

Undersøgelse af forskellige løsninger på ladning af de nye elektriske færger mellem Ærøskøbing og Svendborg.



Foto: Ærø Energy Lab

Udarbejdet i samarbejde med Ærøfærgerne og Ærø Energi- og Miljøkontor af lektor Henrik Hagbarth Mikkelsen, Marstal Navigationsskole.

Sammenfatning

I undersøgelsen er der opstillet scenarier for energiforbrug og ladebehov for to nye elfærger. De er baseret på data fra de indledende undersøgelser for en færgestørrelse på 69,5 meters længde og 17 meters bredde. For alle beregninger, er der taget udgangspunkt i et dobbeltender-skrogdesign af aluminium og energiforbrug for henholdsvis 75 og 70 minutters overfartstid mellem Ærøskøbing og Svendborg fra de rådgivende skibsingeniørers foreløbige beregninger.

Det nuværende antal daglige afgang på ruten er fastholdt. For en overfartstid på 70 minutter, er den sparede sejltilid vekslet til i alt 10 minutters længere havneophold per rundrejse for at give mere tid til opladning. Den ekstra ladetid nedbringer markant behovet for ladeeffekt og dermed nettilslutning.

Der er i undersøgelsen gennemregnet scenarier for ladestation i begge havne samt ladestation alene i Ærøskøbing, hvor hele energiforbruget så skal nå at oplades til en rundrejse. Undersøgelsens resultater viser, at begge løsninger er teknisk mulige. Der vurderes at være tilstrækkelig kapacitet i søkabler til Ærø for situationer med vindstille og mørke eller overskyet vejr, såkaldt dunkelflaute, også selvom der kun oplades på Ærø. Dialog med netforsyningsselskab om tilslutningsaftale bør indledes tidligt i designfasen.

I kapitel 3.3 belyses både de økonomiske og operationelle konsekvenser ved hver af de to løsninger samt en række yderligere designvalg i undersøgelsen, der er defineret af opdraget fra den kommunale styregruppe for de nye elfærger.

Herunder fremgår en kort opsummering af de operationelle fordele og ulemper ved henholdsvis ladestation i begge havne, og ladestation alene i Ærøskøbing:

Operationelle fordele ved ladestation i begge havne, scenarie (i)
Udnyttelse af al havnetid til opladning af færger
Øget driftssikkerhed (reduktion ved nedbrud)
Mulighed for forhandling om tilslutningsaftale to steder
Mulighed for handel med to elhandelsselskaber og balanceansvarlige
Synergi ved fælles faciliteter i Svendborg
Operationelle ulemper ved ladestation i begge havne, scenarie (i)
Udgifter til to ladestationer
Pladsbehov og visuelt udtryk for ladestation på Havnepladsen i Svendborg.
Begrænset havnetid i Svendborg, hvis færge ikke overnatter
Ulemper ved handel med to elhandelsselskaber og to balanceansvarlige

Scenarie i. Opsummering af fordele og ulemper ved ladestation i både Ærøskøbing og Svendborg.

Operationelle fordele ved opladning kun i Ærøskøbing, scenarie (ii)
Stordriftsfordele ved at samle ladeffekt, og evt. også batterilager, i ét stort anlæg
Bedre udnyttelsesgrad af ladestation, når elfærger overnatter på Ærø
Mulighed for at bruge Ærøs egen VE-produktion og udnytte fleksibilitet og synergier lokalt
Uafhængighed af krav og pladsbegrænsninger på Svendborg Havn
Operationelle ulemper ved opladning kun i Ærøskøbing, scenarie (ii)
Kortere tid til opladning
Større batteri i elfærgerne og/eller større afladningsdybde
Højere belastning af Ærøs elnet og lavere redundans i tilfælde af fejl på ladestation eller elnet
Mistet synergieffekt med ladestation til Skarø/Drejø-elfærge
Ikke mulighed for handel med to elhandelselskaber og to balanceansvarlige

Scenarie ii. Opsummering af fordele og ulemper, hvis der kun etableres en stor ladestation i Ærøskøbing.

Der opnås, under de fleste forudsætninger, de laveste etableringsomkostninger ved en overfartstid på kun 70 minutter og en samling af ladeinfrastrukturen i Ærøskøbing. Dette er inklusive priser for elfærgernes batterier og eventuelle havnebatterier. Det skyldes en kombination af den bedre tid til ladning og stordriftsfordelene ved at lave én stor ladestation i stedet for to mindre.

Anlægsomkostningerne til ladestationer, målt per etableret MW ladeffekt, varierer voldsomt fra 3,7 til 8,1 millioner kr/MW i de forskellige scenarier og designvalg. Dette skyldes blandt andet stordriftsfordele, når ladningen samles i én havn, men især de store forskelle i den måde, der kan tilsluttes til elnettet på. Indgås f.eks. tilslutningsaftale med begrænset netadgang spares tilslutningsbidraget, hvormed to ladestationer, i enkelte tilfælde, er billigere at etablere. Alle beregninger og priser er eksklusive moms eller splitmoms.

De samlede omkostninger til etablering af ladestationer varierer i undersøgelsen fra 35 til 100 millioner kr., inklusive stikledninger og eventuelle havnebatterier til cirka 15 millioner kr., mens der, for de to nye elfærger, forventes anlægsomkostninger til batterier på i alt 30 til 55 millioner kr. Prisen afhænger af den valgte batteritype og overfartsprofil. Lades kun i Ærøskøbing øges batteristørrelsen ombord med ca. 50%.

For at vurdere rentabiliteten på længere sigt, er de årlige omkostninger til energi, effektbetaling og netabonnement bestemt for hver tilslutningsmulighed og ladeløsning. Omkostninger til energi svinger fra 4,3 til 10,3 millioner kr. årligt, selvom der er brugt samme elspotpris time for time i alle scenarier, baseret på historiske døgnvariationer. Især designvalg, hvor der anvendes havnebatterier kan reducere nettilslutningseffekter. Kombineret med levering af systemydelser til elnettet, har havnebatterierne potentiale for store besparelser på omkostningerne til energi i driften.

