilnærmet lik fullutviklet sjø. Årsaken til dette kan være plasseringen til Trollvind i forhold til Storbritannia og resten av Europa. I tillegg er det ikke sett på hvilke bølgeforhold som fås dersom vindretningen kommer fra fastlands-Norge, men ut ifra Figur 6 i Kapittel 4.2, vil lavere fetch-soner gi høyere vindhastighet.

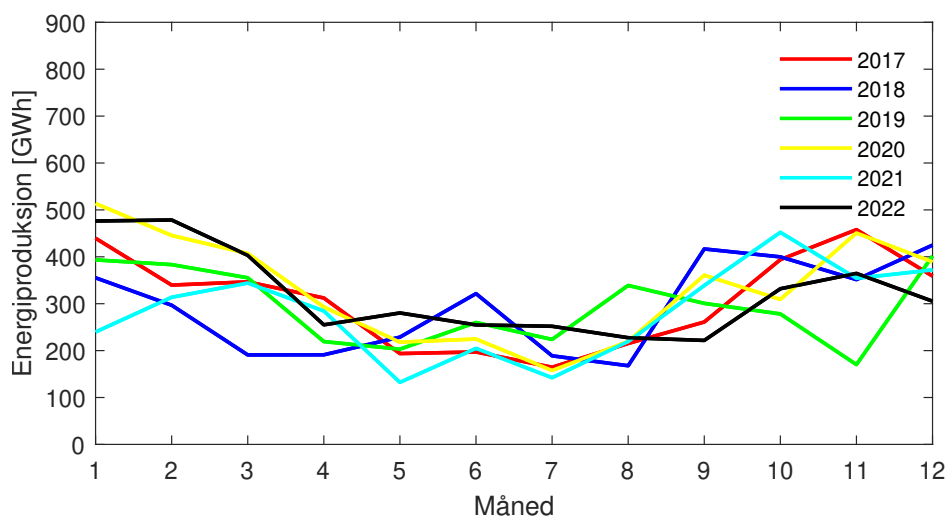
Ved å sammenligne Figur 15a og Figur 15b vises det at en større andel av målingene for vindhastighetene er under operasjonsgrensen enn målingene for bølgehøyde. Grafene følger derimot samme mønster som viser at det er en korrelasjon mellom signifikant bølgehøyde og vindhastighet. På døgn nummer 200 i grafen for bølgehøyde, er H_s målt over operasjonsgrensen på 3 meter. I grafen for vindhastighet er vindhastigheten målt under operasjonsgrensen på 10 m/s for samme døgn. Dette viser usikkerheten ved bruk av en bølgemodell for å forenkle en operasjonsgrense fra signifikant bølgehøyde til vindhastighet. Årsaken til disse usikkerhetene kan være at det tar tid for vinden å utvikle bølger, som nevnt i Kapittel 4.2. Det kan også være andre påvirkninger i havet som forbigående fartøy, da målingene er gjort på oljeplattformer. Vindhastigheten er gjennomsnittet for døgnet, og en høyere vindhastighet tidligere på døgnet vil kunne utvikle større bølger som varer utover dagen selv om vindhastigheten avtar.

9.2 Energiproduksjon i Troll-feltet

Tilgjengelig informasjon om planene for Trollvind er presentert som "oppgitte verdier" i Tabell 8, men etter samtaler med Equinor har denne informasjonen blitt endret og er presentert som "reviderte verdier". De reviderte verdiene for antall turbiner er brukt i videre beregninger.

Tabell 8: Oppgitte data for Trollvind og beregnede verdier basert på historiske værdata og samtaler med Equinor.

Havvindparken	Verdi	Enhet
Referanseturbin	15	MW
Oppgitt kapasitet	1	GW
Oppgitt forventet energiproduksjon	4,3	TWh/år
Antall turbiner ut ifra oppgitt kapasitet	67	-
Revidert antall turbiner	60	-
Revidert kapasitet	0,9	GW
Beregnet forventet energiproduksjon	3,7	TWh/år



Figur 16: Estimert energiproduksjonen til Trollvind hver måned basert på historisk data fra årene 2017–2022.

Tabell 8 viser at Equinor har oppgitt at Trollvind skal ha en total kapasitet på 1 GW og en årlig energiproduksjon på 4,3 TWh. Ved bruk av 15 MW referanseturbin, tilsvarer det en vindpark med 67 vindturbiner. Dette ble justert til 60 vindturbiner, og det medfører en installert kapasitet på 0,9 GW. Estimert gjennomsnittlig energiproduksjon for Trollvind med disse dataene og basert på historiske vinddata fra de siste seks årene, er 3,7 TWh. Dette gir en reduksjon med 0,6 TWh per år i energiproduksjon for vindparken. Forventet energiproduksjon kan reduseres ytterligere dersom det blir valgt vindturbiner på 14 MW som Siemens tilbyr som vist i Tabell 1 i Kapittel 3.1. I tillegg er

det ikke tatt hensyn til nedetid hos vindturbinene ved vedlikehold og feil, som vil ytterligere kunne redusere årlig energiproduksjon.

Figur 16 gir en oversikt over estimert månedlig energiproduksjon for hvert år, basert på historiske vinddata. Det er en tydelig sesongvariasjon der det er mindre energiproduksjon på sommerhalvåret, fra april som måned 4 til august som måned 8. Dette stemmer overens med forventningene fra Kapittel 4.1.

Grafen for 2018 i Figur 16 har en lavere energiproduksjon i mars og april, som tilsvarer måned 3 og 4, sammenlignet med de andre årene. I juni, måned 6 er det derimot høyere energiproduksjon sammenlignet med de andre årene. 2018 er derfor et år der vindforholdene avviker fra trendene til de andre fem årene som er analysert. Dette viser viktigheten av å analysere historiske vinddata fra flere år for å kunne estimere en representativ forventet energiproduksjon.

Grafen for 2019 i Figur 16 følger også trenden til resten av årene, men i november, tilsvarende måned 11, har den en lavere energiproduksjon sammenlignet med de andre årene. Ved å se på verdiene i Tabell 19 i Vedlegg B, er gjennomsnittsvinden for 2019 lavere enn gjennomsnittet for hele perioden på seks år. Antall timer med vindhastighet under 3 m/s er derimot lavere enn gjennomsnittet for hele perioden. Antall timer med maksimal produksjon, som tilsvarer vindhastighetene mellom 11–25 m/s, er under gjennomsnittet for hele perioden. Dette kan tyde på at det ikke er feil med vinddataen der den har målt null vind, men heller at 2019 var et år der det generelt sett blåste jevnt og lavere vindhastigheter. Altså at det var flere timer enn de andre årene med vindhastighet mellom 3–11 m/s.

Den gjennomsnittlige estimerte årlige energiproduksjonen til Troll-feltet er 3,7 TWh. I Tabell 21 i Vedlegg C, er det fremstilt beregninger av alle årenes energiproduksjon, kapasitetsfaktor og brukstid basert på de historiske vinddataene. Den høyeste estimerte energiproduksjonen er 4,0 TWh i 2020, og den laveste er 3,4 TWh i 2021. Dette er relativt likt og det er liten differanse mellom de analyserte årene. Den gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren er beregnet til 46,5 %, som er høyere enn normalen som er oppgitt til mellom 25–40 % i Kapittel 3.3. Den gjennomsnittlige brukstiden er beregnet til 4 074 timer. Etersom brukstiden beregnes basert på kapasitetsfaktoren, gir denne også en høy verdi. Det er heller ikke tatt hensyn til nedetid for disse beregningene, og det vil kunne påvirke den faktiske kapasitetsfaktoren og brukstiden. Uansett vil Trollvind kunne ha en bra kapasitetsfaktor og brukstid som kommer av gode vindforhold, og derfor kan Troll-feltet framstå som en ideell plassering for en havvindpark.

Vinddataene som ligger til grunn for estimeringen av energiproduksjonen til vindparken, er målt på oljeplattformene Troll A, Troll B og Troll C. Målepunktet for Troll A og Troll C er oppgitt til henholdsvis 128 og 117 moh., men målepunktet fra Troll B er oppgitt til 0 moh. Fra Figur 28 i Vedlegg A har referanseturbinen en navhøyde på 150 meter. Det er usikkert om fundamentet til vindturbinen vil påvirke denne høyden ytterligere. Vindhastigheten vil kunne være høyere på 150 moh. enn ved havoverflaten

der det er friksjon mellom vinden og bølgene. Dette fører til en usikkerhet i estimeringene av energiproduksjon, men vil kunne føre til bedre energiproduksjon med vindmålinger i tilsvarende høyde.

I Figur 29 i Vedlegg A står det at referanseturbinen, i følge IEA, er forventet å kunne ha en årlig energiproduksjon på 77,4 GWh per år, noe som tilsvarer 4,64 TWh for hele vindparken på 60 turbiner. Dette er høyere enn for alle årene der det er estimert energiproduksjon basert på historiske vinddata. Grunnen til dette er at IEA oppgir maksimal forventet energiproduksjon med ideelle værforhold. Dette viser viktigheten av å analysere historiske vinddata for tiltenkt plassering.

Tabell 9 viser maksimal lengde og gjennomsnittlig lengde på kontinuerlig perioder der vindhastigheten er målt under 3 m/s, som tilsier at det ikke er energiproduksjon i disse periodene. I tillegg er det summert antall produksjonsfrie døgn per år der alle timene i døgnet har målt vindhastighet under 3 m/s. Dette trenger ikke være sammenhengende døgn.

Ut ifra data fra de siste seks årene i Tabell 9, har det maksimalt vært 48 timer sammenhengende der det ikke ville vært energiproduksjon fra vindturbiner på Troll-feltet. Dette gjelder 2021, men i 2017 og 2019 var det 32 timer sammenhengende timer uten mulighet for energiproduksjon på det meste. Dette gir et gjennomsnitt over hele tidsperioden på 38 timer. Når det først er målt timer med vindhastighet under 3 m/s, er gjennomsnittlig lengde på sekvensen 5,6 timer. Totalt sett er det gjennomsnittlig fire døgn per år der det ikke er mulighet for energiproduksjon fra vind. Det medfører at servicefartøyet må ta høyde for disse periodene uten mulighet for energitilførsel fra vind ved dimensjonering av fremdriftsløsning.

Tabell 9: Kontinuerlige perioder med vindhastigheter under 3 m/s for Troll-feltet. Antall døgn er basert på kontinuerlige sekvenser på 24 timer.

År	Kontinuerlig perioder uten produksjon [h]		Antall døgn uten produksjon [døgn/år]
	Maksimal lengde	Gjennomsnittlig lengde	
2017	32	5,2	1
2018	38	5,5	5
2019	32	5,2	2
2020	45	6,0	3
2021	48	6,1	7
2022	35	5,6	4
Gjennomsnitt	38	5,6	4

9.3 Optimal turbinavstand og areal for Troll-feltet

Ettersom det generelt er et aerodynamisk tap i forhold til turbinplassering, har det blitt besluttet å ta hensyn til dette ved å velge en optimal avstand på 10 ganger rotordiameteren (10D) mellom turbinene. Det er viktig å bemerke at det aerodynamiske tapet forbundet med en avstand på 10D ikke er inkludert i beregningene for energiproduksjon i denne oppgaven. Estimering av dette tapet krever omfattende beregninger og modelleringer som faller utenfor oppgavens fokusområde.

Turbinavstanden kan likevel benyttes til å beregne størrelsen på vindparken, som er en viktig faktor for å avgjøre energibehovet til servicefartøyet. Med en rotordiameter på 240 meter og en avstandsfaktor på 10D, tilsvarer avstanden mellom vindturbinene 2 400 meter. Med 60 turbiner vil dette utgjøre et areal på 345 km². Den lengste avstanden i vindparken vil være den diagonale avstanden som er 30 km med en avstandsfaktor på 10D. Valget av avstandsfaktoren har konsekvenser for de operasjonelle utfordringene knyttet til drift og vedlikehold. Som beskrevet i Tabell 10, vil en større avstandsfaktor føre til at servicefartøyet må dekke et større område for å betjene vindparken, som vil kreve mer energi og ressurser til drift og vedlikehold.

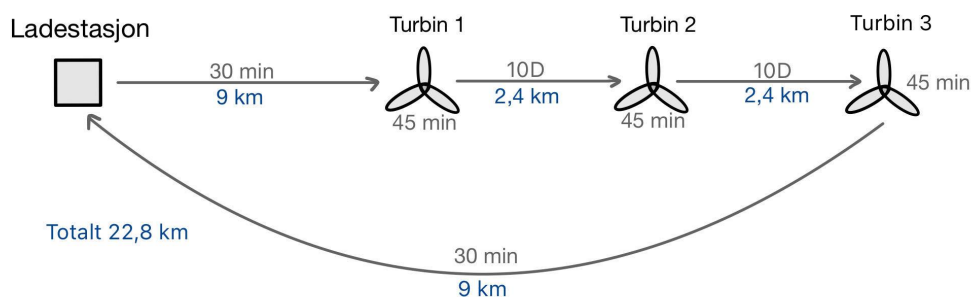
Generelt vil en kortere avstandsfaktor føre til økt aerodynamisk tap og dermed redusert energiproduksjon. Samtidig vil en kortere avstandsfaktor føre til lavere energiforbruk knyttet til drift og vedlikehold fra servicefartøy. Imidlertid anses det som lite samfunnsøkonomisk å bygge en vindpark kun for å optimalisere drift av servicefartøy.

Tabell 10: Relative avstander i henhold til økonomisk effektiv avstand og optimal avstand.

Avstandsfaktor	D [m]	Avstand [m]	L [km]	B [km]	Areal [km ²]	Diagonal [km]
5	240	1200	12	7,2	86,4	14,0
10	240	2400	24	14,4	345,6	28,0
15	240	3600	36	21,6	777,6	42,0

9.4 Energibehovet til servicefartøyet

Vedlikeholdsoperasjonen energibehovet til servicefartøyet er beregnet ut fra, tar utgangspunkt i arbeidsskift for teknikerene på 12 timer og gjennomføring av vedlikehold på tre vindturbiner samtidig, som vist i Figur 17. Det gir to runder med utskifting av personell på vindturbinene i døgnet, og resterende tid blir brukt i DP og servicefartøyet er tilgjengelig for lading. Beregningene er basert på lengst mulig avstand fra ladestasjonen til vindturbinene og lengst tidsbruk i DP ved hver turbin som er oppgitt til 45 minutter. Dette gir det største energibehovet som kan oppstå ved normalt vedlikehold.



Figur 17: Illustrasjon av servicefartøyets drift ved utplassering av personell på vindturbiner.

Av sikkerhetsmessige årsaker har servicefartøyet en avstandsgrense på 30 minutter fra vindturbiner med utplasserte teknikere. Det er for å sikre at servicefartøyet vil kunne bistå innen 30 minutter dersom en nødssituasjon skulle oppstå under vedlikeholdsarbeid. For å kunne opprettholde denne sikkerhetsavstanden må det være flere ladestasjoner i vindparken slik at servicefartøyet har mulighet til å lade mellom utplassering og i påvente av personell (standby). Her er det kun sett på tiden det tar i transit på 10 knop fra ladestasjonen til vindturbinen. Det vil derimot ta tid å koble servicefartøyet til og fra ladepunktet, og denne tiden må det også tas hensyn til. Dette vil avhenge av type teknologi som benyttes.

Valg og design av ladeløsninger og ladeteknologi er ikke et fokusområde for denne oppgaven og er derfor ikke tatt med i betraktningen. Det antas at servicefartøyet kan lade uavhengig av forholdene. Valget av ladeteknologi vil ha betydning for de operasjonelle forholdene ved drift og vedlikehold, da det kan sette begrensninger for når servicefartøyet kan lade batteriene. Dette vil spesielt bli påvirket av eksterne faktorer som vær- og bølgeførhold. I tillegg vil det ha stor betydning om servicefartøyet må stå i DP under lading, som antatt i denne oppgaven, eller om det kan være forføyd. Dersom servicefartøyet kan være forføyd under lading, vil energibehovet kunne reduseres. I prosjektet "Ocean Charger" vil valg av ladeteknologi være sentralt for å sikre en stabil drift og effektivt vedlikehold av vindparken.

Ved optimale forhold, ved vindhastigheter rett over 3 m/s og Hs under 3 meter, vil vedlikeholdet kunne effektiviseres ytterligere ved å ta flere turbiner samtidig ut fra beregningene. Etersom servicefartøyet bruker mindre tid for å legge til per turbin ved lavere Hs, og det samtidig er energiproduksjon fra vinturbinene, vil servicefartøyet ha mulighet for å lade oftere eller lengre da energitilførsel ikke vil være et problem. Det er derimot viktig å ta hensyn til sikkerhetsrisiko i slike operasjoner, og det er derfor ikke sikkert det er hensiktsmessig å effektivisere vedlikeholdsoperasjonen dersom det går på bekostning av sikkerheten. En løsning på dette kan være å ha et mindre fartøy som en CTV tilgjengelig, som ved nødssituasjoner kan hente personell på turbinene. Dette kan derimot være en dyr investering dersom det ikke er behov for en CTV ellers i vedlikeholdsarbeidet.