I Tabel 3.3.1 er de totale omkostninger over 20 år, til både etablering og energiforbrug, bestemt for nettilslutning, ladestationer samt elfærge- og havnebatterier. I anlægsomkostningerne er der indregnet et batteriskifte indenfor perioden, baseret på estimeret levetid af den valgte batteritype og størrelse.

Set over 20 år klarer én versus to ladestationer sig omtrent lige godt omkostningsmæssigt. Det skyldes især, at elfærgernes batterier, som nævnt, skal være ca. 50% større, når der kun lades i Ærøskøbing. Målt over 20

år udligner det stordriftsfordelen ved kun at etablere én stor ladestation. På endnu længere sigt, vil det være mest økonomisk effektivt at oplade i begge havne. Der er dog ikke tale om markante forskelle set i forhold til den lange periode for opgørelsen. Små ændringer i rammebetingelserne, kan få det ene scenarie til at overhale det andet.

Besparelser fra synergi med andre aktører er ikke medregnet i konsekvensberegningerne, men kan for alle scenarier flytte økonomien signifikant. Det vurderes i kapitel 3.1, at besparelser ved fælles etablering af 4 MW ladeeffekt med andre elfærger i Svendborg kan være af størrelsesordenen 10-12 millioner kr. For de løbende energiomkostninger er besparelserne dog små ved deling. Samtidig er der problematiske bindinger ved en deling i forhold til færgerens sejlplaner og ladestationens placering i forhold til færgelejerne.

I Ærøskøbing er der identificeret synergimuligheder med andre konkrete aktører af mindst 4,5 MW tilsluttet effekt. Deling af 4,5 MW, kan give besparelser af samme størrelsesorden som nævnt for Svendborg Havn. Her er synergien bedre, da forbruget er mere fleksibelt. Dertil kommer et potentiale for synergi med hurtigladning af elbusser og ellastbiler på Ærøskøbing Havn, der ikke er regnet på.

Valget mellem at nettilslutte som A-høj- eller B-høj-kunde påvirker både tilslutningsomkostningerne, men også de løbende omkostninger til nettariffer og tab i transformerstationer. Typisk bliver de samlede omkostninger til etablering af ladeanlæg som B-kunde lidt lavere, men det er ikke nødvendigvis den optimale løsning, da B-kunder betaler højere nettariffer i hele anlæggets og elfærgernes levetid. Det skal dog nævnes, at tilslutning som B-kunde i kombination med afkoblingsaftale giver de absolut laveste omkostninger til etablering af ladestationerne.

Havnebatterier er ikke billige at etablere ved ladestationerne, men de giver til gengæld de absolut laveste løbende energiomkostninger ifølge beregningerne, der er baseret på opdatering af tidligere Zero Emission Ports North Sea-studier for handel af ledig batterikapacitet i frekvensreguleringsmarkedet i Vestdanmark.

Der er i undersøgelsen attraktive designløsninger med god balance mellem omkostninger til etablering og de løbende omkostninger, både hvis der vælges én eller to ladestationer. Designvalg med havnebatterier giver i begge tilfælde de laveste samlede omkostninger, såfremt der kan leveres systemydelse fra dem.

I undersøgelsen bruges priser for nye batterimoduler til havnebatterierne, men der er en potentiel mulighed for at bruge batterimoduler fra elfærgen Ellen kan indgå i havnebatterier. Disse er allerede betalt af Ærøfærgerne. Det undersøges parallelt med designfasen om dette er teknisk muligt og rentabelt.

For løsninger med kun én ladestation er 70 minutters overfart både økonomisk og operationelt at foretrække, målt over 20 år, til trods for 15% højere energiforbrug og 10% øget størrelse på batterier i elfærgerne målt i forhold til 75 minutters overfart. Ladestationen vil her blive 9,3 MW i Ærøskøbing ifølge beregningerne ved 70 minutters overfart og 15 MW ved 75 minutters overfart, hvor ladepausen er kort.

For løsninger med ladestation i begge havne vil 70 minutters overfart kræve mindst 5,9 MW i hver havn. Til trods for at omkostningerne til etablering er lavere, end for ladestation til 75 minutters overfart på 7,2 MW i hver havn, bliver det på sigt lidt dyrere at sejle på 70 minutter. Det skyldes den højere hastighed, når der skal spares 5 minutter i overfartstid. Værdien af sparet rejsetid er dog ikke indregnet i undersøgelsen.

På basis af undersøgelsen kan der i den kommunale styregruppe for nye elfærger foretages yderligere designvalg frem mod byggeprocessen. Det konkluderes i denne undersøgelse, at der forsat er nogle usikkerheder omkring relevante tilslutningsaftaler samt synergi med andre aktører på havnene. Begge dele kan rykke signifikant ved såvel etableringsomkostninger som løbende energiomkostninger og nettariffer.

Indhold

1	Indledning	6
1.1	Formål	6
1.2	Afgrænsning	6
1.3	Designvalg og undersøgte scenarier	7
2	Metode og baggrund	8
2.1	Designtrekanten og energiforbrug.....	8
2.2	Batteriteknologi	10
2.3	Energipriser, tilslutning, nettariffer og systemydelse.....	14
3	Beregninger og vurderinger af scenarier	21
3.1	Scenarie (i) Ladestation i begge havne af samme størrelse.....	22
3.1.1	Operationelle fordele og ulemper ved scenarie (i)	22
3.1.2	Konsekvenser ved designvalg punkt 1 til 5 for scenarie (i)	26
3.2	Scenarie (ii). Stor ladestation kun i Ærøskøbing	33
3.2.1	Operationelle fordele og ulemper ved scenarie (ii)	33
3.2.2	Konsekvenser ved designvalg punkt 1 til 5 for scenarie (ii)	36
3.3	Sammenligning af designvalg og konsekvenser for scenarierne	45
4	Konklusion.....	48
4.1	Konklusioner og vurderinger.....	48
4.2	Perspektivering af designprocessen og fremtidens operation	52
5	Litteraturliste	54
6	Liste over figurer	56
7	Liste over tabeller	57
8	Liste over begreber og forkortelser	58

1 Indledning

På møde d. 5. marts 2024, i den kommunale styregruppe for E-ferry Twins, blev behovet for yderligere undersøgelser af forskellige løsninger på ladning af de nye elektriske færger vendt, i forbindelse med dagsordenspunktet om status på havnene. Her var der enighed om, at følgende faktorer skulle undersøges nærmere, med henblik på at få afdækket fordele og ulemper ved forskellige ladeløsninger:

- Redegørelse for ladescenarierne (i) ladestation i både Ærøskøbing og Svendborg havne, og (ii) ladestation kun i Ærøskøbing havn.
- Vurdering af påvirkning på færgernes vægt, dybgang og energiforbrug ved kun én ladestation.
- Vurdering af dimensionering af ladestation ved de to ladescenarier, herunder overslag på forventet omkostningsforskel og/eller -faktorer.
- Vurdering af behov for energilagring i forbindelse med ladestation ved scenarie (ii).
- Vurdering af påvirkning af tidsbehov til ladning i havn.
- Vurdering af eventuel større sårbarhed/risiko for driftspåvirkning.

Projektgruppen har siden sidste møde indsamlet data om forventet forbrug, tilslutningsmuligheder, samspilsmuligheder og batteridetajler i forhold til eventuelle vægtforøgelse og ladekapacitet. Denne undersøgelse er omfattende og kompleks, og det er af største vigtighed, at der vælges den rette løsning. Derfor prioriteres det at få hjælp af en ekstern rådgiver til at opstille de mulige scenarier, således at styregruppen, på et gennearbejdet og oplyst grundlag, kan tage stilling til sagen.

1.1 Formål

Formålet med undersøgelsen er at afdække og vurdere centrale strategiske valgmuligheder i forbindelse med ladeinfrastruktur, jævnfør ovenstående opdrag fra Styregruppen for E-ferry Twins.

Der er i opdraget særligt fokus på designvalget omkring én kontra to ladestationer. For operation med elfærger har dette valg indflydelse på rigtig mange designkriterier, herunder også kriterier, der ikke er nævnt i opdraget. Blandt andet vil designvalget mellem én kontra to ladestationer kunne påvirke valget af batterikemi/batteritype. Dette har igen store konsekvenser for færgernes vægt samt pris for batterierne og levetid for batterierne. Det undersøges også, hvordan valget påvirker ledig kapacitet på søkablerne til Ærø.

I det der er tale om komplekse sammenhænge, vil der i vurderingen diskuteres operationelle fordele og ulemper samt mulige økonomiske eller miljømæssige konsekvenser ved valget angående én kontra to ladestationer. Begge løsninger for placering af ladeinfrastruktur skal dog ses i kombination med en række af opdragets øvrige punkter og designvalg, og dertil batteritypen, som ikke var nævnt i opdraget.

1.2 Afgrænsning

Det understreges, at denne undersøgelse af designvalg bygger på data modtaget fra de indledende undersøgelser af skrogform, skrogmateriale, vægt og udledte energiforbrug for de to nye elfærger. Der er i disse indledende undersøgelser regnet på energiforbrug for overfartstider på henholdsvis 75 minutter og 70 minutter mellem de to havne. Simuleringstest i forbindelse med forundersøgelserne har vist, at de hastigheder, der kræves, for at reducere overfartstiden yderligere under 70 minutter, både resulterer i væsentligt højere forbrug og en højere bølgedannelse fra færgernes skrog. Der arbejdes derfor videre ud fra de nævnte overfartstider i denne undersøgelse og med samme afgangsfrekvens på ruten som i dag.

For at afgrænse antallet af scenarier, og undersøgelsens omfang og tidsforbrug, er det, efter dialog med projektgruppen, aftalt at tage udgangspunkt i vægt og energiforbrug for et dobbeltender design af aluminium. Dog udvides undersøgelsen med vurdering af vægt for en alternativ batterikemi/batteritype.

Såfremt designet på et senere tidspunkt måtte ændres til et tungere stålskrog, vil en del af de operationelle vurderinger kunne blive påvirket, og dertil stort set alle de økonomiske og miljømæssige konsekvenser. Det samme gælder såfremt de endelige designberegninger skulle vise et væsentligt højere (eller lavere) energiforbrug end forundersøgelserne. I så fald vil der være behov for en revision af undersøgelsens vurderinger, men ikke nødvendigvis en helt ny undersøgelse.

Da design og nybygning ikke har været i udbud og konkurrenceudsat, vil vurdering af økonomiske konsekvenser af designvalg bygge på overslag og tidligere sammenlignelige udbud og priser fra andre projekter, hvorfor der vil være tale om overordnede og tilnærmede tal. Alle beregninger er eksklusive moms eller splitmoms.

Priser på nogle transformere og højspændingskomponenter har været i voldsom stigning de seneste år. Dette er især sket på grund af krigen i Ukraine, men også på grund af stor efterspørgsel fra Vedvarende Energi (VE)-projekter over hele kloden og en høj inflation. Der er derfor ikke tale om endelige og blivende budgettal. Budgettal i undersøgelsen har til formål at afdække de overordnede økonomiske konsekvenser ved designvalg samt de generelle fordele, eller ulemper, ved de opstillede designalternativer.