Tabell 11: Energibehovet til servicefartøyet for et døgn med gjennomføring av vedlikeholdsoperasjon på 3 turbiner, der hvert arbeidsskift varer i 12 timer, og energibehovet for DP og transit ut til vindparken. Transit ved utplassering av personell er i 10 knop og fra havn til vindpark er i 12 knop.

Operasjon	Modus	Tid [h]	Energibehov [kWh]
Utplassering av personell	Transit og DP	3,7	3 610
Vente på personell (standby)	DP	8,3	5 355
Et arbeidsskift med vedlikehold	Transit og DP	12	8 965
Totalt vedlikehold	Transit og DP	24	17 930
Vente på værvindu (standby)	DP	24	15 484
Transit ut til vindpark	Transit	5,4	13 246

Tabell 12: Nødvendig størrelse og vekt på batteripakkene til servicefartøyet for å dekke et døgn med vedlikehold med hensyn til sikkerhetsfaktor og levetidsvennlig DoD.

Batteri	Sikkerhetsfaktor [%]	DoD [%]	Størrelse [kWh]	Antall moduler	Vekt [kg]
Corvus Orca Energy	10	60	33 200	5 930	418 600
Corvus Blue Whale	10	60	33 200	772	293 020

Tabell 13: Estimert ladetid for 100 % oppladet batteri og energibehovet per døgn som tilsvarer 56 %, med forskjellige ladeeffekter.

Energimengde [kWh]	Andel av batteriet [%]	Ladeeffekt [kW]	Oppladningstid [h]
32 200	100	3 600	8,9
32 200	100	6 200	5,2
17 930	56	3 600	5,0
17 930	56	6 200	2,9

Tabell 11 viser at servicefartøyet har et beregnet energibehov på 17 930 kWh per døgn, tilnærmet 18 000 kWh, basert på vedlikeholdsoperasjon illustrert i Figur 17. Dersom servicefartøyet må stå i DP i påvente av et værvindu for å utføre vedlikehold, er energibehovet beregnet til 15 484 kWh per døgn. Transit fra havn og ut til vindparken tar utgangspunkt i 12 knop og har en beregnet fartstid på 5,4 timer. Servicefartøyet har da et energibehov på 13 246 kWh. Derfor vil batteriet dimensjonert etter vedlikeholdsbehovet, være dekkende også for periodene der servicefartøyet må vente på mindre bølger eller når den går mellom havn og vindparken. Det er derimot ikke mye energi igjen på batteriet når servicefartøyet har kommet ut til vindparken, men med forventet energiforbruk, er det tilstrekkelig med energi til å utplassere personell før

servicefartøyet må lade. Dersom servicefartøyet bruker mer energi på vei ut til vindparken på grunn av høye bølger eller høyere hastighet, må det vurderes om det er behov for å lade før personell utplasseres på vindturbinene.

Den totale batteristørrelsen for servicefartøyet er beregnet til 33 200 kWh som vist i Tabell 12. Dette er basert på et døgn med vedlikeholdsoperasjoner i vindparken, sikkerhetsfaktoren på 10 % og en DoD på 60 %. Altså at batteriet ikke utlades lavere enn 20 % og ikke lades opp til over 80 % for å ivareta sykluslevetiden. Ved å sammenligne den foreslåtte batteristørrelsen med den VARD har forespeilet, er det to tilsvarende like størrelser [37]. Det kan derfor sees på som en realistisk batteristørrelse. Ved å benytte batteritypen Corvus Orca Energy gir det en total vekt på 418,6 tonn og ved å benytte Corvus Blue Whale gir det en total vekt på 293 tonn. Batteripakker i denne størrelsesorden vil kreve stor plass for batterirom i servicefartøyet, og vekten vil kunne påvirke stabiliteten og dypgangen som videre vil øke energiforbruket. Det kan derfor være behov for å bygge et nytt fartøy som dimensjoneres med hensikt om å gå på batterier i stede for å bygge om et eksisterende fartøy.

I Tabell 13 kommer det fram at dersom hele batteripakken skal lades opp fra 0–100 %, vil det ta 8,9 timer med en ladeeffekt på 3 600 kW og 5,2 timer med en ladeeffekt på 6 200 kW. Ved å se på nødvendig ladetid for andelen av batteriet som forventes å bli brukt hvert døgn, vil det ta 5 timer med en ladeeffekt på 3 600 kW. Ved å øke ladeeffekten til 6 200 kW vil ladetiden reduseres til 2,9 timer. Ladeeffekten er derfor vesentlig for ladetiden, og ved å ha høy ladeeffekt tilgjengelig, kan servicefartøyet lade raskere de døgnene der det er begrenset med antall timer med energiproduksjon, og lade langsomt de døgnene med kontinuerlig energiproduksjon. Dette gir mer frihet til planlegging av vedlikeholdsoperasjonene. Lading ved lavere effekt vil også være mer skånsomt for batteriene og påvirke levetiden positivt.

Ladetiden er beregnet ut ifra en lineær modell med en antakelse om at batteriene lader på maksimal ladeeffekt gjennom hele ladetiden. I virkeligheten vil ladeeffekten kunne variere, og derfor vil ladetiden være lengre. Nøyaktige beregninger på ladetid kan oppnås ved å analysere ladeteknologien og batteriene, eller ved å legge til en faktor for å ta hensyn til variasjon i ladeeffekten.

Utrekningene for servicefartøyet er basert på innhentet data fra VARD og informasjon om tiltenkt vedlikeholdsoperasjoner fra Equinor. Dette gir forenklet data og en forenklet utregning av energibehovet. Ved å se nærmere på effektbehovet til servicefartøyet i forskjellige værforhold, vil gjøre beregningene mer presis. I tillegg er effektbehovet til servicefartøyet basert på bruk av dieselmotorer, og ved å bytte til batterier, vil servicefartøyet bli tyngre. Dette kan påvirke effektbehovet både i DP og i transit. Det er også vanlig at dieseldrevne fartøy utnytter varmen fra eksosen fra motoren til oppvarming, og ved å gå over til batteridrift vil det bli behov for å varme opp inneområdene elektrisk eller på en annen måte [37]. Alle disse konsekvensene med å endre fra diesel-motorer til batterier vil øke energibehovet til servicefartøyet. Disse usikkerhetene er løst med å legge til en sikkerhetsfaktor på 10 % i dimensjoneringen av

batteristørrelsen til servicefartøyet som vist i Tabell 12.

Dimensjoneringen av batteriene til servicefartøyet er basert på en lading per døgn. Dersom servicefartøyet lader flere ganger i døgnet, vil størrelsen på batteripakkene kunne halveres. Dette vil føre til bedre plassutnyttelse i servicefartøyet og redusere deplasementet, som er skipets totale vekt. Ved å redusere batteriene, reduseres også den totale kostnaden til servicefartøyet. Utfordringen med å halvere batteristørrelsen, er at det ikke dekker energibehovet servicefartøyet har for å gå fra havn og ut til vindparken. Da må 100 % av energien i batteriene benyttes, som vil påvirke levetiden. Et alternativ er å ha en hybrid maskineriløsning ombord slik at servicefartøyet går på diesel eller annet alternativ drivstoff, og elektrisitet fra batteriene i transit ut til vindparken. Deretter kan den gå på elektrisitet fra batteriene når den er ute i vindparken og utfører vedlikehold.

I tillegg blir det en utfordring for servicefartøyet å dekke energibehovet for et helt døgn, og ut ifra analysene av vinddata i Tabell 9, er det gjennomsnittlig fire døgn i året der det ikke er energiproduksjon fra vindparken. Disse periodene kan muligens dekkes av nødgeneratorer. Det er i utgangspunktet ønskelig å utføre vedlikehold på vindturbinene de tidspunktene det er minst vind og lavest bølgehøyder. For at servicefartøyet skal kunne gå på elektrisk drift i alle fasene av vedlikeholdsoperasjoner, må det derfor tas hensyn til energibehovet servicefartøyet har fra havn til vindparken og per døgn ved vedlikehold, som et minimum ved dimensjonering av batteriene.

VARD har informert om at det vil være installert nødgeneratorer ombord i servicefartøyet selv om den skal kunne gå på batteridrift. Normalt sett vil nødgeneratorer gå på diesel, men for å ha et null-utslippsfartøy kan alternative drivstoff utforskes. Metanol og ammoniakk kan være et alternativ, ettersom det allerede benyttes i industri og har tilgjengelige maskineriløsninger på markedet for maritimt bruk [37]. Utfordringen er prisen for drivstoffet og maskineriløsningen, men dersom nødgeneratorene ikke skal gå mange timer i løpet av ett år og kun benyttes i nødsituasjoner, kan det være et godt alternativ som ikke blir så kostbart. Det er viktig å utforske hvor stor plass maskineriløsningen tar og hvilke sikkerhetskrav som kreves ved bytte av drivstoff.

9.5 Sammenligning av energilager

Etter å ha gjennomført bakgrunnsstudien i forbindelse med denne oppgaven og analysert ulike energilager, er det kun et begrenset antall energilagere som kan vise til studier og forskning for maritime applikasjoner; batterier og energilagere basert på brenselcelleteknologi. Det er ikke funnet forskning eller studier som undersøker bruk av SMES, svinghjul eller superkondensatorer for maritime applikasjoner. Videre er det ikke funnet studier eller forskning på energilagere for faste installasjoner til havs, men det antas at energilagere som fungerer om bord på fartøy også er egnet på faste offshore installasjoner.

Energistasjonen skal ha som formål å levere tilstrekkelig energi til servicefartøyet. Energien må kunne leveres raskt, sikkert og med minst mulig tap i energikjeden. For å imøtekomme operasjonelle sikkerhetskrav og basert på vindparkens størrelse fra Tabell 10, vil det være behov for flere energistasjoner i vindparken, slik at servicefartøyet har mulighet til å lade ved behov. Gjennom analysen av historiske vindforhold i Tabell 9 er det blitt påvist at det er få dager hvor det ikke er tilfredsstillende energiproduksjon fra vindparken på grunn av lite vind.

For å kunne ta stilling til hvilke energibærere som er best egnet til å støtte energiproduksjonen offshore og servicefartøyet, må det tas stilling til hvilke kriterier som skal være førende for valget. Sees det isolert sett på de tekniske egenskapene til de forskjellige energilagrene i Tabell 14 er alle gode. Så det som blir førende er hvordan de ulike egenskapene ønskes å vektas opp mot hverandre, og hvilke egenskaper som er viktigst iforhold til prosjektet og kriteriene.

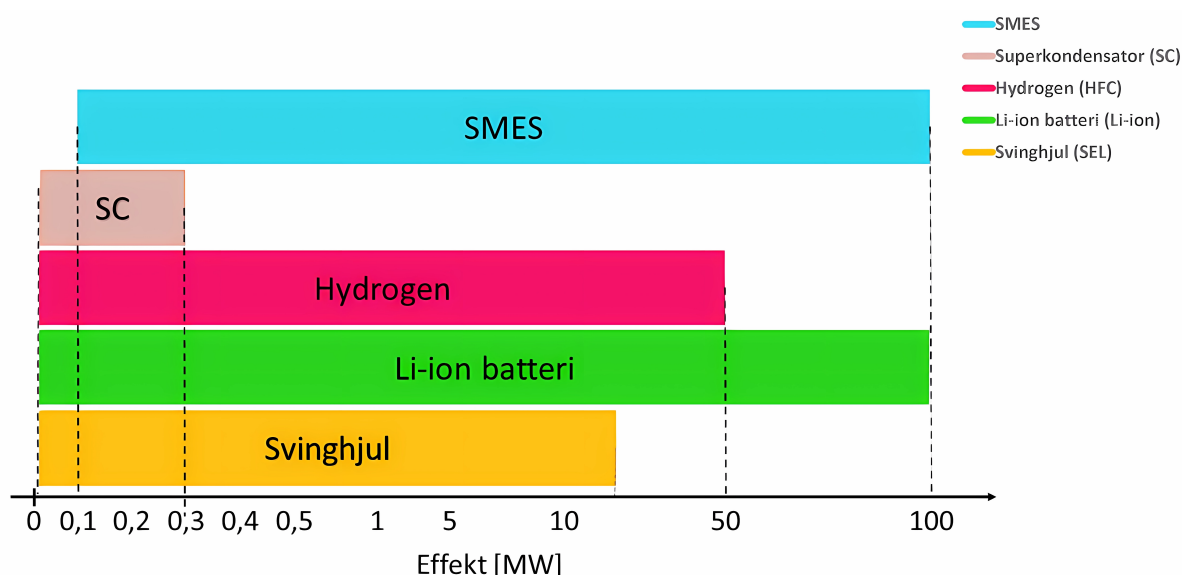
Det er viktig å påpeke at de ulike kildene som er benyttet i denne fremstillingen har datert informasjon, fra 2009 og frem til 2019. Det er også benyttet kilder fra 2023 for batterileverandørene i Tabell 5 og svinghjul fra Spinning Energy. Gjennom prøvene tatt i litteraturstudiene ble det identifisert feil og mangler der verdier i teori ikke samsvarte med resultatene i samme studie. Årsaker til dette kan være utdatert informasjon eller dårlig kildehenvisning i studiene. Dette kan føre til unøyaktigheter i intervallverdiene i denne oppgaven.

Det at studiene kun er oppdatert til 2019 kan gjøre det utfordrende å sammenligne de ulike egenskapene, da teknologien kan ha utviklet seg siden den tid. Det bør også bemerkes at svinghjulets virkningsgrad er svært avhengig av teknologien som benyttes og tiltenkt bruksområde, og at svinghjul generelt lider av høy grad av selvutlading. Imidlertid, fra Kapittel 7.2, har Spinning Energy, et norsk selskap, informert om at deres svinghjul kan lagre energi over lengre perioder med en selvutlading på kun 1 % per dag. Da denne informasjonen ikke inngår direkte i litteraturstudiet er den likevell tatt med i betraktning. Det er også viktig å merke seg at den maksimale effekten Li-ion og svinghjul er oppført med i Tabell 14, ikke gjelder enkelte enheter, men større modulbaserte løsninger.

Tabell 14: Oppsummering av tekniske egenskaper til de ulike energilagrene hentet fra Tabell 22–26 i Vedlegg D [58, 63, 64, 65, 67, 71].

Tekniske egenskaper	SMES	Superkondensator	Hydrogen Fuel Cell	Li-ionbatteri	Svinghjul
Effekt [MW]	0,1–100	0,05–0,3	0–50	0,015–100	0,01 – 20
Gravimetrisk energitetthet [Wh/kg]	0,5–75	0,05–15	600–1 200	75–230	5–200
Volumetrisk energitetthet [Wh/L]	0,2–2 000	10–5 000	500–3 000	200–500	20–250
Virkningsgrad [%]	75–>97	65–98	20–50	65–<100	80–98
Selvtlading [%/dag]	10–15	5–40	0	0,1–5	100
Utladningstid	ms-s	ms -h	s-h	min-h	s-min
Sykluslevetid [antall]	10 000->100 000	20 000->100 000	1 000–20 000	1 000->10 000	20 000–100 000
Pris [\$/kW]	200–350	100–300	400->10 000	1 200–4 000	100–350
Pris [\$/kWh]	1 000–10 000	300–20 000	2–15	400–2 500	400–5 000
Utviklingsløp	Tidlig demonstrasjon	Utvikling	Demonstrasjon	Tilgjengelig på markedet	Tilgjengelig på markedet

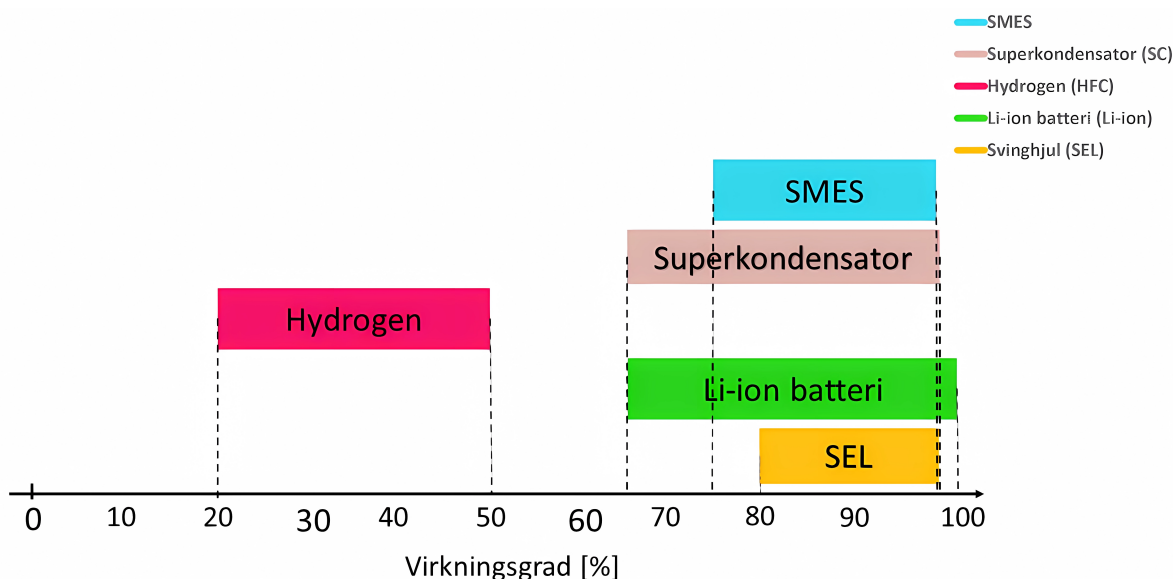
Ved å vekte viktigheten av forskjellige egenskaper kan det alternativet som gir best resultat finnes. Effekt er energi per tidsenhet og er avgjørende når det skal sette opp applikasjoner med hensikt å overføre energi. Ut fra effekt som kriterier for applikasjonen, er det to energilagere som skiller seg klart ut i Tabell 14; Li-ion og SMES er de energilagrene som merker seg med høyest effekt, tett etterfulgt av hydrogen slik som det er vist i Figur 18. Konfigurasjonen av energilageret spiller en viktig rolle i å maksimere den tilgjengelige elektriske effekten. En riktig utforming av celleoppsett, tilkoblingsmetoder og kjølesystemer kan bidra til å redusere strømtap og varmeutvikling, som begge kan påvirke den totale effekten til systemet.