I forhold til tilslutning af nye elkabler og effekt til netforsyningsselskab, viser erfaringer, at dette er en langvarig proces, der til trods for takstblade og tariffer, godt kan være genstand for forhandling. Der kan, ligesom for skrogdesign, endnu ikke opstilles endelige og præcise facit med to streger under i nuværende designfase. Henvendelser fra store infrastrukturudbydere, om at stå for ladeinfrastrukturen, har ikke udmøntet sig i egentlige tilbud eller samarbejdsprojekter, hvorfor denne undersøgelse tager udgangspunkt i at bestemme prisen, når Ærøfærgerne selv står for anlæggelsen af ladestationer.

Det kan ikke inden for tidsrammen af undersøgelsen lade sig gøre at få en fuld beregning fra N1 omkring konsekvenserne for ledig kapacitet på søkablerne til Ærø. I stedet deles undersøgelsen op i en række sandsynlige scenarier, og de overordnede valg i forhold til tilslutningsaftaler, herunder aftale om tilslutning med begrænset netadgang, inklusive valgenes vigtigste fordele og ulemper.

1.3 Designvalg og undersøgte scenarier

Baseret på ovenstående formål, opdrag og afgrænsning er følgende scenarier og designvalg vurderet i undersøgelsen:

- (i) Ladestation i begge havne af samme størrelse.
- (ii) Stor ladestation kun i Ærøskøbing

Dertil er følgende designvalg undersøgt for alle ovenstående scenarier:

1. Påvirkning af hvert scenarie ved overfartstid på 75 minutter versus 70 minutter
2. Påvirkning af hvert scenarie ved valg af Grafit/NMC-batterier versus LTO/NMC-batterier
3. Påvirkning af hvert scenarie som A-høj kunde versus B-høj kunde ved nettilslutning
4. Påvirkning af hvert scenarie ved indgåelse af hel eller delvis aftale om begrænset netadgang
5. Påvirkning af hvert scenarie ved etablering af batterianlæg ved ladestationer på havn(e) og salg af systemydelser

2 Metode og baggrund

Ud over data fra de indledende undersøgelser af skrogform, skrogmaterialer, vægt og energiforbrug, så baseres undersøgelsen også på data fra EU-projektet Zero Emission Ports North Sea arbejdsplan 3 fra maj måned 2023, hvor både Søby Havn og E-ferry Twins blev brugt som cases for studier af brug af batterilagring på land i kombination med ladestationer til elfærger.

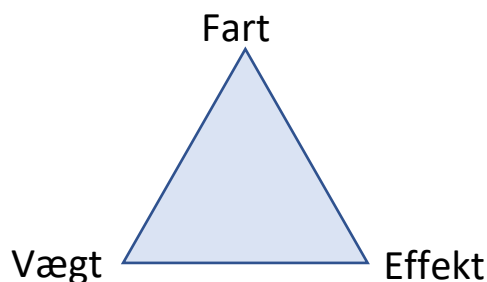
Dertil er der indhentet yderligere data fra projektgruppen for E-ferry Twins samt fra batterileverandører, Ærøfærgerne og andre rederier til undersøgelsen.

Endelig er der lavet nye beregninger tilpasset de valgte scenarier og designvalg beskrevet i kapitel 1.3.

For de økonomiske konsekvenser af designvalg undersøges både påvirkningen af anlægsinvesteringer til nybygning og installation, men også driftsomkostninger. Driftsomkostninger illustreres i form af årlige omkostninger ved en energipris, der tager højde for ladeløsningens fleksibilitet, og baseres på historiske gennemsnit for den rå elpris, time for time, samt nuværende nettatariffer for det respektive scenarie.

2.1 Designtrekanten og energiforbrug

Ved design af en færge er sammenhængen mellem de tre faktorer fart, vægt og fremdrivningseffekt uløseligt forbundet. Ønskes høj fart må vægten være lav eller fremdrivningseffekten være høj. Ønskes høj lasteevne øges såvel den våde overflade på færgens skrog som bølgemodstanden, og farten reduceres dermed, eller også må fremdrivningseffekten, dvs. motorstørrelsen, øges. Ønskes en lav fremdrivningseffekt for at få et miljøvenligt og lavt energiforbrug, må der enten spares på vægten eller sejles langsomt.



Figur 2.1.1 Designtrekanten beskriver skibsarkitektens evige kompromis mellem færgens fart, færgens vægt og den nødvendige fremdrivningseffekt (motorstørrelse).

Optimering af færgens skrogform, til de vanddybder færgen skal sejle i, kan dog i sig selv påvirke designtrekanten positivt og reducere kravet til fremdrivningseffekt med samme vægt og fart.

Den vægt skibsrederen er interesseret i, er i bund og grund lasteevnen, altså hvor mange ton færgen kan medtage af gods, biler og passagerer. Kan færgens egenvægt (letvægt) reduceres, så vil det give en større lasteevne ved samme energiforbrug. Færgens egenvægt kan reduceres ved at bruge lettere materialer såsom aluminium i stedet for stål. Dette er undersøgt i de indledende designfaser for projektet.