Figur 18: Direkte sammenligning av effekt for de ulike energilagrene og deres respektive intervallverdier, utarbeidet fra Tabell 14.

Det som er viktig å merke seg, som ikke kommer fram i litteraturstudiet eller i Tabell 14, er at svinghjul og Li-ion har muligheten til å bli levert som modulbaserte løsninger. Det betyr at høyere effekt oppnås ved å legge til flere moduler, og har teoretisk sett ingen begrensninger. Dette skaper en uriktig framstilling av effektbegrensningene til modulbaserte løsninger i Figur 18.

Virkningsgraden spiller en avgjørende rolle for effektiviteten til energilagerene. Den indikerer hvor mye av den lagrede energien som går tapt, og dermed er den av stor betydning i energiberegninger. Ved å vurdere virkningsgraden kan en få et enkelt mål på hvor effektivt energien utnyttes. Virkningsgraden til energilagrene i Tabell 14 viser at alle energilagrene har en høy virkningsgrad og det skiller bare med 3 % i topp, som resulterer i minimalt energitap under bruk. Dette kan også observeres i Figur 19, der hydrogen tydelig skiller seg ut med en lavere virkningsgrad sammenlignet med de andre energilagrene. Det medfører at hydrogen taper mellom 50 % til 80 % av energien som inngår i utnyttelsen. Virkningsgraden er ikke konstant og kan påvirkes av en rekke faktorer, som eksempelvis temperatur, motstand og design. Det er derfor viktig at energilageret oppbevares under optimale driftsforhold for å oppnå best mulig virkningsgrad.

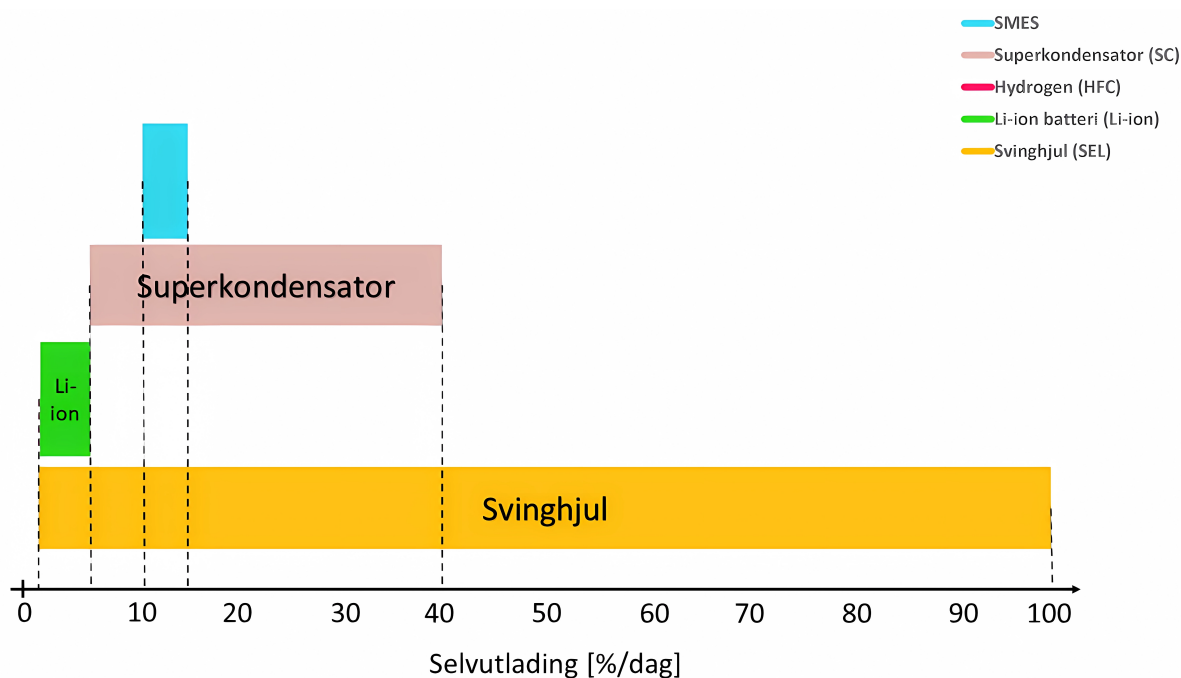


Figur 19: Direkte sammenligning av virkningsgrad for de ulike energilagrene og deres respektive intervallverdier, utarbeidet fra Tabell 14.

Selvtlading er en kritisk faktor for et system som skal kunne levere energi over et lengre tidsrom hvor det ikke er produksjon av strøm. Dette kan medføre at energilageret ikke har tilstrekkelig energi tilgjengelig når et eventuelt servicefartøy skal lade. Ulempen med dette er at det kan gå på bekostning av driftstiden og driftssikkerheten, eller at servicefartøyet er nødt til å lade tidligere for å sikre at det er tilstrekkelig med energi. Det er derfor viktig med en så lav selvtlading som mulig.

Fra Tabell 14 er det store variasjoner i tallgrunlaget for selvutlading for de ulike energilagrene. For svinghjul varierer det fra 1 % til 100 %, og dette store spennet skyldes at det er tatt utgangspunkt i forskjellige teknologier, bruksområder og formål. Et annet energilager med høy selvutlading er superkondensator som varierer mellom 5 % til 40 %. I verste fall ved bruk av svinghjul og superkondensator vil det ikke være nok energi tilgjengelig når det er behov for det. Dette gjelder spesielt i perioder der det blåser lite og forholdene for service er optimale.

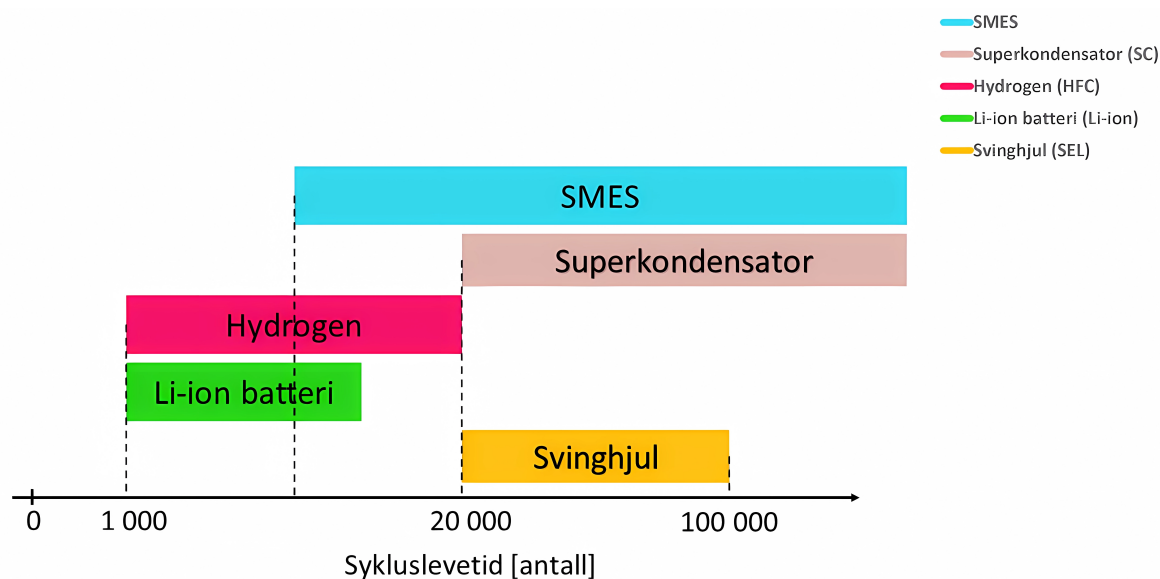
I Figur 20 er det ulike energilagrene og deres respektive selvutladningstap illustrert, her vises det at Li-ion har det klart laveste selvutladningstap etter hydrogen som praktisk sett ikke har tap forbundet med selvutlading. Fra litteraturstudiet har SMES hatt en uendret selvutlading mellom 10 % til 15 % de siste 10 årene, og ansees som et interessant funn. SMES ansees å være i en tidlig demonstrasjonsfase og det uendrede selvutladningstapet kan derfor være gjeldende i nær framtid.



Figur 20: Direkte sammenligning av selvutladingstap for de ulike energilagrene og deres respektive intervallverdier, utarbeidet fra Tabell 14. Hydrogen er ikke med i figurden da hydrogen har tilnærmet 0 % selvutlading.

Sykluslevetid refererer til antall lade- og utladningssykluser et energilager kan gjennomgå før det opplever en betydelig nedgang i kapasitet eller ytelse. Dette er spesielt relevant for energilagringsteknologier hvor sykluslevetiden kan være begrenset. En høy sykluslevetid er ønskelig da det betyr at energilageret kan brukes over lang tid uten behov for hyppig utskifting eller vedlikehold. Li-ion har vist seg å ha relativt lang sykluslevetid, vanligvis flere tusen sykluser før kapasiteten reduseres av betydning. På den andre siden kan noen energilagringssystemer, som svinghjul og SMES, ha betydelig

lengre sykluslevetid med potensial for over hundretusen sykluser, slik det er framstilt i Figur 21.



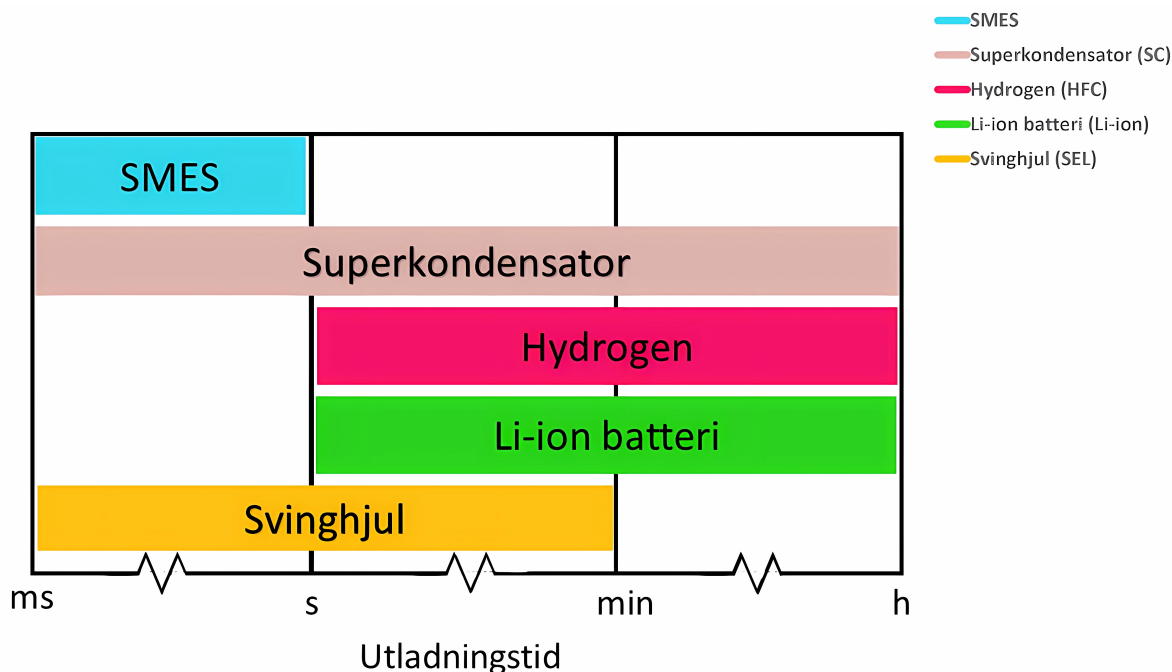
Figur 21: Direkte sammenligning av sykluslevetid for de ulike energilagrene og deres respektive intervallverdier, utarbeidet fra Tabell 14.

Det er også viktig å tenke over at sykluslevetiden kan variere avhengig av energilagringsteknologi, applikasjon og bruksmønster. Bruksmønster er spesielt viktig for batteriteknologi, da riktig anvendelse av DoD kan være med å bidra til å forlenge levetiden av batteriet. Derfor er det nødvendig å vurdere sykluslevetid og tilhørende faktorer nøye når en velger et energilagringssystemet for en spesifikk applikasjon.

Fra Tabell 14 kan en se at det er et stort spenn mellom de ulike energilagrene og deres utladingstid. Selv om utladingstiden til energilagrene kan variere avhengig av teknologien som brukes, er det et viktig aspekt å vurdere når det gjelder bruk og ytelse. Kortere utladingstid kan være avgjørende i situasjoner der det er behov for rask og kraftig energilevering, for eksempel i nødstrømssystemer eller i applikasjoner som krever svært høy effekt. På den andre siden kan lengre utladingstider være mer hensiktsmessige for applikasjoner som har mer jevnt energiforbruk over tid, for eksempel i kombinasjon med fornybar energiproduksjon for å sikre jevn belastning. I Figur 22 er en sammenligning av de ulike energilagrene og utladningsintervallet de kan operere i.

Når det velges et energilager for å forsyne et servicefartøy med energi, er mottakerkapasitet også en avgjørende faktor som må tas i betraktning. Hyppige ladesykluser med høy strømstyrke og kort utladingstid kan legge ekstra belastning på eksempelvis battericellene, og dermed redusere deres levetid. Økt strømstyrke under både lading og utlading kan generere mer varme, som fører til stress på battericellene. Dette kan igjen forårsake termisk nedbrytning av elektrolytten og elektrodene, og kan føre til redusert kapasitet, økt intern motstand og lavere energitetthet over tid. I

ekstreme tilfeller kan dette også øke brannfaren og medføre potensielle sikkerhetsrisikoer. På bakgrunn av dette er det viktig å velge et energilagringssystem som passer til mottakeren av den lagrede energien.



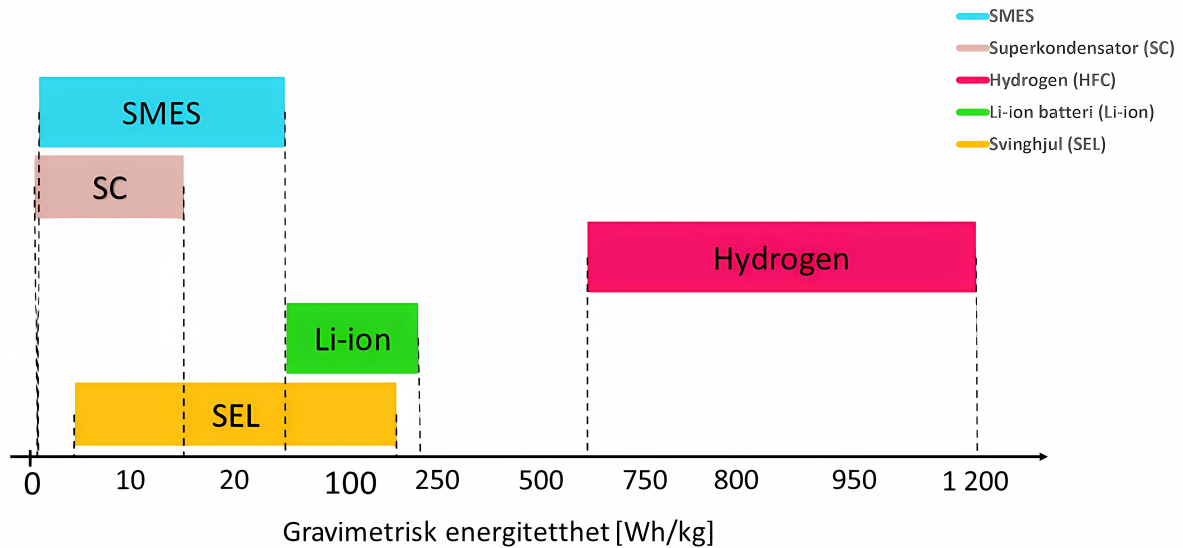
Figur 22: Direkte sammenligning av utladningstid for de ulike energilagringssystemene og deres respektive intervallverdier, utarbeidet fra Tabell 14.

For å få et inntrykk av vekten og plassen et eventuelt energilagringssystem opptar vil gravimetrisk- og volumetrisk energitetthet være et viktig mål på de ulike energilagringssystemene. Gjennom litteraturstudiet er det funnet verdier for både Wh/kg og Wh/L, og intervallverdiene er oppsummert i Tabell 14. Når en skal gjøre energibehovsberegninger er det derfor viktig å ha så nøyaktige beregninger som mulig da energitettheten vil påvirke dimensjonene og konstruksjonene vesentlig. De ulike intervallverdiene er også illustrert i Figur 23.