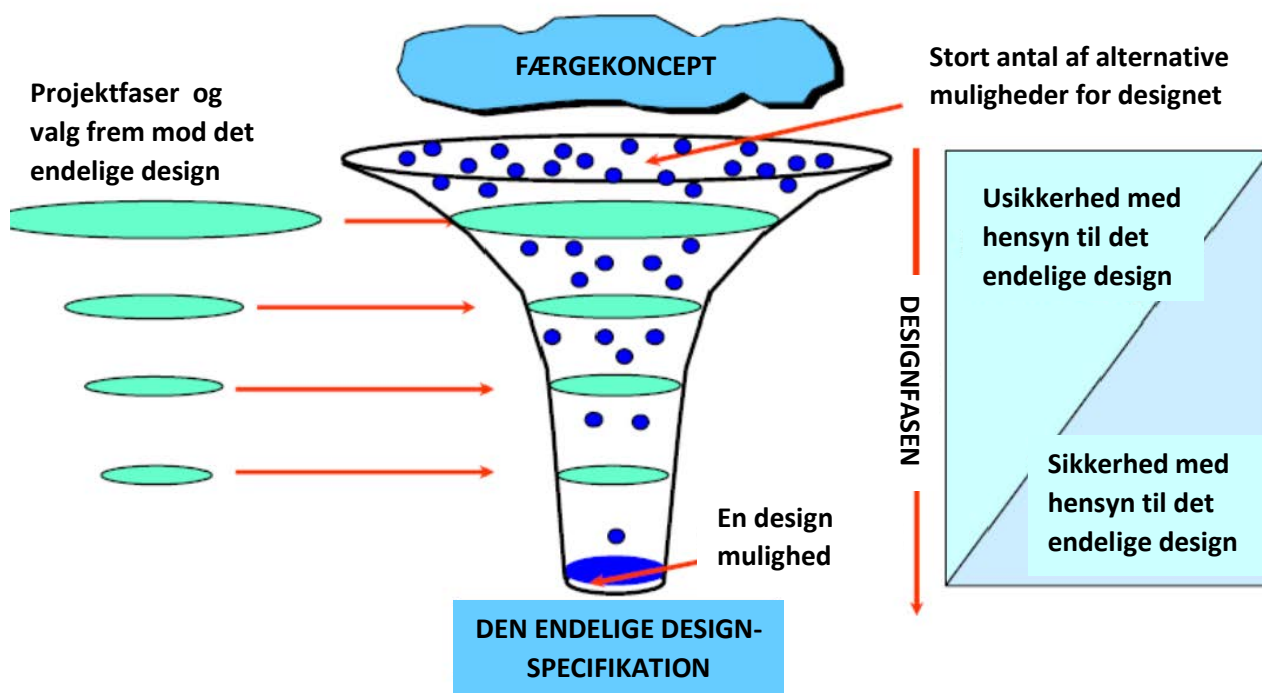
Når der er tale om en elfærge, kan færgens egenvægt (letvægt) også reduceres, hvis batterivægten kan holdes lav. Det kan gøres på flere måder:

1. Ved at oplade ofte, så batterierne ikke behøver at være så store.
2. Ved at vælge lette batterityper.
3. Ved at vælge batterityper, der kan tåle dybe afladninger.

I designtrekanten er fremdrivningseffekten ikke direkte lig med energiforbruget. Som i en bil kan den nødvendige effekt til fremdrivning skaffes på mere eller mindre energieffektive måder.

Fordelen ved batteridrift er generelt, at der er en god udnyttelse af den tilførte energi set i forhold til brændstoffer. Erfaringer fra elfærger viser en udnyttelsesgrad omkring 80% af den tilførte energi. For konventionel diesel- eller gasdrift i færger er udnyttelsesgraden under 30% (Samsø Rederi). For bio-fuels og elektrolysebaserede brændstoffer (e-fuels), er udnyttelsesgraden endnu lavere (p.t. 15-25%).

Indenfor batteridrift er der dog også forskelle i udnyttelsesgraden af den tilførte energi. Denne påvirkes af batteritype, ladehastighed, afladningsdybde og temperatur. Generelt tabes mere energi ved høje ladehastigheder og stor afladningsdybde. Dette gælder alle batterityper, men nogle typer slides hurtigere ved høj belastning end andre. Når batteriet bliver slidt (efter mange år) øges den indre modstand og energiforbruget vokser.



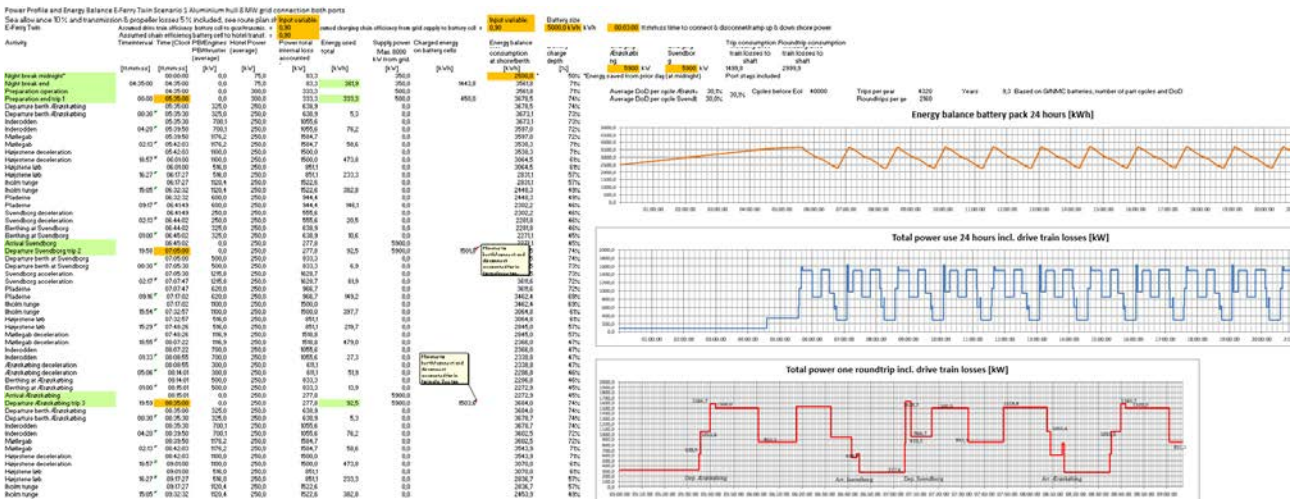
Figur 2.1.2 . Designprocessen for en skibsnbygning. Oversat fra bogen Operations Management af Nigel Slack m.fl.

Som for konventionel færgedrift med fossile motorer, er der mange designvalg, der skal foretages inden byggefasen. Batteridelen kommer med store fordele for færgedriften og et væsentligt lavere samlet energiforbrug, men især ladetiden og batteriernes vægt og pris stiller store krav til de øvrige designvalg.

Ladetiden i havn ved batteridrift vil næsten altid udgøre en flaskehals for færgerederiet. Derfor skal der i designfasen findes et passende kompromis. Det skal afveje designvalgets fordele og ulemper, teknisk, transportmæssigt, økonomisk og klimamæssigt.

I denne undersøgelse anvendes som nævnt et dobbeltender design i aluminium, som man på baggrund af de indledende designundersøgelser har besluttet at gå videre med. Begge overfartstider vil overholde den nuværende transportbetjening af ruten afgangsmæssigt, men med større tonnage og deraf højere kapacitet for passagerer, biler og gods end i dag.

Til brug for dimensionering af batteristørrelse er der i undersøgelsen lavet detaljerede overfartsprofiler for de to overfartshastigheder, baseret på energiforbrug fundet i de indledende designfaser. Disse indledende data er i denne undersøgelse brugt til modellering af en detaljeret elbalance for hele døgnet for hver af de to overfartshastigheder, se Figur 2.1.3 på næste side.



Figur 2.1.3 Udsnit af regnearksmodel for detaljeret overfartsprofil til dimensionering af batteristørrelser for scenarierne. Kilde: HMM

Gennem modellering af overfartsprofil og input fra forskellige batterileverandører afdækkes i denne undersøgelse de vigtigste fordele og ulemper ved designvalgene omkring ladeløsninger. Dermed kan beslutninger om de kompromisser, der er gennemgået i dette kapitel, tages på et så oplyst grundlag som muligt i nuværende fase af designprocessen. Naturligvis stadig med forbehold for de usikkerheder, der nu engang udspringer af en grøn teknologi- og energisektor i meget hastig udvikling.

2.2 Batteriteknologi

Som nævnt har valget af batteritype indflydelse på både ladeløsninger og de nye elfærgers vægt. Valget af ladehastighed og batteritype har også betydning for batteriernes levetid og det miljømæssige aftryk fra produktionen af batterierne. Dermed har valget også stor økonomisk betydning både i forbindelse med omkostninger til nybygning, drift og vedligehold.

Der findes mindst tre forskellige batterikemier, der på nuværende tidspunkt er relevante og klassegodkendt til brug i batterifærger. Alle tre batterikemier bygger på principperne for det såkaldte litium-ion-batteri. I litium-ion-batterier er det frie litium-ioner i elektrolytten, der transporterer ladningen inde i batteriet mellem den positive side (katoden) og den negative side (anoden), når batteriet henholdsvis op- og aflades.

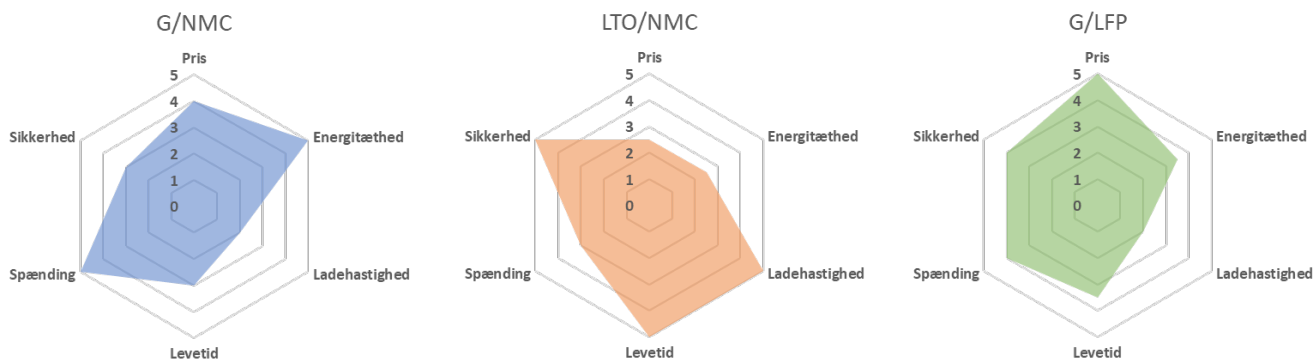
Alle tre batterikemier udvikles løbende af en række forskellige batteriproducenter parallelt, hvorfor der reelt er tale om langt mere end tre batterityper at vælge imellem på markedet for maritime batterier.

Der skrives meget om nye batterityper og nye energilagingsformer i medierne. Ofte lover artiklerne voldsomme forbedringer på enkelte parametre for ydelsen, men det er sjældent, at artiklerne fremhæver de parametre for batteriydelsen, hvor teknologien ikke yder så godt. Samtidig er langt de fleste artikler baseret på laboratorieforsøg. Det tager typisk 5-10 år at modne en teknologi og opnå masseproduktion.

Teknologier med faststof-elektrolyt, såsom solid-state litium-ion- eller natrium-ion-batterier, forventes ikke at blive konkurrencedygtige indenfor hverken design- eller byggefasen af de nye elfærger. Det samme gælder for svejhjul, der kan lagre energi i store gyroskoper, der drejer rundt med meget høj omdrejningstal og højt inertimoment, koblet til en elmotor.

I denne undersøgelse fokuseres der derfor på de klassegodkendte batterikemier. Det er batterikemier- og principper, der har været på batterimarkedet i over tyve år. De er dog løbende blevet forbedret gennem yderligere forskning. Samtidig har masseproduktion givet disse batterityper et stort konkurrencemæssigt forspring. Energitætheden er forbedret, og prisen er en brøkdel af, hvad den var for blot ti år siden.

Undersøgelse af ladeløsninger for nye elfærger



Figur 2.2.1 Sammenligning af parametre for battericellers ydelse og pris for de tre mest relevante batterikemier til batterifærgedrift. Sammenligningen er foretaget af forfatteren, og bygger på erfaringer og diskussioner fra mange batteriprojekter.

Ovenstående illustration er en relativ sammenligning af de tre mest fremherskende kombinationer af katode- og anode-batterikemier på markedet for maritime fremdrivningsbatterier. De er navngivet ud fra valg af henholdsvis anode- og katodekemi. Der er stor forskel på egenskaberne for de tre forskellige batterityper. G/NMC er bedst på vægt, LTO/NMC på ladehastighed og levetid, og G/LFP på pris.