I Tabell 11 vises det at servicefartøyet diskutert i denne oppgaven, har et stort energibehov. For å dekke dette energibehovet med hydrogen, vil det i beste tilfelle være nødvendig å lagre omtrent 15 000 kg hydrogen. Til sammenligning, for et Li-ionbatteri-basert system, vil dette tilsvare omtrent 78 000 kg. Når det gjelder alternative energilagringsteknologier som svinghjul, superkondensatorer og SMES, vil vekten og plassen som kreves øke betydelig.

Det er imidlertid viktig å merke seg at gravimetrisk energitetthet alene ikke gir et komplett bilde av energilagringssystemets ytelse og anvendelse for et gitt bruksområde. Andre faktorer, levetid, sikkerhet, kostnad og miljøpåvirkning, må også vurderes. I tillegg kan det være kompromisser mellom gravimetrisk energitetthet og andre egenskaper ved energilagring. For eksempel kan høyere gravimetrisk energitetthet komme

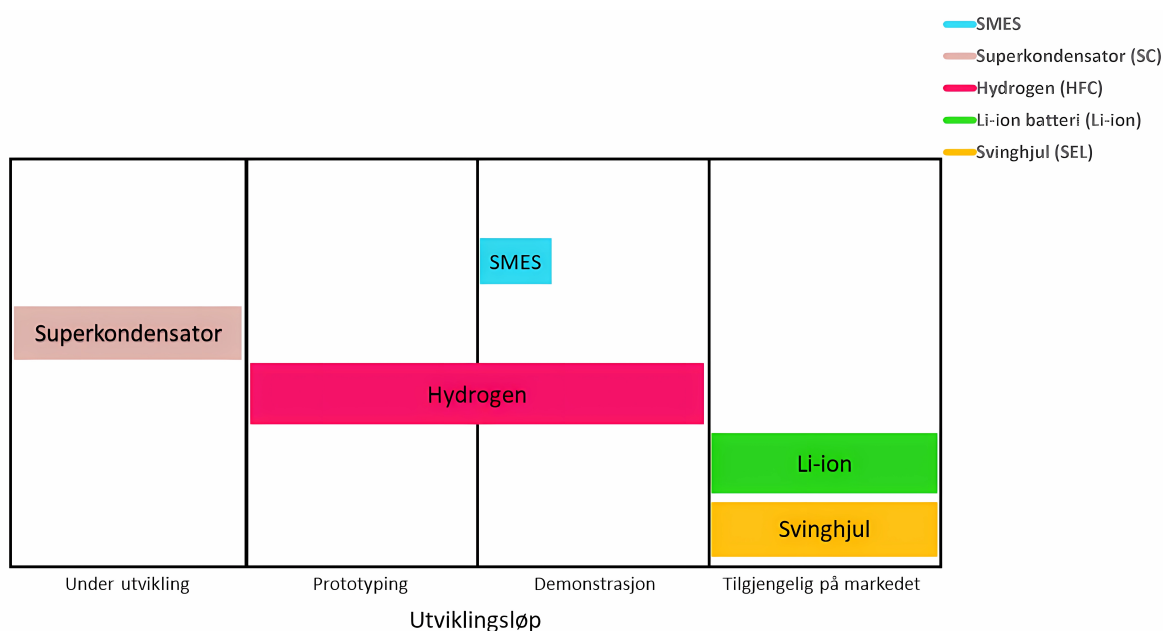
på bekostning av lengre lade- og utladningstider eller lavere sykluslevetid. Det er derfor viktig å nøye vurdere alle relevante faktorer når en velger et energilager for å dekke et spesifikt behov.



Figur 23: Direkte sammenligning av gravimetrisk energitetthet for de ulike energilagrene og deres respektive intervallverdier, utarbeidet fra Tabell 14.

Energilagringsteknologier har utviklet seg raskt de siste årene, drevet av økt etterspørsel etter bærekraftige og effektive energiløsninger. Det har vært betydelige forbedringer i både kapasitet og ytelse for batterier, svinghjul og andre alternative teknologier, som vist i tabellene i Vedlegg D. Det er forventet at denne trenden vil fortsette, og at nye og forbedrede energilagringsløsninger vil bli mer tilgjengelige i årene som kommer. Hvor de ulike energilagrene befinner seg i et utviklingsløp vil påvirke effektiviteten, sikkerheten, påliteligheten og prisen på enhetene. Er et energilager kommersielt tilgjengelig på markedet, viser trendene at det vil bli økt konkurranse som kan føre til flere fordeler; prisene reduseres, økt tilgjengelighet, økt levetid og ny innovasjon.

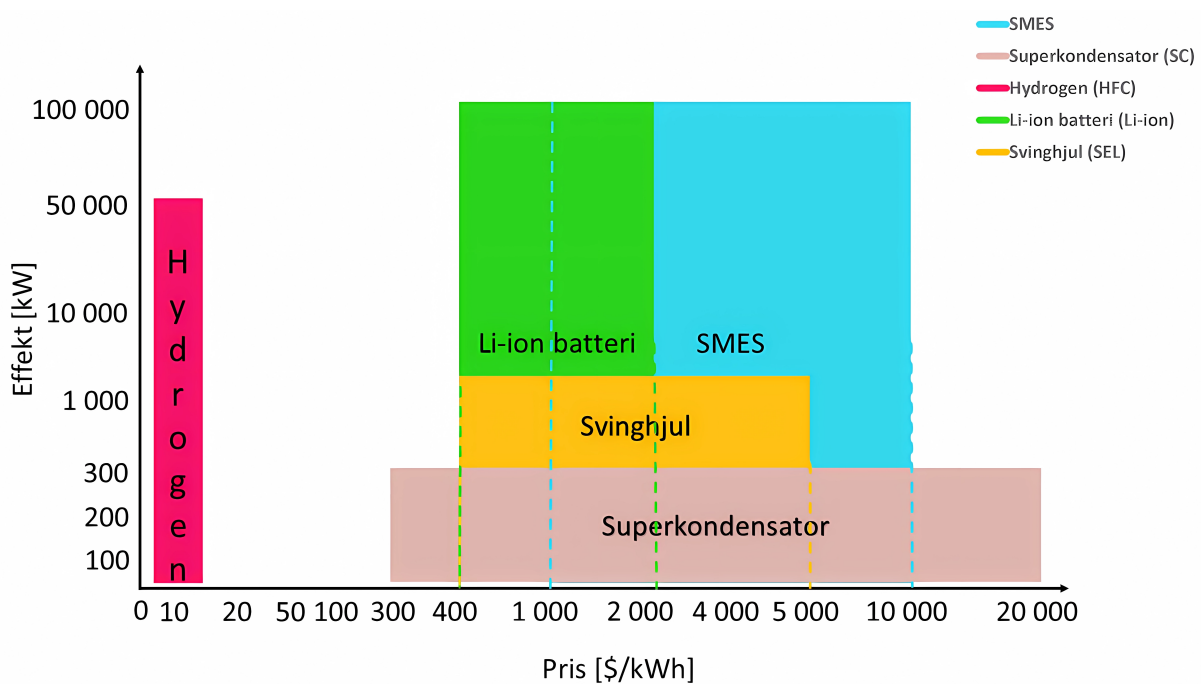
Energilagringssystemer som ennå ikke er kommersielt tilgjengelige, kan by på forskjellige utfordringer som pålitelighet, sikkerhet og kostnader. De ulike utviklingstrinnene for de forskjellige energilagrene kan ses i Figur 24.



Figur 24: Direkte sammenligning av utviklingsløpet for de ulike energilagrene, utarbeidet fra Tabell 14.

Figur 25 viser en sammenstilling av effekt og pris per kWh for ulike energilagere. Basert på denne figuren, er det ikke mulig å fastslå en entydig sammenheng mellom effekt og pris per energi. Dette indikerer at høyere effekt ikke nødvendigvis fører til høyere pris, og omvendt. Det er derfor viktig å ta hensyn til. For eksempel kan enkelte energilagere med lavere effekt være mer kostnadseffektive for visse anvendelser, mens andre med høyere effekt kan være mer egnet for applikasjoner som krever større kraftutgang. Det er viktig å understreke at prisen oppgitt for hydrogen i denne prismodellen representerer sluttproduktets kostnad og ikke inkluderer investeringskostnader knyttet til hele verdikjeden. Dette kan føre til at hydrogen fremstår som mer fordelaktig enn det faktisk er i denne sammenhengen.

Uavhengig av hydrogen, viser denne sammenstillingen en tydelig sammenheng mellom pris, utvikling og selvutlading. Dette kommer tydelig fram i Figur 20 og Figur 24, Li-ion og svinghjul er kommersielt tilgjengelige og har, blant de fire energilagrene som lagrer elektrisk energi direkte, lavest energipris og lavest selvutlading per dag.



Figur 25: Direkte sammenligning av prisen for de ulike energilagrene, utarbeidet fra Tabell 14. Prisen for hydrogen gjelder kun hydrogen som drivstoff og ikke investeringen av produksjons- og lagringsanlegg.

Ved å studere innholdet i Tabell 14 og de enkelte figurene som er laget i forbindelse med denne sammenligningen, kan styrker og svakheter i egenskapene til hver enkelt energiteknologi sammenlignes. Tabellen og figurene gir en klar oversikt over hvordan energilagrene presterer relativt til hverandre basert på verdier som er funnet gjennom litteraturstudiet. I figurene er det enkelt å se hvilke energilagere som presterer best per egenskap.

Fordelen med svinghjul og batterier er at disse kan leveres som modulbaserte løsninger som gjør det enklere å tilpasse energilageret til spesifikke behov og applikasjoner. Ved å bruke modulbaserte løsninger, kan størrelsen på energilageret enkelt justeres ved å legge til eller fjerne moduler. Dette gjør det mer fleksibelt og kostnadseffektivt enn å måtte designe et helt nytt energilagringssystem fra bunnen av, hver gang det er behov for en annen størrelse eller kapasitet. Det gjør det også lettere å vedlikeholde og erstatte deler av energilageret om nødvendig.

Selskaper som Corvus og ABB tilbyr batteriløsninger som leveres i containere, som åpner for muligheten til å utforske alternative ladeløsninger, som for eksempel batteribytte. Ved å benytte denne teknologien kan servicefartøy raskt og enkelt bytte ut en utladet batteripakke med en ferdigladd pakke, som kan bidra til redusert ladetid og økt sikkerhet. Imidlertid vil implementeringen av batteribytte-teknologi kreve at VARD 4 19 redesignes for å gjøre det tilgjengelig, som ikke er en gunstig vei å følge, med tanke på servicefartøyets nåværende design.

Det finnes ingen universell energilagringsteknologi som er optimal for alle bruksområder. I stedet finnes det ulike teknologier som er bedre egnet for spesifikke anvendelser. Det er viktig å ta hensyn til faktorer som levetid, pålitelighet, miljøpåvirkning og fysiske størrelser, i tillegg til effekt og pris, når det vurderes ulike energilagere. En helhetlig tilnærming vil sikre et mer informert valg av energilagere som passer best for det aktuelle bruksområdet.

Fra Tabell 14 er hydrogen teknisk sett en god energibærer og et godt alternativ til fossilt brensel, men har en rekke utfordringer knyttet til lagring og distribusjon. Lagring av hydrogen er en utfordring på grunn av atomets størrelse og høye permeabilitet, som gjør at det har en tendens til å diffundere gjennom de fleste materialer, inkludert stål og aluminium. Dette kan føre til sprekkdannelser i metallet og lekkasje av hydrogen. På grunn av hydrogenets eksplosive karakter, er det noe som bør unngås. Hydrogen er ikke enkelt å transportere da det må lagres under høyt trykk eller i flytende form ved kryogene temperaturer. Dette krever spesielle tanker og rørledninger som er kostbare å bygge og vedlikeholde.

For denne oppgaven er det to alternativer for utnyttelse av det produserte hydrogenet. Det ene alternativet er å produsere og lagre hydrogenet i gassform eller som flytende brensel og distribuere brenselet til servicefartøyet, andre fartøy eller nærliggende oljeplattformer, og dernest utnytte brenselet. Det andre alternativet er å produsere hydrogen som blir igjen brukt til å lage elektrisk energi og overføre denne energien til servicefartøyet, andre fartøy eller nærliggende oljeplattformer.

Fremstilling av hydrogen er en svært energikrevende prosess, og for å kunne benytte hydrogenet som brensel, kreves det ytterligere energikrevende prosesser for å bearbeidet det til riktig form og trykk. Skal det lagres og benyttes som væske, må hydrogenet kjøles ned til under sitt kokepunktet. Ved utnyttelse av gass må hydrogengassen komprimeres vanligvis til 350–700 bar trykk. Summen av konverteringstapene i omdanning til elektrisk energi og medgått energi i forbindelse med framstilling og bearbeiding, gjør at hydrogen oppnår en svært lav vikrignsgrad. Sett i lyset av den estimerte produksjonskapasiteten til Trollvind og forbruket til servicefartøyet og oljeplattformene, så vil det være mer bærekraftig og lønnsomt å velge et energilagere som lagrer elektrisk energi uten større konverteringstap i verdikjeden. I tillegg vil det bli stilt høye krav til sikkerhet på bakgrunn av den eksplosive faren forbundet med hydrogen.

Å legge opp til en fullstendig verdikjede for hydrogen for å støtte ett servicefartøy eller oljeplattformer, vil det være mye energi som går tapt sammenlignet med de øvrige energibærerne i denne oppgaven. Dog, en annen mulighet som havner utenfor fokusområdet til oppgaven, men bør likevel nevnes, er den betydelige mengden overskuddsenergi som kan benyttes til en økt produksjon av hydrogen offshore. Dette er basert på forventet energiproduksjon fra Tabell 21 i Vedlegg C og energibehovet til servicefartøyet i Tabell 11. Mengden hydrogen som da vil bli tilgjengelig, kan tilgjengeliggjøres for øvrig skipsfart langs kysten eller bli sendt til land.

9.6 Case 1: Dekke energibehovet til oljeplattformene

Formålet med å bygge vindparken Trollvind er at den skal dekke energibehovet til oljeplattformene Troll B og Troll C. Case 1 er derfor at oljeplattformene har prioritet på energien produsert av vindparken og at servicefartøyet har tilgang til overskuddsenergien. Som presentert i Tabell 15, er effektbehovet til oljeplattformene 116 MW, og det er regnet med et tap i overføringsnett mellom vindturbinene og oljeplattformene på 3 %. Med utgangspunkt i en vindpark bestående av 60 turbiner, må hver turbin produsere 2 MW for å dekke behovet. Dette tilsvarer en vindhastighet på 5,5 m/s. Det betyr at det er energiunderskudd alle periodene vindhastigheten er under 5,5 m/s.

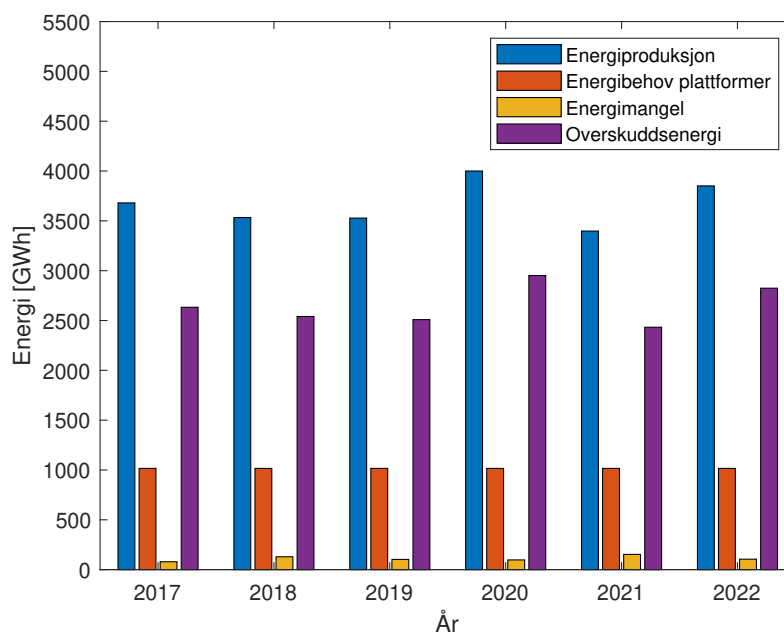
Tabell 15: Minimum effektproduksjon per vindturbin i vindparken for å dekke effektbehovet til oljeplattformene og tilhørende datagrunnlag for Case 1.

Beskrivelse	Verdi	Enhet
Effektbehov til oljeplattformer	116	MW
Tap i overføringsnett	3	%
Antall vindturbiner i vindparken	60	-
Minimum effekt produsert per turbin	2,0	MW
Tilsvarende minimum vindhastighet	5,5	m/s

Energibalansen for Case 1 beregnes som energiproduksjonen til vindparken minus energibehovet til oljeplattformene per døgn. Tabell 16 viser en oversikt over hvor mange døgn det maksimalt er kontinuerlig negativ energibalanse, og hvor mange døgn hvert år det er negativ energibalanse. I Figur 31 i Vedlegg E er detaljerte grafer som viser energibalansen per døgn. De positive verdiene er energioverskudd og de negative verdiene er energiunderskudd. Det totale akkumulerte energiregnskapet er presentert i Figur 26. Tilhørende verdier for det akkumulerte energiregnskapet er presentert i Figur 27 i Vedlegg E. Energimangelen presentert som gul søyle, er akkumulert energimangel, altså summen av alle negative verdier i energibalansen for ett år.

Tabell 16: Maksimalt kontinuerlige døgn og antall døgn der energibalansen er negativ for Case 1 der energibehovet til oljeplattformene skal dekkes.

Energibalanse for Case 1		
År	Maksimal kontinuerlig periode med negativ energibalanse [døgn]	Antall døgn med negativ energibalanse [døgn/år]
2017	5	64
2018	9	83
2019	7	69
2020	6	60
2021	6	98
2022	7	69
Gjennomsnitt	7	74



Figur 26: Det akkumulerte energiregnskapet for årene 2017–2022 for Case 1, med en oversikt over Trollvinds estimerte årlige energiproduksjon og oljeplattformenes energibehov. Både energimangel og overskuddsenergi er beregnet ved å trekke energibehovet fra energiproduksjonen for hver dag. De nøyaktige verdiene for hver søyle er presentert i Figur 27 i Vedlegg E.

Tabell 16 viser at det er 74 døgn per år hvor oljeplattformene har energimangel. Det vil også si at det er 74 døgn per år der det ikke er overskuddsenergi til servicefartøyet. Den maksimale kontinuerlige perioden med energimangel er målt til 9 døgn de siste seks årene. Gjennomsnittlig er det en kontinuerlig periode på 7 døgn hvert år med energimangel.

Vindkraften fra Trollfeltet er variabel og uforutsigbar som vist i analysen i Kapittel 9.2. For å dekke energibehovet til oljeplattformene kun med energi fra vindparken, krever det derfor et energilager enten på ladestasjonene ute i vindparken, eller ombord på oljeplattformene. Energilageret må kunne dekke energibehovet i minst 7 døgn. Dette krever en stor investering, vedlikehold og mye plass, som gjør det til en ugunstig løsning. Det er derfor tenkelig at oljeplattformene uansett vil ha en back-up-løsning for energi i disse periodene, enten i form av tilkobling til landstrøm eller generatorer. Det er denne energimangelen som tilsvarende den akkumulerte energimangelen i Figur 26.

Dersom oljeplattformene kobles til landstrøm for å dekke de periodene der havvindparken ikke dekker energibehovet, vil det kunne gi ringvirkninger. I perioder uten vind, vil energiproduksjon fra vindkraft langs kysten være minimal og gi energimangel. Dette i seg selv kan bli merkbart i samfunnet med høye strømpriser, avhengig av årstid og temperaturer. Hvis det i tillegg skal sendes energi fra det norske strømmettet ut til oljeplattformene i disse periodene, kan dette gi et mer presset energimarked og gi enda høyere strømpriser. På den andre siden vil det derimot bidra

positivt i perioder med mye vind, ved at vindparken tilfører mye fornybar energi inn på strømmettet, og det reduserer klimagassutslippet fra olje-industrien.

I denne casen er det tatt utgangspunkt i konstant energibehov til oljeplattformene vist som oransje søyler i Figur 26. Dette er maksimalt energibehov, og vil ikke gjenspeile energibehovet reelt. Energiforbruket til oljeplattformer vil kunne variere avhengig av årstid og operasjoner de utfører. I virkeligheten vil det derfor være et lavere totalt energibehov enn antatt i denne oppgaven. Denne forenklingen kan ha ført til flere døgn med energimangel per år enn nøyaktige data fra virkeligheten kunne gi, og det er mulig det er bedre energibalanse for Case 1 enn hva som framkommer i denne analysen.

Resultatene for Case 1 i Figur 26 viser at det er mye overskuddsenergi på årsbasis som servicefartøyet kan benytte seg av. På den andre siden med bakgrunn fra analysene av energibalansen i Tabell 16, er det flere døgn hvert år der det ikke er tilgjengelig overskuddsenergi. For å kunne dekke energibehovet til servicefartøyet i minst 7 døgn, kreves det derfor en alternativ løsning. Batteristørrelsen i servicefartøyet kan økes i tråd med perioden av energimangel, men dette vil føre til så stor batteripakke at det vil bli utfordrende å plassere ombord, og den ekstra vekten og kostnadene dette medfører vil bli enorme.

En annen løsning for å imøtekomme energimangelen er å plassere et energilager på ladestasjonene i vindparken, slik at servicefartøyet kan lade uansett vindforhold. Det blir da viktig å gjennomføre en behovsanalyse av de ulike prosessene knyttet til drift og vedlikehold samt effektivisere energibehovet. Tabell 14 viser at det finnes energilagringssystemer som kan egne seg godt som et energilager over flere dager. Superkondensatorer har høy selvutlading og lav effekt, og derfor vil det kreve et stort antall enheter for å dekke energibehovet over flere dager. På grunn av dette er superkondensatorer uegnet i situasjoner hvor det oppstår flere dager uten tilstrekkelig energiproduksjon. Selv om Li-ion har flere positive egenskaper, vil dimensjonene bli betydelige, og sykluslevetiden vil utgjøre en stor utfordring som må tas i betraktning. Når det kommer til størrelse gjelder også dette forøvrig de andre energilagringssystemene, som SMES og svinghjul.

SMES har fordelen av å kunne levere store mengder energi på kort tid, men denne teknologien er kostbar og har lav gravimetrisk energitetthet, noe som gjør den mindre attraktiv. I tillegg krever den korte utladningstiden for SMES omfattende styringssystemer for å forhindre degradering av batteriet om bord på servicefartøyet. Svinghjul, derimot, er et godt alternativ på grunn av dets gode gravimetrisk energitetthet, sykluslevetid og lav selvutlading. Imidlertid møter svinghjul også utfordringer knyttet til pris. Tatt i betraktning alle disse faktorene, vil svinghjul være det foretrukne valget for dette caset.

En annen løsning for servicefartøyet i Case 1 kan være å ha en hybrid løsning med forbrenningsmotorer og batterier. Da vil servicefartøyet ha sikret energi for framkommelighet, uavhengig av vindforholdene, og kan lade batteriene når det er

overskuddsenergi tilgjengelig. Ulempen blir at servicefartøyet får mye ekstra vekt med seg i de periodene batteriene ikke benyttes, og dette fører til at dieselmotorene må gå på høyere last. En hybrid løsning kan derfor bli dyrere enn å kun ha konvensjonell fremdrift på diesel, dersom det er lange perioder den ikke har tilgang på overskuddsenergi til å lade opp batteriene med.

Et annet alternativ kan være at servicefartøyet går inn til havn i perioder det ikke er overskuddsenergi. Det fører til at servicefartøyet ikke får utnyttet de beste værforholdene for å utføre vedlikeholdsoperasjoner, som er ved lavest mulig bølgehøyder. Ettersom det ikke er overskuddsenergi før ved vindhastigheter på 5,5 m/s, vil en slik løsning føre til at optimalt værvindu for vedlikeholdsoperasjoner reduseres. Dette værvinduet vil begrenses til vindhastigheter over 5,5 m/s, men med Hs under 3 meter som tilsvarer 10 m/s, i følge B&H-modellen fra Kapittel 4.2.

Da det fremkommer at det er energimangel, og oljeplattformene i disse periodene kan måtte få tilført strøm fra land, kan det være like gunstig å legge til rette for at servicefartøyet også får mulighet til å lade med landstrøm. Dette vil kunne være mer gunstig enn å investere i et stort energilagringssystem som kan dekke energibehovet over flere dager offshore. En slik strategi kan bidra med å redusere kostnadene for drift og vedlikehold, samt redusere behovet for å investere i dyre energilagringssystemer for å kompensere for manglende vindenergi til et enkelt fartøy.

I Case 1 vil klimagassutslippet til oljeplattformene reduseres betraktelig, men det er usikkert om klimagassutslippet til servicefartøyet knyttet til vedlikehold av vindparken vil kunne reduseres. Dersom vedlikeholdsoperasjonene planlegges ut fra vindhastigheten slik at servicefartøyet kan benytte elektrisk batteridrift, vil klimagassutslippet knyttet til drift av servicefartøyet også reduseres. På den andre siden, hvis servicefartøyet blir nødt til å ha en hybrid maskineriløsning, er det ikke sikkert klimagassutslippet fra servicefartøyet vil kunne reduseres i like stor grad.

9.7 Case 2: Dekke energibehovet til servicefartøyet

Case 2 utforsker energibalansen der servicefartøyet har prioritet på energien produsert i vindparken. Oljeplattformene vil ha tilgang til overskuddsenergien. Som presentert i Tabell 17, er effektbehovet til servicefartøyet maksimalt 6,2 MW når det lader, og det er regnet med et tap i overføringsnett mellom vindturbinene og servicefartøyet på 3 %. Med utgangspunkt i en vindpark bestående av 60 turbiner, må hver turbin produsere 0,1 MW for å dekke servicefartøyets ladebehov. Dette tilsvarer en vindhastighet på "cut in" som er 3 m/s. Det betyr at det er tilstrekkelig med energi for alle periodene vindturbinene produserer energi fra og med 3 m/s.

Tabell 17: Minimum effektproduksjon per vindturbin i vindparken for å dekke effektbehovet til servicefartøyet og tilhørende datagrunnlag for Case 2.

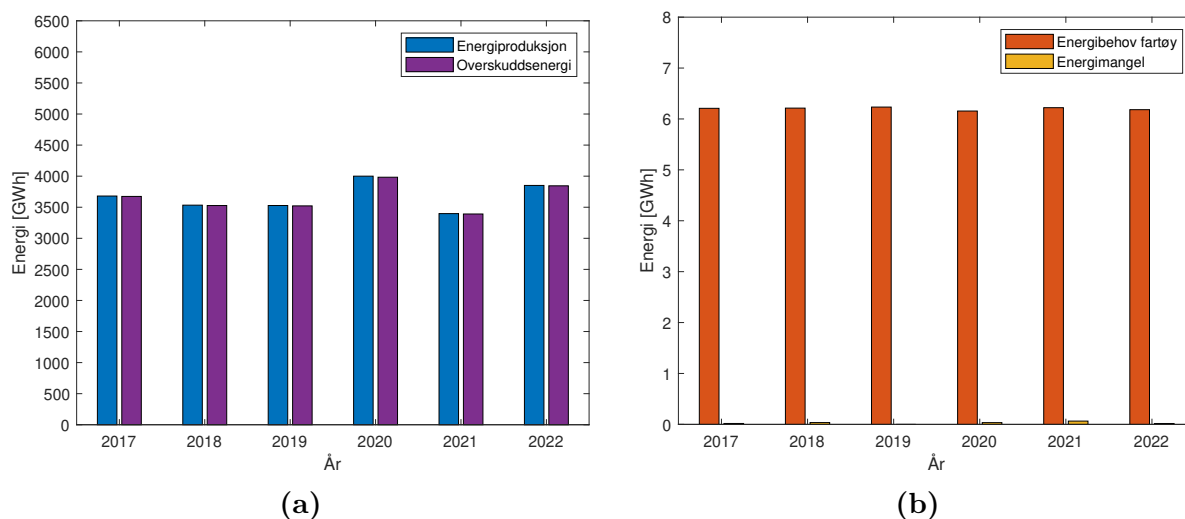
Beskrivelse	Verdi	Enhet
Effektbehov til fartøy ved lading	6,2	MW
Tap i overføringsnett	3	%
Antall vindturbiner i vindparken	60	-
Minimum effekt produsert per turbin	0,1	MW
Tilsvarende minimum vindhastighet	3	m/s

Energibalansen for Case 2 beregnes som energiproduksjonen til vindparken minus energibehovet til servicefartøyet per døgn. Tabell 18 viser en oversikt over hvor mange døgn det maksimalt er kontinuerlig negativ energibalanse, og hvor mange døgn det er totalt negativ energibalanse per år. Det totale akkumulerte energiregnskapet er presentert i Figur 27.

Tabell 18: Maksimalt kontinuerlige døgn og antall døgn per år der energibalansen er negativ for Case 2.

Energibalanse for Case 2		
År	Maksimal kontinuerlig periode med negativ energibalanse [døgn]	Antall døgn med negativ energibalanse [døgn/år]
2017	1	1
2018	1	2
2019	0	0
2020	1	3
2021	1	4
2022	1	2
Gjennomsnitt	1	2

Analysen presentert i Tabell 18, viser at det i løpet av de siste årene er maksimalt ett døgn kontinuerlig med negativ energibalanse. Totalt er det null til fire døgn hvert år i Case 2 med negativ energibalanse. Gjennomsnittlig, basert på data fra de siste seks årene, vil det være to døgn hvert år der det er negativ energibalanse, altså energimangel for servicefartøyet.



Figur 27: Det akkumulerte energiregnskapet for årene 2017–2022 for Case 2, med en oversikt over Trollvinds estimerte årlige energiproduksjon og servicefartøyets energibehov. Både energimangel og overskuddsenergi er beregnet ved å trekke energibehovet fra energiproduksjonen for hver dag. De nøyaktige verdiene for hver søyle er presentert i Figur 28 i Vedlegg F.

Året 2019 skiller seg ut ved at energibalansen beregnet på de historiske dataene ikke hadde noen døgn med energimangel. Det viser at vindforholdene i Troll-feltet kan være så jevne i enkelte år at det blåser vindhastigheter over 3 m/s enkelte timer innenfor hvert døgn i året. År med slike vindforhold gjør at servicefartøyet vil få dekket det nødvendige energibehovet hvert døgn, og at det ikke er behov for energilager eller andre løsninger for å sikre energitilgang.

Ettersom nødvendig vindhastighet for å dekke effektbehovet under lading er "cut in" vindhastigheten, kan det sammenlignes med vindanalysen i Tabell 9 i Kapittel 9.2. Der er den lengste perioden det er målt kontinuerlig under 3 m/s, 48 timer for 2021. Dette tilsvarer to døgn. Grunnen til at dette ikke vises i analysen av energibalansen i Tabell 18, er fordi de 48 timene uten energiproduksjon fordeler seg over 3 døgn. Slik at det er tilstrekkelig med energiproduksjon fra vindparken tidlig den første dagen og sent den siste dagen. Antall døgn uten produksjon fra vindanalysen skiller seg fra antall døgn med negativ energibalanse for Case 2 for flere av årene. Det er fordi det i Tabell 9 er tatt utgangspunkt i antall sekvenser som er lengre enn 24 timer, men i Tabell 18 er det sett på hvert døgn fra klokken 00:00 til 23:59. Disse måtene å analysere verdiene på, gir derfor forskjellige svar.

De oransje søylene i Figur 27b representerer energibehovet til servicefartøyet hvert år. Verdiene for de forskjellige årene er ikke konstant, men varierer. Dette er fordi det er antatt energibehovet ved vedlikehold på 17 930 kWh de døgnene der det er gjennomsnittsvind lavere enn operasjonsgrensen på 10 m/s. For de døgnene der gjennomsnittlig vindhastighet er høyere enn operasjonsgrensen på 10 m/s, er det antatt

at energibehovet til servicefartøyet som står i DP å venter, er 15 484 kWh som vist i Tabell 11.

I analysen av energibehovet til servicefartøyet har ikke energibehovet for transit til og fra vindparken blitt tatt med. Dette er en forenkling som fører til at det reelle energibehovet ville vært høyere. Etersom dette energibehovet for transit er mindre enn de totale operasjonsbehovene servicefartøyet har under normale driftsforhold, anses det som ubetydelig i denne sammenheng. I tillegg vil servicefartøyet kun gå inn og ut av havnen hver andre uke i forbindelse med mannskapsskifte eller av sikkerhetsmessige årsaker knyttet til værforhold.

Figur 27 er fremstilt i to figurer til forskjell fra Figur 26 fra Case 1. Årsaken til dette er at energiproduksjonen er i størrelsesordenen 3 700 GWh, mens energibehovet til servicefartøyet per år kun er 6,3 GWh, presentert i Figur 28 i Vedlegg F. Ved å ha de i samme figur, vil ikke søylene være tydelig, og forskjellene i energibehovet til servicefartøyet per år ville ikke kommet fram. Dette viser hvor forholdsvis lite energi et VARD 4 19-servicefartøy trenger i forhold til den forventede energiproduksjonen til en stor havvindpark som Trollvind.

Energimangelen i energiregnskapet er presentert som gul søyle i Figur 27b og er akkumulert energimangel, altså summen av alle negative verdier i energibalansen. Disse søylene er nesten ikke synlige for de seks årene ettersom det i Case 2 har svært få døgn med negativ energibalanse. Den største energimangelen er i 2021, og i 2019 er det ikke energimangel i det hele tatt. Dette stemmer overens med verdiene i Tabell 18 der det er henholdsvis 4 døgn og 0 døgn med negativ energibalanse.

De lilla søylene i Figur 27a representerer det akkumulerte energioverskuddet i Case 2 og er summen av alle positive verdier i energibalansen. Totalt for hvert år er det tilnærmet like mye overskuddsenergi som energiproduksjon. Denne overskuddsenergien kan dekke deler av energibehovet til oljeplattformer i nærheten og resterende kan sendes inn til land.