Det skal bemærkes, at der findes flere kombinationer af anode- og katodematerialer end i oversigten, også indenfor de maritime batterityper. Der er derfor tale om en forenkling, i Figur 2.2.1, for at give læseren et overblik over hovedtyperne og deres generelle egenskaber.

Ved valg af batterikemi og batteriproducent bør hele batterisystemet, og ikke kun kemien i battericellerne, tages i betragtning. Batterityperne og batteriproducenterne bruger ikke samme følgesystemer. Det betyder at monteringen i batterimoduler og batterikabinetter er forskellig. Styring og køling er også meget forskellig. Nogle batterisystemer er luftkølet andre væskekølet.

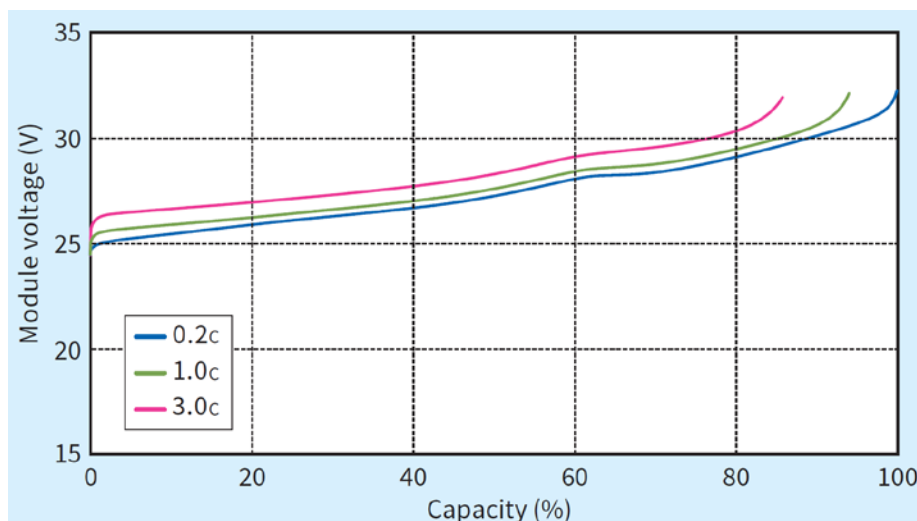
Endelig er der også forskellige brandslukningssystemer hos de forskellige batteriproducenter, og for de forskellige batterityper. Der skelnes typisk mellem højtryksvandtåge-, sprinkler- og skumslukningssystemer. Enkelte tidlige anlæg er også godkendt med slukningssystemer fra trykflasker. Det kan dog ikke anbefales alene at slukke batteribrand ved kvælning, da litium-ion-batteriernes katode indeholder metaloxider. Det betyder, at der frigøres ilt fra katoden ved kraftig opvarmning, hvorfor branden kan fortsætte eller ulme.

Alt dette betyder, at en batteriproducent med en tung battericelle godt kan klare sig bedre end en batteriproducent med en lettere battericelle, hvis resten af systemet er designet på en bedre måde, eller hvis det er optimeret til en bestemt type brug. Her vil især krav til hurtigladning eller dyb afladning have stor indflydelse.

Designvalget er derfor ikke blot et valg mellem tre batterikemier. Der indgår langt flere overvejelser, og det rette valg er som nævnt afhængigt af Ærøfærgernes krav til pris, ladehastighed, vægt, levetid, kølebehov, og afladningsdybde.

Selvom der er forskelle i batterikemiernes termiske stabilitet, som vist i Figur 2.2.1, så forudsættes det, at batteriproducenter, med deres slukningssystemer, løfter alle klassegodkendte batterisystemer til et højt niveau, for at imødekomme krav om sikkerhed til søs. Erfaringer fra batterisystemer generelt viser, at alle kommercielle batterityper kan brænde, men også, at det er muligt at opnå en meget høj sikkerhed på systemniveau, der fuldt ud kan konkurrere med sikkerheden i konventionelle færger.

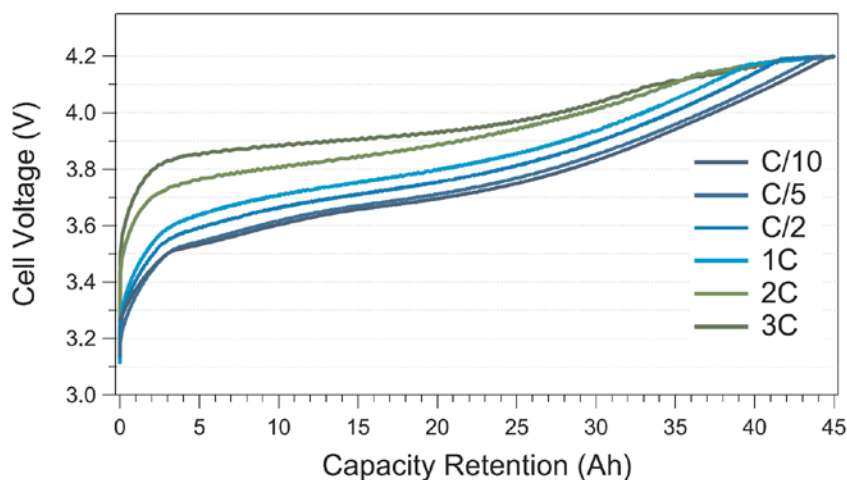
Da G/LFP på mange ydelsesparametre ligger mellem ekstremerne for G/NMC versus LTO/NMC, er der ved designvalgene kun regnet på de to sidste. G/LFP vil dog ligge tættest på G/NMC for de fleste parametre.