Fra et energiteknisk ståsted vil utnyttelse av energi produsert av en vindpark til å lade fartøy offshore gi flere fordeler sammenlignet med lading ved havn. En av de største fordelene med å lade ved vindparken er at servicefartøyet unngår behovet for å reise til havn for lading, som ville krevd større batteripakker, økt vekt og høyere kostnader for servicefartøyet. Det er også linjetap av energi ved å sende energien i kabler til land, oppgitt i Kapittel 3.1 til 3 %. Ved å lade servicefartøyet direkte fra vindparken, unngås derfor disse tapene og energien kan utnyttes på en mer effektiv og bærekraftig måte. En annen fordel med offshore lading er at det frigjør energi som produseres på land til å bli benyttet til andre formål. Dette kan potensielt føre til en reduksjon i import av strøm fra utlandet, da den produserte energien på land kan benyttes til å dekke fastlandets energibehov.

Et annet bruksområde for overskuddsenergien er andre fartøy. Dersom ladestasjonen tilgjengeliggjøres for andre fartøy i området, kan disse fartøyene ha større batteripakker og gjøre en større del av deres operasjon på elektrisk kraft. Dette medfører at det totale klimagassutslippet for skipsfarten i Nordsjøen, kan reduseres. Det krever at funksjonsområdet til fartøyene må spisses for å få størst utnyttelse av den økte batterikapasiteten og lademulighetene. Det kan også gjøre overgangen til elektriske løsninger lettere når det finnes et ladepunkt i Troll-feltet. En forutsetning for å kunne åpne opp for at andre fartøy kan benytte seg av ladestasjonene, bør være at servicefartøyet tilknyttet Trollvind har prioritet på energien som er tilgjengelig, slik at det ikke går ut over vedlikeholdet av vindparken.

Ut ifra vindanalysene i Tabell 9, som også stemmer for Case 2, er det maksimalt 48 timer sammenhengende der det ikke er tilgjengelig energi for servicefartøyet til å lade. Batteriene til servicefartøyet er dimensjonert for å dekke normal operasjon i 24 timer. For å dekke energibehovet de resterende timene uten energiproduksjon, kan det installeres et energilagringssystem ute i vindparken. Fordelen er at energilageret ikke skal lagre mer energi enn servicefartøyetets døgnbehov. En slik løsning vil gjøre at servicefartøyet ikke trenger å planlegge når det skal lade ut ifra vindhastigheten, men kan lade når det passer best i forhold til driften. Ulempen er derimot vedlikeholdet et slikt energilagringssystem vil kreve. I tillegg er det en stor investering, og det kan bli stilt spørsmål om hvem som skal eie og drifte denne installasjonen.

En annen løsning for å dekke energibehovet til servicefartøyet i periodene med energimangel, er å benytte nødgeneratorene. Dersom det uansett skal installeres nødgeneratorer ombord i servicefartøyet som VARD har oppgitt, kan de også benyttes de få periodene det er behov. Analysene i Case 2 viser at det er mellom null til fire døgn per år dette vil være aktuelt, som er relativt sjelden. I tillegg vil det kun være energimangel de periodene med finest værforhold, som også er perioder der servicefartøyet vil ha minst energibehov på grunn av mindre påvirkninger fra vind og bølger. Dersom det installeres nødgeneratorer som er store nok til å dekke behovet servicefartøyet har til å være i DP, må de minimum ha en total kapasitet på 600 kW, som oppgitt i Tabell 4 i Kapittel 5.5. Dette er en relativt liten generator for maritimt bruk. Da vil servicefartøyet først og fremst kunne holde seg kontrollert under en nødsituasjon. I vindstille perioder kan nødgeneratorene dekke deler av energibehovet slik at servicefartøyet kan opprettholde normal drift fram til vindturbinene produserer energi igjen.

Fordelen med å benytte nødgeneratorene som reserveløsning i periodene uten energiproduksjon, er at det benyttes en kjent teknologi som allerede er integrert i maskineriløsningen til servicefartøyet. Investeringen og kostnaden til servicefartøyet blir også uendret sett fra et ståsted der det uansett skal være et elektrisk fartøy. Det må understrekes at batteriet er dimensjonert etter døgnbehovet til servicefartøyet inklusivt sikkerhetsfaktorer og en levetidsvennlig DoD. Det tilsvarer at batteriene reelt sett er dimensjonert for 1,8 døgn med drift, og det kan derfor være mulig å benytte hele batteriet ved behov. Energibruk over anbefalt DoD vil kunne medføre ytelsesreduksjon

av batteriet og er derfor ikke anbefalt.

Basert på resultatene i Case 2, viser det seg at det i gjennomsnitt bare er én dag uten tilstrekkelig energiproduksjon. Derfor vil investeringen i et energilagringssystem være kostbar og delvis unødvendig, da det finnes andre løsninger som kan adressere dette problemet som nevnt tidligere. Dette betyr imidlertid ikke at et energilager ikke har noen rolle i systemet, men det må ha en annen primærfunksjon enn å fungere som et energilager for servicefartøyet. En annen viktig funksjon for et energilager kan være å balansere produksjonen fra vindturbinene, da variasjoner i vindhastighet og vindretningen kan føre til ustabil og uforutsigbar produksjon. Ved å bruke et energilager som en balanserende enhet, kan produksjonen jevnes ut og dermed optimalisere energiproduksjonen fra vindturbinene.

Superkondensator eller svinghjul kan være gode kandidater da de begge har en lang sykluslevetid, noe som er viktig dersom det skal benyttes hver dag. Li-ion har lavere sykluslevetid og lang utladningstid, og vil derfor være uegnet som et balanserende energilager. Gravimetrisk energitetthet og virkningsgrad er høyere for svinghjul enn superkondensator, og kostnadene varierer, men er tilsvarende lik for begge. SMES kan også være en god kandidat, men er dyrere enn de andre energilagrene. Hverken SMES eller superkondensator er tilgjengelig på markedet enda. Derfor vil det være hensiktsmessig å benytte svinghjul dersom det skal installeres energilager offshore. Det er viktig å bemerke at disse teknologiene er under stadig utvikling, og det kan derfor endres i framtiden.

I Case 2 vil klimagassutslippet til servicefartøyet under drift kunne reduseres tilnærmet 100 %. Det eneste utslippet vil være knyttet til eventuelt bruk av nødgeneratorene. Det vil derimot være utslipp knyttet til produksjon av batteripakkene som servicefartøyet benytter. Utslippene for å bygge servicefartøyet kan ellers antas å være likt. Tidligere undersøkelser som er gjort på miljøavtrykket til havvind, konkluderer med at 30 % av utslippene kommer fra driften av servicefartøyene. Case 2 vil derfor kunne redusere de totale utslippene til havvindparken med inntil 30 %. Det er ikke tatt hensyn til andre fartøy knyttet til drift og vedlikehold av vindparken i Case 2, men det framkommer av analysene at det er tilstrekkelig med overskuddsenergi til å forsyne flere fartøy. Kun de fartøyene som av andre årsaker, som for eksempel har et veldig stort energibehov og ikke kan ha elektrisk batteriløsning, vil fremdeles ha klimagassutslipp.

Trollvind skulle opprinnelig være i drift i løpet av 2027, men har blitt utsatt på ubestemt tid. Likevel kan det gi "Ocean Charger" og denne oppgaven mer relevans. Det gir mulighet for å bearbeide resultatene ytterligere slik at de kan benyttes under planlegging og prosjektering. Batteriteknologien og gangbro-teknologi kan bli mer utviklet, slik at det kan føre til at servicefartøyet kan utføre vedlikeholdsoperasjoner ved utvidet værforhold. I tillegg kan ladeteknologi og energilager-teknologien få tid til å modnes for bruk i maritime omgivelser.

Det er ikke sett på kostnader ved å ha et ladesystem offshore. Dette er fordi prosjektet "Ocean Charger", som denne bacheloroppgaven tar utgangspunkt i, er i et tidlig stadie. Beregning av kostnader avhenger av omfattende behovsanalyse ferdig utviklet for hele systemet. Uten kunnskap om dette, er det ikke mulig å få en representativ kostnadsanalyse.

10 Konklusjon

Basert på analysene og estimatene som er gjort, vil Trollvind kunne produsere 3,7 TWh hvert år, men det vil være døgn i løpet av årene der det er lav eller ingen energiproduksjon. Vedlikeholdsoperasjonene vil ha en operasjonsgrense ved signifikant bølgehøyde på 3 meter. Servicefartøyet har et estimert energibehov på 18 000 kWh per døgn. Med sikkerhetsmarginer, medfører dette at fartøyet trenger 33 200 kWh med batterier for å kunne dekke et døgn med drift. Dette er derimot basert på forenklede data og antagelser som fører til at resultatene kan ansees som konservative.

I Case 1 blir energibalansen sett i lys av at oljeplattformene har førsteprioritet på energiproduksjonen fra vindparken, mens servicefartøyet har tilgang på overskudds-energi. Ut fra Case 1 er det estimert et gjennomsnitt på 74 døgn i året hvor det ikke er tilstrekkelig energi til å dekke energibehovet til oljeplattformene Troll B og Troll C. Dette fører til at de vil ha behov for landstrøm eller benytte gassturbiner. Servicefartøyet vil derfor ikke ha tilgang til overskuddsenergi i disse periodene, og dersom behovet dekkes med et energilager vil dette medføre store dimensjoner og kostnader at det vil bli utfordrende å gjennomføre. En hybrid maskineriløsning eller å tilgjengeliggjøre landstrøm også for servicefartøyet, må derfor vurderes.

I Case 2 vil energibalansen bli vurdert med utgangspunkt i at servicefartøyet har førsteprioritet på energiproduksjonen fra vindparken og overskuddsenergien kan nyttes av oljeplattformene. Ut fra Case 2, er det estimert kun ett døgn sammenhengende uten energiproduksjon i året, som medfører at servicefartøyet ikke vil ha tilstrekkelig energitilførsel. Dette betyr at servicefartøyet vil ha en tilstrekkelig batterikapasitet til å utføre vedlikeholdsoperasjoner tilnærmet hele året. Etersom fartøyet skal ha installerte nødgeneratorer ombord, konkluderes det med at det ikke er behov for et energilager ute i vindparken, men at nødgeneratoren benyttes de få døgnene i året hvor det er nødvendig. Dersom det likevel skal benyttes energilager vil primærfunksjonen være en stabilisator for å sikre kontinuerlig energitilgang, uavhengig av variasjoner i vindhastigheten. Case 2 viser at det er mye overskuddsenergi som også kan dekke energibehovet til andre fartøy og deler av energibehovet til oljeplattformene.

For å summere, konkluderes det derfor med at energiproduksjon fra havvind kan utnyttes for å dekke elektrisk drift av servicefartøy i tilknytning drift og vedlikehold. Energibehovet til servicefartøyet bør prioriteres for å kunne imøtekomme målene til Norge om å redusere utslippene til innenriks skipsfart med 55 %. Samlet sett er Trollvind en lovende energikilde for offshore drift og kan bidra til å redusere klimagassutslippet til denne sektoren betraktelig.

11 Forslag til videre arbeid

Basert på informasjonen fra oppgaven, er det flere områder som kan utforskes videre for å optimalisere beregningene og analysene av energibehovene og energitilførselen i Troll-feltet. Følgende arbeid anbefales videre:

- Gjennomføre beregninger med detaljert driftsprofil for fartøyet og energibehov for forskjellige værforhold.
- Analysere hvor mye nedetid det er forventet at vindturbinene kommer til å ha, og hvordan dette vil påvirke energiproduksjonen.
- Analysere avstanden mellom vindturbinene, og hvilken påvirkning det har i forhold til energiproduksjonen, energibehov og kostnader.
- Gjennomføre beregninger med presise vindmålinger fra flere år og fra samme høyde som vindturbinene skal stå i, for å optimalisere energiberegningene.
- Analysere energibehovet til oljeplattformene fra reelle data på et døgn for døgn intervall, for å få en virkelighetsnær energibalanse.

Ladeteknologien som benyttes og tilhørende begrensinger vil påvirke resultatene og beregningene gjennomført i denne oppgaven. Derfor anbefales det å se nærmere på følgende:

- Utrede mulige offshore ladeteknologier og utrede hvilke vær- og systembegrensninger de har for å kunne lade et servicefartøy, også med tanke på sikkerhet.
- Gjennomføre en kostnadsanalyse på hele offshore ladesystemet.
- Undersøke om det er behov for et energilager for å sikre jevn forsyning av energi.
- Undersøke konsekvensene av korrosjon på ladesystemet fra omgivelsene.

Alternativ drivstoff for fartøy og energilager er teknologier som er i stadig utvikling. Det er derfor viktig å undersøke hvor tilgjengelig teknologiene er, og om det er gjort stor utvikling. Det anbefales å se nærmere på følgende:

- Utrede muligheten for bruk av alternativt drivstoff til nødgeneratorer i servicefartøy og tilhørende krav.
- Undersøke utviklingen av energilager-teknologier, både nye teknologier som tilgjengeliggjøres på markedet, og endringer i egenskaper på eksisterende teknologier.

Videre arbeid på disse områdene kan bidra til å optimalisere beregningene i energibalansen og redusere miljøpåvirkningen fra offshore energisystemer.

Referanser

- [1] P. Zhao et al. “A preliminary dynamic behaviors analysis of a hybrid energy storage system based on adiabatic compressed air energy storage and flywheel energy storage system for wind power application”. In: *Energy (Oxford)* 84 (2015), pp. 825–839. DOI: 10.1016/j.energy.2015.03.067. (Lest: 23/02/2023).
- [2] Vard. *Leading the way in the green maritime transition*. Ocean Charger. 02/15/2023. URL: <https://www.vard.com/articles/the-ocean-charger-project-has-officially-started>. (Lest: 09/05/2023).
- [3] Vard. *Vard*. 2022. URL: <https://www.vard.com/>. (Lest: 03/01/2023).
- [4] FN. *FN*. 2023. URL: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal>. (Lest: 02/02/2023).
- [5] FN. *Ren energi for alle*. 2023. URL: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal/ren-energi-til-alle>. (Lest: 08/02/2023).
- [6] FN. *Stoppe klimaendringene*. 2023. URL: <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal/stoppe-klimaendringene>. (Lest: 08/02/2023).
- [7] Regjeringen. *Regjeringen*. 2022. URL: https://www.regjeringen.no/contentassets/1c3d3319e6a946f2b57633c0c5fcc25b/veikart_skisse_uu_ja.pdf. (Lest: 20/01/2023).
- [8] Regjeringen. *Regjeringen*. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-13-20202021/id2827405/?ch=2>. (Lest: 19/01/2023).
- [9] Regjeringen. *EUs klimapakke Klar for 55 (Fit for 55)*. 11/16/2021. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/eus-klimapakke-klar-for-55/id2887217/>. (Lest: 10/05/2023).
- [10] Sjøfartsdirektoratet. *Nullutslipp i verdensarvfjordene fra 2026*. 01/03/2023. URL: <https://www.sdir.no/sjofart/fartoy/miljo/utslipp-fra-skip/nullutslipp-i-verdensarvfjordene-fra-2026/>. (Lest: 10/05/2023).
- [11] A. Garcia-Teruel et al. “Life cycle assessment of floating offshore wind farms: An evaluation of operation and maintenance”. In: *Applied Energy* 307 (2022). DOI: <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118067>. (Lest: 19/01/2023).
- [12] C. G. S. H. Diaz. “Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms”. In: *Ocean Engineering* 209 (2020). DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.107381>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S002980182030411X>. (Lest: 02/02/2023).

- [13] E. Dale. *Teknologier og tiltak for elektrifisering av skip*. 2016. URL: https://www.enova.no/upload_images/5CA0E9A81AD54C4C94C3B313AB238A27.pdf. (Lest: 02/02/2023).
- [14] K. Woll. “The history of wind power”. In: *Wind Energy* (2016), pp. 12–21. URL: https://bibsyst-almaprmo.hosted.exlibrisgroup.com/primo-explore/fulldisplay?docid=TN_cdi_gale_vrl_7146000006&context=PC&vid=NTNU_UB&lang=no_N0&search_scope=default_scope&adaptor=primo_central_multiple_fe&tab=default_tab&query=any,contains,history%5C%20of%5C%20wind%5C%20power&offset=0. (Lest: 08/02/2023).
- [15] B. Reimers, B. Ozdirik, and M. Kaltschmitt. “Greenhouse gas emissions from electricity generated by offshore wind farms”. In: *Renewable En energy* 72 (2014), pp. 428–438. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.07.023>. (Lest: 09/02/2023).
- [16] K. Olerud and B. Lahn. *klimagassutslipp*. In: *Store norske leksikon*. 01/26/2023. URL: <https://snl.no/klimagassutslipp>. (Lest: 15/05/2023).
- [17] J. Kaldellis and D. Apostolou. “Life cycle energy and carbon footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart”. In: *Renewable Energy* 108 (2017), pp. 72–84. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.039>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117301258>. (Lest: 02/02/2023).
- [18] S. Nitonye et al. “Dynamic failure analysis of renewable energy systems in the remote offshore environments”. In: *Quality and Reliability Engineering International* 37.4 (2020), pp. 1436–1450. DOI: <https://doi.org/10.1002/qre.2805>. (Lest: 10/02/2023).
- [19] R. McKenna et al. “High-resolution large-scale onshore wind energy assessments: A review of potential definitions, methodologies and future research needs”. In: *Applied Energy* 182 (2022), pp. 659–684. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.10.027>. (Lest: 08/02/2023).
- [20] Siemens Gamesa, ed. *The winds of change have never been stronger*. 2023. URL: <https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/offshore>. (Lest: 03/02/2023).
- [21] Vestas Wind Systems. *Offshore Wind Turbines*. 2023. URL: <https://www.vestas.com/en/products/offshore>. (Lest: 03/02/2023).
- [22] K. Hofstad and K. A. Rosvold. *Vindturbin*. 2022. URL: <https://snl.no/vindturbin>. (Lest: 17/02/2023).
- [23] D. Griffith et al. “A study of rotor and platform design trade-offs for large-scale floating vertical axis wind turbines”. In: *Journal of Physics: Conference Series* 753 (2023). DOI: 10.1088/1742-6596/753/10/102003. (Lest: 08/05/2023).
- [24] H. Karoliussen, T. Hennem, and G. Bjørnås. “Fornybar energi grunnkurs, vindkraft”. In: *Kompendium FENA1001 Notat 4* (2021). (Lest: 17/02/2023).
- [25] K. A. Rosvold and K. Hofstad. *Betz’ lov*. 2019. URL: [https://snl.no/Betz’_lov](https://snl.no/Betz'_lov). (Lest: 10/02/2023).

- [26] V. Sohoni, S. C. Gupta, and R. K. Nema. “A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems”. In: *Journal of Energy* 2016 (2016). DOI: <https://doi.org/10.1155/2016/8519785>. (Lest: 16/02/2023).
- [27] A. Papadopoulos et al. “Collection and transmission losses of offshore wind farms for optimization purposes”. In: *2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 2015, pp. 6724–6732. DOI: 10.1109/ECCE.2015.7310601. (Lest: 16/04/2023).
- [28] E. G. et al. “Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine”. In: *IEA Wind TCP Task 37* (2020). URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>. (Lest: 24/02/2023).
- [29] e24. *Equinor utsetter byggestart for Trollvind*. 04/20/2023. URL: <https://e24.no/i/dwb0eo>. (Lest: 08/05/2023).
- [30] Equinor. *Equinor og partnere utreder 1 GW havvindpark utenfor Bergen*. 2022. URL: <https://www.equinor.com/no/nyheter/20220617-utreder-1gw-havvindpark-utenfor-bergen>. (Lest: 03/02/2023).
- [31] Equinor. *Utbyggingsplaner for elektrifisering av Troll Vest overleveres myndighetene*. 2021. URL: <https://www.equinor.com/no/news/archive/20210423-development-plans-troll-west-electrification>. (Lest: 03/02/2023).
- [32] M. F. Howland, S. K. Lele, and J. O. Dabiri. “Wind farm power optimization through wake steering”. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences* 116.29 (07/16/2019). Publisher: Proceedings of the National Academy of Sciences, pp. 14495–14500. DOI: 10.1073/pnas.1903680116. URL: <https://www.pnas.org/doi/10.1073/pnas.1903680116>. (Lest: 14/04/2023).
- [33] J. Meyers and C. Meneveau. “Optimal turbine spacing in fully developed wind farm boundary layers”. In: *Wind Energy* 15 (03/01/2012), pp. 305–317. DOI: 10.1002/we.469. (Lest: 14/04/2023).
- [34] K. Hofstad. *Kapasitetsfaktor*. 2022. URL: <https://snl.no/kapasitetsfaktor>. (Lest: 24/02/2023).
- [35] DNV. *DP station-keeping assessments optimize SOV operations - DNV*. 03/29/2022. URL: <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/Ensuring-safer-and-more-predictable-DP-operations.html>. (Lest: 15/02/2023).
- [36] Ulstein. *Why should Service Operation Vessels be the standard at offshore wind farms?* Ulstein. 2016. URL: <https://ulstein.com/news/why-should-service-operation-vessels-be-the-standard-at-offshore-wind-farms>. (Lest: 02/02/2023).
- [37] T. Brathaug and H. Burvang. E-post. 04/03/2023. (2023).
- [38] 4. Offshore. *An Introduction to Crew Transfer Vessels*. URL: <https://www.4coffshore.com/support/an-introduction-to-crew-transfer-vessels-aid2.html>. (Lest: 01/05/2023).

- [39] Skipsrevyen. *Umoe Mandal skal levere luftputekatamaraner til Danmark*. 04/28/2022. URL: <https://www.skipsrevyen.no/umoe-mandal-skal-levere-luftputekatamaraner-til-danmark/696474>. (Lest: 01/05/2023).
- [40] Standard Norge. *Vedlikehold - Vedlikeholdsterminologi (NS-EN 13306:2017)*. 02/15/2019. URL: <https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=1022000>. (Lest: 21/04/2023).
- [41] *Muntlig informasjon fra Equinor*. Ed. by R. W. Metcalfe and A. Wikborg. 2023. (2023).
- [42] DNV. *About DNV*. URL: <https://www.dnv.com/Default>. (Lest: 27/03/2023).
- [43] Sjøfartsdirektoratet. *Anerkjente klasseselskap*. 01/12/2012. URL: <https://www.sdir.no/sjofart/fartoy/tilsyn/anerkjente-klasseselskap/>. (Lest: 27/03/2023).
- [44] D. AS. [*DNV-RU-SHIP Pt.1 Ch.2*] *Class notations - edition Jul, 2022*. URL: <https://standards.dnv.com/explorer/document/89884E0845A540B88C1BEC235F35CD68/20>. (Lest: 28/03/2023).
- [45] K. Seter and M. institutt. *Beauforts vindskala*. In: *Store norske leksikon*. 01/12/2023. URL: https://snl.no/Beauforts_vindskala. (Lest: 28/03/2023).
- [46] Ø. Grøn. *fart – fysikk*. In: *Store norske leksikon*. 01/22/2023. URL: https://snl.no/fart_-_fysikk. (Lest: 09/05/2023).
- [47] W. Waag and D. Sauer. “SECONDARY BATTERIES – LEAD– ACID SYSTEMS | State-of-Charge/Health”. In: *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. Ed. by J. Garche. Amsterdam: Elsevier, 2009, pp. 793–804. ISBN: 978-0-444-52745-5. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-044452745-5.00149-0>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444527455001490>. (Lest: 21/03/2023).
- [48] efa. *Hvor lang tid tar det å lade elbilen?* URL: <https://www.efa.no/fagartikler/ladestasjon-hjemme>. (Lest: 02/05/2023).
- [49] Meteorologisk institutt. *Frost API*. URL: <https://frost.met.no/index.html>. (Lest: 18/03/2023).
- [50] Norsk klimaservicesenter. *Observasjoner og værstatistikk*. 2023. URL: <https://seklima.met.no/>. (Lest: 24/02/2023).
- [51] J. O. G. Tande. *Ulike vindforhold: Slik bør vi bygge 30 GW havvind i Norge*. SINTEF. 08/15/2022. URL: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/30-gw-havvind-i-norge/>. (Lest: 03/03/2023).
- [52] J. A. et al. “Havromsteknologi - et hav av muligheter”. In: NTNU, 2013. Chap. 1.
- [53] K. Barthel. *Havbølger*. 04/14/2022. URL: <https://snl.no/havb%C3%B8lger>. (Lest: 21/03/2023).

- [54] WMO. “Guide to Wave Analysis and Forecasting”. In: WMO-No.702 (2018). URL: https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10979. (Lest: 21/03/2023).
- [55] W. A. Breugem and L. H. Holthuijsen. “Generalized Shallow Water Wave Growth from Lake George”. In: *Journal of Waterway, Port, Coastal, and Ocean Engineering* 133 (2007). DOI: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-950X\(2007\)133:3\(173\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-950X(2007)133:3(173)). URL: <https://ascelibrary.org/doi/full/10.1061/%5C%28ASCE%5C%290733-950X%5C%282007%5C%29133%5C%3A%5C%28173%5C%29>. (Lest: 21/03/2023).
- [56] K. H. Halse. *Wave statistics*. (Lest: 26/04/2023).
- [57] DNV. *Offshore Standard DNV-OS-H101, Marine Operations, General*. 2011. (Lest: 26/04/2023).
- [58] F. Díaz-González et al. “A review of energy storage technologies for wind power applications”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.4 (05/01/2012), pp. 2154–2171. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112000305>. (Lest: 23/02/2023).
- [59] O. Mo. *What’s the point of installing batteries on marine vessels if the batteries are charged by electricity from their diesel generators? #SINTEFblog*. 03/12/2019. URL: <https://blog.sintef.com/sintefenergy/why-install-batteries-on-ships/>. (Lest: 09/03/2023).
- [60] B. Drazga. *Utility energy storage : profiles batteries, compressed air storage, flywheels, hydrogen, superconducting magnetic energy storage, thermal energy storage, ultracapacitors, and vehicle - to - grid*. Phoenix, Ariz.: Red Mountain Insights, 2012. ISBN: 1-62484-002-7. URL: https://bibsys-almaprimo.hosted.exlibrisgroup.com/permalink/f/13q4kuj/BIBSYS_ILS71520370190002201. (Lest: 17/02/2023).
- [61] S. G. Jayasinghe et al. “Review of Ship Microgrids: System Architectures, Storage Technologies and Power Quality Aspects”. In: *Inventions* 2.1 (2017). DOI: 10.3390/inventions2010004. URL: <https://www.mdpi.com/2411-5134/2/1/4>. (Lest: 09/03/2023).
- [62] Let’s Talk Science. *How does a lithium-Ion battery work?* 2019. URL: <https://letstalkscience.ca/educational-resources/stem-in-context/how-does-a-lithium-ion-battery-work>. (Lest: 09/05/2023).
- [63] H. Chen et al. “Progress in electrical energy storage system: A critical review”. In: *Progress in Natural Science* 19.3 (2009), pp. 291–312. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>. (Lest: 21/04/2023).

- [64] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu. “Review of energy storage technologies for sustainable power networks”. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 8 (2014), pp. 74–91. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2014.07.004>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138814000708>. (Lest: 21/04/2023).
- [65] F. Nadeem et al. “Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles and Impacts on Future Power Systems”. In: *IEEE Access* 7 (2019), pp. 4555–4585. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2888497. (Lest: 09/05/2023).
- [66] Maritime Battery Forum. *How to select a battery system for your ship?* 04/14/2022. URL: <https://www.maritimebatteryforum.com/news/maritime-batteries>. (Lest: 09/03/2023).
- [67] H. Zhao et al. “Review of energy storage system for wind power integration support”. In: *Applied Energy* 137 (2015), pp. 545–553. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.103>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914004668>. (Lest: 21/04/2023).
- [68] S. Farhad and A. Nazari. “Introducing the energy efficiency map of lithium-ion batteries”. In: *International Journal of Energy Research* 43 (2018). DOI: 10.1002/er.4332. (Lest: 19/04/2023).
- [69] ABB. *Energy Storage Solutions*. Medium Voltage Products. URL: <https://new.abb.com/medium-voltage/packaging-and-solutions/energy-storage-solutions>. (Lest: 19/04/2023).
- [70] C. Energy. *Energy Storage Solutions*. URL: <https://corvusenergy.com/products/energy-storage-solutions/>. (Lest: 19/04/2023).
- [71] Active Power. *Active Power’s Ups, Energy Storage, Modular Power Products*. URL: <https://www.activepower.com/en-GB/2812/products>. (Lest: 19/04/2023).
- [72] *Muntlig informasjon fra Spinning Energy*. Ed. by A. O. Rødstøl. (2023).
- [73] M. Amiryar and K. Pullen. “Analysis of Standby Losses and Charging Cycles in Flywheel Energy Storage Systems”. In: *Energies* 13 (2020), p. 4441. DOI: 10.3390/en13174441. (Lest: 25/02/2023).
- [74] Stornetic. *Our Technology*. URL: <https://www.stornetic.com/our-technology>. (Lest: 19/04/2023).
- [75] H. E. Gemini.no. *Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?* SINTEF. 04/01/2020. URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/>. (Lest: 28/02/2023).
- [76] U. D. of Energy. *Hydrogen Storage*. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>. (Lest: 10/05/2023).

- [77] B. Pedersen. *metallhydrid*. 01/26/2023. URL: <http://snl.no/metallhydrid>. (Lest: 28/02/2023).
- [78] MathWorks. *Fuel Cell Model*. URL: <https://se.mathworks.com/discovery/fuel-cell-model.html>. (Lest: 10/05/2023).
- [79] P. K. Kofstad et al. *Hydrogen*. 01/22/2023. URL: <https://snl.no/hydrogen>. (Lest: 09/03/2023).
- [80] P. Li. “Energy storage is the core of renewable technologies”. In: *IEEE Nanotechnology Magazine* 2.4 (2008), pp. 13–18. DOI: 10.1109/MNANO.2009.932032. (Lest: 28/02/2023).
- [81] E. Barbour. *Superconducting Magnetic Energy Storage*. URL: <http://www.eseslab.com/ESsensePages/SMES-page>. (Lest: 10/05/2023).
- [82] P. Tixador. “Superconducting Magnetic Energy Storage: Status and Perspective”. In: *IEEE/CSC & ESAS European Superconductivity News Forum* 3 (2008). (Lest: 16/02/2023).
- [83] T. Nam, J. W. Shim, and K. Hur. “The Beneficial Role of SMES Coil in DC Lines as an Energy Buffer for Integrating Large Scale Wind Power”. In: *IEEE Transactions on Applied Superconductivity* 22 (2012). DOI: 10.1109/TASC.2011.2175686. (Lest: 16/02/2023).
- [84] W. Storr. *Ultracapacitor and the Ultracapacitor Battery*. 02/16/2015. URL: <https://www.electronics-tutorials.ws/capacitor/ultracapacitors.html>. (Lest: 20/02/2023).
- [85] StudioGuy. *Working Principle of Supercapacitor – StudiosGuy*. 2023. URL: <https://studiousguy.com/working-principle-supercapacitor/>. (Lest: 20/02/2023).
- [86] N. Mjøs et al. “DNV GL Handbook for Maritime and Offshore Battery Systems”. In: (2016), pp. 29–35. URL: <https://www.dnv.com/maritime/publications/maritime-and-offshore-battery-systems-download.html>. (Lest: 10/02/2023).
- [87] R. von der Esche. *Safety of Flywheel Storage Systems*. 2016. DOI: 10.13140/RG.2.2.12482.99524. (Lest: 14/02/2023).
- [88] K.-A. Adamson and P. Pearson. “Hydrogen and methanol: a comparison of safety, economics, efficiencies and emissions”. In: *Journal of Power Sources* 86.1 (03/01/2000), pp. 548–555. DOI: 10.1016/S0378-7753(99)00404-8. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775399004048>. (Lest: 14/02/2023).
- [89] L. Alvestad and K. Berge. “Handbook for Hydrogen-fuelled vessels”. In: (2021), pp. 74–81. URL: <https://www.dnv.com/Publications/handbook-for-hydrogen-fuelled-vessels-203602>. (Lest: 10/02/2023).

- [90] B. B. Adetokun, O. Oghorada, and S. J. Abubakar. “Superconducting magnetic energy storage systems: Prospects and challenges for renewable energy applications”. In: *Journal of Energy Storage* 55.PC (09/15/2022), p. 105663. DOI: 10.1016/j.est.2022.105663. URL: <https://browzine.com/articles/534732962>. (Lest: 10/02/2023).
- [91] Maxwell Technologies. *Safety Data Sheet (SDS) for Maxwell Ultracapacitors*. Document Control Number: 3000389-EN. 03/20/2015. URL: https://library.e.abb.com/public/5184a587e60d4f1ea541de4f4d3d676d/Maxwell%5C%20Ultracap%5C%20Safety_Datasheet_3000389_EN_2.pdf. (Lest: 10/05/2023).

Vedlegg

A Referanseturbin

I dette vedlegget er det figurert som presenterer tekniske data til referanseturbinen 15 MW fra IEA, og avleste verdier fra effektkurven presentert i Figur 3 i Kapittel 3.1.1 [28].

Table 1-1. Key Parameters for the IEA Wind 15-MW Turbine, As Compared to the DTU 10-MW Turbine

Parameter	Units	DTU 10-MW Turbine	IEA Wind 15-MW Turbine
Power rating	MW	10	15
Turbine class	-	IEC Class 1B	IEC Class 1B
Specific rating	W/m ²	401	332
Rotor orientation	-	Upwind	Upwind
Number of blades	-	3	3
Control	-	Variable speed	Variable speed
	-	Collective pitch	Collective pitch
Cut-in wind speed	m/s	4	3
Rated wind speed	m/s	11.4	10.59
Cut-out wind speed	m/s	25	25
Rotor diameter	m	178.3	240
Airfoil series	-	FFA-W3	FFA-W3
Hub height	m	119	150
Hub diameter	m	5.6	7.94
Hub overhang	m	7.1	11.35
Drivetrain	-	Medium speed	Low speed
	-	Multiple-stage gearbox	Direct drive
Design tip-speed ratio	-	7.5	9.0
Minimum rotor speed	rpm	6.0	5.0
Maximum rotor speed	rpm	9.6	7.56
Maximum tip speed	m/s	90	95
Gearbox ratio	-	50	—
Shaft tilt angle	deg	5	6
Rotor precone angle	deg	-2.5	-4.0
Blade prebend	m	3.332	4
Blade mass	t	41	65
Rotor nacelle assembly mass	t	674	1,017
Tower mass	t	987	860
Tower base diameter	m	8	10
Transition piece height	m	10	15
Monopile embedment depth	m	42.6	45
Monopile base diameter	m	9	10
Monopile mass	t	2,044	1,318
deg	degrees	rpm	revolutions per minute
m	meters	t	metric tons
m/s	meters per second	W/m ²	watts per square meter
MW	megawatts		

Figur 28: Oversikt over tekniske data for referanseturbinen hentet fra IEA [28].

Figure 2-1. View from the suction side (top) and trailing edge (bottom) of the offshore wind turbine blade

Table 2-1. Blade Properties

Description	Value	Units
Blade length	117	m
Root diameter	5.20	m
Root cylinder length	2.34	m
Max chord	5.77	m
Max chord spanwise position	27.2	m
Tip prebend	4.00	m
Precone	4.00	deg
Blade mass	65,250	kg
Blade center of mass	26.8	m
Design tip-speed ratio	9.00	-
First flapwise natural frequency	0.555	Hz
First edgewise natural frequency	0.642	Hz
Design C_P	0.489	-
Design C_T	0.799	-
Annual energy production	77.4	GWh

deg	degrees	kg	kilograms
GWh	gigawatt-hours	m	meters
Hz	Hertz		

Figur 29: Oversikt over tekniske data for referanseturbinen hentet fra IEA [28].

Verdier til effektkurve avlest fra referansekurve for 15MW-turbin gitt av IEA.

Vindhastighet [m/s]	Effekt [MW]
1	0
2	0
3	0,1
4	1,2
5	1,5
6	2,7
7	4,5
8	6,57
9	9,2
10	12,77
11	15
12	15
13	15
14	15
15	15
16	15
17	15
18	15
19	15
20	15
21	15
22	15
23	15
24	15
25	15
26	0
27	0
28	0
29	0
30	0
31	0
32	0

Figur 30: Avleste verdier for effektkurven til referanseturbinen gitt av IEA [28].

B Væranalyser

Tabell 19 viser en oversikt over gjennomsnittsvinden, maksimal vindhastighet, og hvor mange timer det er ingen- og maksimal produksjon for alle årene. Antall timer det er ingen produksjon er antall timer vindhastigheten er målt til under 3 m/s og over 25 m/s. Antall timer med maksimal produksjon er antall timer det er målt vindhastighet mellom 11 m/s og 25 m/s. Tabell 19 viser også en oversikt over gjennomsnittsverdier basert på hele tidsperioden fra 2017 til og med 2022. Vindmålinger som er analysert er hentet fra SeKlima [50].

Tabell 19: Oversikt over analyserter vinddata for Troll-feltet.

År	Gjennomsnittsvind [m/s]	Maks vind [m/s]	Ingen produksjon [h]	Maks produksjon [h]
2017	8,0	24,1	720	1 931
2018	7,9	28,0	981	1 787
2019	7,7	25,8	871	1 661
2020	8,3	24,0	886	2 254
2021	7,6	26,6	1 132	1 733
2022	8,2	24,8	811	2 158
Gjennomsnitt	8,0	25,6	900	1 921

Bølgedata er presentert i Tabell 20 der Hs er signifikant bølgehøyde. Bølgedata som er analysert er hentet fra Frost [49].

Tabell 20: Viser en oversikt over analysen som er gjort med bølgedataen for årene 2017–2022

År	Antall målinger	Gjennomsnittlig Hs [m]	Median Hs [m]	Antall døgn Hs < 3 m
2017	365	3,1	2,8	194
2018	359	2,9	2,6	212
2019	365	2,9	2,6	223
2020	359	3,4	3,2	165
2021	355	2,9	2,7	207
2022	271	3,2	2,9	140
Gjennomsnitt	346	3,1	2,8	190

C Energiproduksjon

Tabell 21 viser estimert energiproduksjon, kapasitetsfaktor og brukstid for vindparken, bestående av 60 referanseturbiner i Troll-feltet.

Tabell 21: Estimert energiproduksjon, kapasitetsfaktor og brukstid til vindparken gitt at det ikke er nedetid.

År	Energiproduksjon [TWh]	Kapasitetsfaktor [%]	Brukstid [h]
2017	3,7	46,7	4 091
2018	3,5	44,8	3 928
2019	3,5	44,8	3 922
2020	4,0	50,8	4 446
2021	3,4	43,1	3 777
2022	3,9	48,9	4 280
Gjennomsnitt	3,7	46,5	4 074

D Energilager

Tabeller fra hvert studie som er analysert om energilager, med informasjon om tilhørende egenskaper som er presentert.

Tabell 22: Oversikt av tekniske egenskaper til de ulike energilagrene fra 2009, hentet fra Haisheng Chen et al. [63].

Tekniske egenskaper	SMES	Superkondensator	Hydrogen Fuel Cell	Li-ion batteri	Svinghjul
Effekt [MW]	0,1 - 10	0 - 0,3	0 - 50	0 - 0,1	0 - 0,25
Gravimetrisk energitetthet [Wh/kg]	0,5 - 5	2,5 - 15	800 - 10 000	75 - 200	10 - 30,0
Volumetrisk energitetthet [Wh/L]	500 - 2 000	500 - 5 000	500 - 3 000	200 - 500	20 - 80
Virkningsgrad [%]	>97	-	20 - 50	<100	-
Selvtlading [%/dag]	10 - 15	20 - 40	0	0,1 - 0,3	100
Utladningstid	ms - s	ms - h	s - h	min - h	ms - min
Sykluslevetid [antall]	>100 000	>100 000	>1 000	1 000 - >10 000	>20 000
Pris [\$/kW]	200 - 300	100 - 300	>10 000	1 200 - 4 000	250 - 350
Pris [\$/kWh]	1 000 - 10 000	300 - 2 000	-	600 - 2 500	1 000 - 5 000
Utviklingsløp	-	-	-	-	-

Tabell 23: Oversikt av tekniske egenskaper til de ulike energilagrene fra 2012. Verdiene for sykluslevetid avviker kraftig i forhold til tidligere og nyere studie, og er dermed ikke tatt med videre i sammenstilling av samtlige parametere for de ulike energilagrene. hentet fra Francisco Díaz-González et al. [58].

Tekniske egenskaper	SMES	Superkondensator	Hydrogen Fuel Cell	Li-ion batteri	Svinghjul
Effekt [MW]	1 - 100	0,05 - 0,25	0,1 - 50	0,015 - 50	0,1 - 20
Gravimetrisk energitetthet [Wh/kg]	10 - 75,0	1 - 15,0	100 - 1 000	80 - 200	5 - 100
Volumetrisk energitetthet [Wh/L]	-	-	-	-	-
Virkningsgrad [%]	80 - 95	65 - 90	35 - 42	78 - 88	85
Selvtlading [%/dag]	10 - 15	5 - 20	0	1 - 5	100
Utladningstid	-	-	-	-	-
Sykluslevetid [antall]	10 000 - 100 000	500 000 - 1 000 000	20 000	1 500 - 3 500	100 000 - 10 000 000
Pris [\$/kW]	-	-	-	-	-
Pris [\$/kWh]	-	20 000	2 -15	900 - 1 3000	400 - 800
Utviklingsløp	-	-	-	-	-

Tabell 24: Oversikt av tekniske egenskaper til de ulike energilagrene fra 2014, hentet fra D. O. Akinyele et al. [64].

Tekniske egenskaper	SMES	Superkondensator	Hydrogen Fuel Cell	Li-ion batteri	Svinghjul
Effekt [MW]	0,1 - 10	0 - 0,3	0 - 50	0 - 0,1	0 - 0,25
Gravimetrisk energitetthet [Wh/kg]	0,5 - 5	2,5 -15	800 - 10 000	75 - 200	10 - 30,0
Volumetrisk energitetthet [Wh/L]	0,2 - 2,5	10 - 30,0	500 - 3 000	200 - 500	20 - 80
Virkningsgrad [%]	95 - >97	75 - 95	-	85 - <100	80 - 95
Selvtlading [%/dag]	10 - 15	20 - 40	0	0,1 - 0,3	100
Utladningstid	ms - 8 s	ms - 60 min	s - 24 h+	min - hours	ms - 15 min
Sykluslevetid [antall]	>100 000	>100 000	>1 000	1 000 - >10 000	>20 000
Pris [\$/kW]	200 - 300	100 - 300	>10 000	1 200 - 4 000	250 - 350
Pris [\$/kWh]	1 000 - 10 000	300 - 2 000	-	600 - 2 500	1 000 - 5 000
Utviklingsløp	-	-	-	-	-

Tabell 25: Oversikt av tekniske egenskaper til de ulike energilagrene fra 2015. Verdiene for sykluslevetid urealistiske lave i forhold til nyere og eldre studier, og derfor er ikke sykluslevetid verdiene fra denne tabellen tatt med videre i sammenstilling av samtlige parametere for de ulike energilagrene hentet fra Haoran Zhao et al. [67].

Tekniske egenskaper	SMES	Superkondensator	Hydrogen Fuel Cell	Li-ion batteri	Svinghjul
Effekt [MW]	0,1 - 10	0 - 0,3	0 - 50	0 - 0,1	0 - 0,25
Gravimetrisk energitetthet [Wh/kg]	-	-	-	-	-
Volumetrisk energitetthet [Wh/L]	6	10 - 20,0	600 (200 bar)	200 - 400	20 - 80
Virkningsgrad [%]	75 - 80	85 - 98	34 - 44	65 - 75	80 - 90
Selvtlading [%/dag]	10 - 15	20 - 40	0	0,1 - 0,3	100
Utladningstid	<s	<s	s - min	<s	<s
Sykluslevetid [antall]	-	104 - 105	103 - 105	600 - 1200	104 - 107
Pris [\$/kW]	200 - 300	100 - 300	>10 000	1 200 - 4 000	250 - 350
Pris [\$/kWh]	1 000 - 10 000	300 - 2 000	-	600 - 2 500	1 000 - 5 000
Utviklingsløp	-	-	-	-	-

Tabell 26: Oversikt av tekniske egenskaper til de ulike energilagrene fra 2019, hentet fra Furquan Nadeem et al. [65].

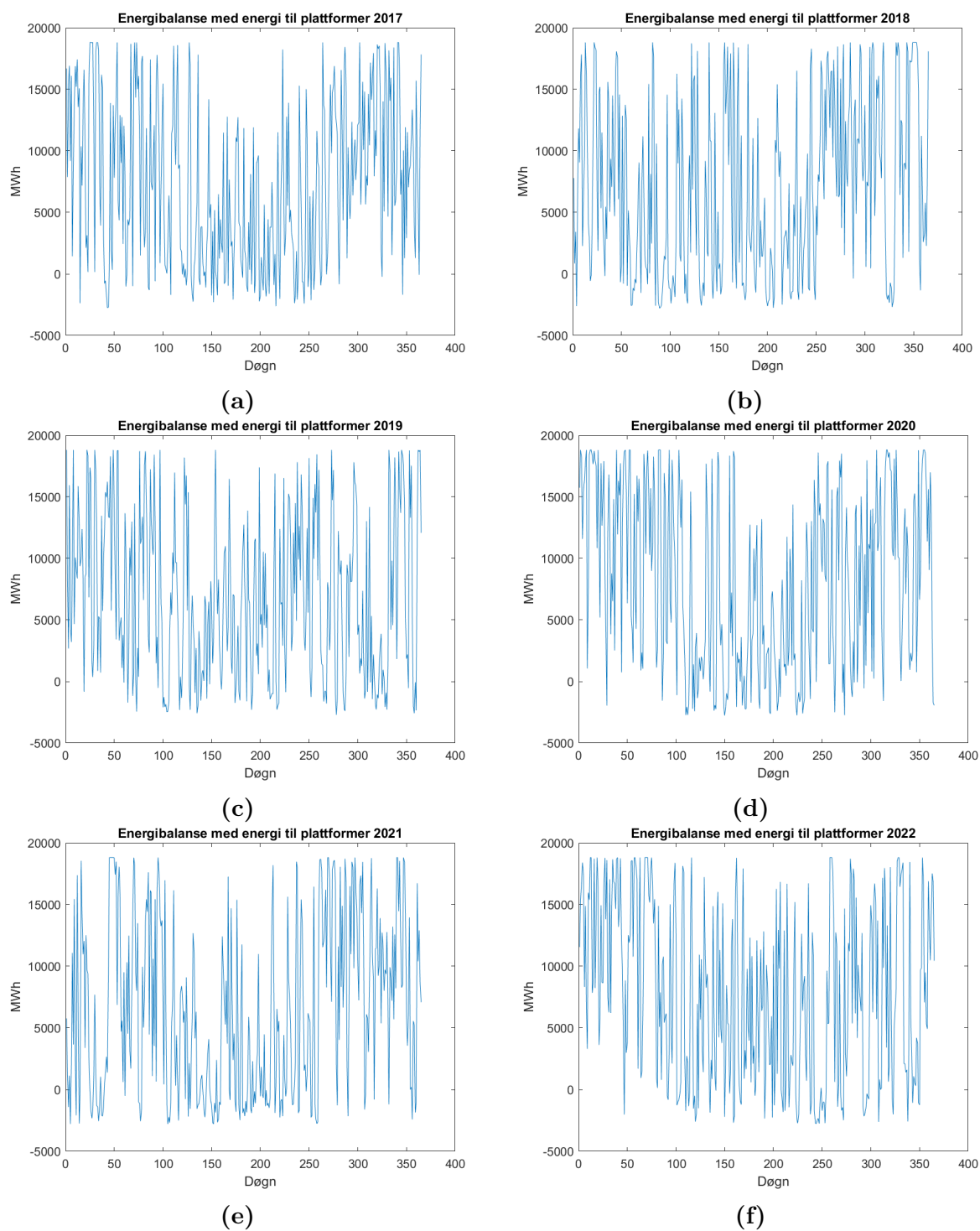
Energilager	SMES	Superkondensator	Hydrogen Fuel Cell	Li-ion batteri	Svinghjul
Effekt [MW]	0,01 - 10	0,01 - 0,3	0,3 - 50	0,05 - 0,100	0,01 - 0,25
Gravimetrisk energitetthet [Wh/kg]	0,5 - 5	0,05 - 15	600 - 1 200	120 - 230	5 - 80,
Volumetrisk energitetthet [Wh/L]	-	-	-	-	-
Virkningsgrad [%]	90 - 97	85 - 95	30 - 50	85 - 95	90 - 95
Selvtlading [%/dag]	10 - 15	5 - 20	0	1 - 5	100
Utladningstid	ms - s	ms - min	s - 24 h	min - 1 h	s - 15 min
Sykluslevetid [antall]	100 000 - 500 000	20 000 - 100 000	1000 - 10 000	1 000 - 10 000	20 000 - 100 000
Pris [\$/kW]	200 - 350	100 - 300	400 - 2000	1 200 - 4 000	100 - 300
Pris [\$/kWh]	1 000 - 10 000	300 - 2000	1 - 15	400 - 2500	1 000 - 5 000
Utviklingsløp	Tidlig demonstrasjon	Utvikling	Demonstrasjon	Tilgjengelig på markedet	Tilgjengelig på markedet

E Case 1

Case 1 er estimert energibalanse med hensyn på at oljeplattformene skal dekke energibehovet med energi fra Trollvind. Energibalansen er energibehovet trekt ifra energiproduksjonen per dag.

Tabell 27: Oversikt over verdiene vist i Figur 26 for energiregnskapet til Case 1, der energimangel og overskuddsenergi er akkumulerte verdier.

Case 1				
År	Energiproduksjon [GWh]	Energibehov [GWh]	Energimangel [GWh]	Overskuddsenergi [GWh]
2017	3 680	1 016	79	2 633
2018	3 537	1 016	129	2 541
2019	3 528	1 016	103	2 509
2020	4 000	1 016	98	2 951
2021	3 398	1 016	153	2 433
2022	3 851	1 016	105	2 824
Gjennomsnitt	3 665	1 016	111	2 649



Figur 31: Viser energibalansen per døgn for case 1 der energibehovet til plattformene skal dekkes for årene 2017 til 2022.

F Case 2

Case 2 er estimert energibalanse med hensyn på at servicefartøyet skal dekke energibehovet med energi fra Trollvind. Energibalansen er energibehovet trekt ifra energiproduksjonen per dag.

Tabell 28: Oversikt over verdiene vist i Figur 27 for energiregnskapet til Case 2, der energimangel og overskuddsenergi er akkumulerte verdier.

Case 2				
År	Energiproduksjon [GWh]	Energibehov [GWh]	Energimangel [GWh]	Overskuddsenergi [GWh]
2017	3 680	6,31	0,02	3 674
2018	3 537	6,32	0,04	3 527
2019	3 528	6,34	0,00	3 522
2020	4 000	6,25	0,04	3 983
2021	3 398	6,33	0,07	3 391
2022	3 851	6,28	0,02	3 845
Gjennomsnitt	3 665	6,31	0,03	3 657