Figur 2.2.2 Højere ladehastighed i forhold til batteristørrelsen (dvs. højere C-rate) vil resultere i et højere energiforbrug for alle batterikemier. Her er vist batterimodul med LTO/NMC-celler. Kilde: Toshiba SCiB™ Battery System Components.

Ladehastigheden er afgørende for designvalget, især hvis der kun oplades i én havn, som i scenarie (ii). Figur 2.2.2 viser forskelle i den tilførte energi ved tre forskellige ladehastigheder, som funktion af State of Charge (SOC), for et SCiB™ batterimodul fra Toshiba med LTO/NMC-celler. Modulet bruges også i maritime batterisystemer, og er klassegodkendt fra mindst en leverandør.

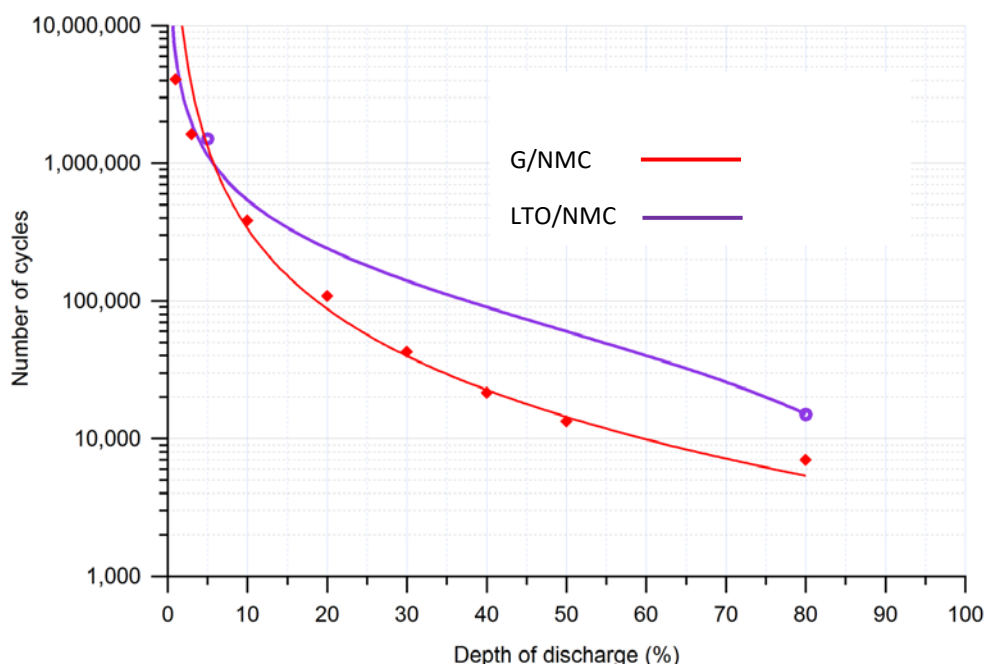
Ud fra figuren, vurderes det, at en opladning, for en typisk ladesession i elfærgerne, vil tabe omkring 3-4% i virkningsgrad, hvis ladehastigheden øges fra 1C til 3C for denne battericelletype, forudsat korrekt køling. Der må derfor forventes et tilsvarende merforbrug af energi for Ærøfærgerne, når ladehastigheden øges.



Figur 2.2.3 Højere ladehastighed i forhold til batteristørrelsen (dvs. højere C-rate) for G/NMC-battericelle fra Leclanché. Denne type sidder i elfærgerne Ellen. Capacity Retention kan omregnes til State of Charge (SOC) i procent. Kilde: Leclanché produktdatablad for 946A01-celle.

G/NMC-batterikemien har, som tidligere nævnt, ikke samme robusthed overfor hurtiglading ved høje C-rater i forhold til levetid (antal mulige op- og afladninger). Ud fra Figur 2.2.3 vurderes det dog, at en opladning, for en typisk ladesession i elfærgerne, også vil tabe omkring 3-4% i virkningsgrad, hvis ladehastigheden øges fra 1C til 3C for denne battericelletype, forudsat at cellen køles effektivt. Alle de godkendte batterityper vurderes at have nogle af markedets bedste virkningsgrader generelt.

Undersøgelse af ladeløsninger for nye elfærger



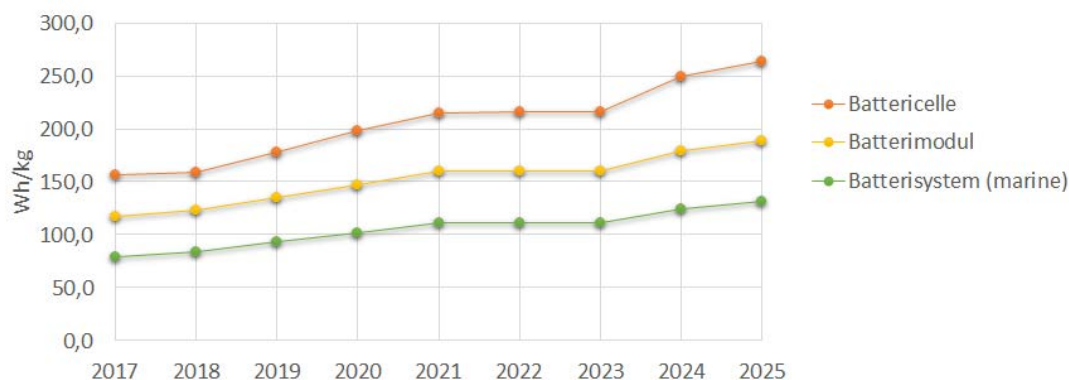
Figur 2.2.4 Sammenhængen mellem afladningsdybde (Depth of Discharge) og antallet af ladecykler i battericellens operative levetid ved konstant ladehastighed (1C) og temperatur (25 °C). Den røde kurve illustrerer G/NMC-batteritype og den lilla kurve illustrerer LTO/NMC-batteritype. Kilde: Data fra test hos batteriproducent fra 2017-18.

Afladningsdybden for hver ladecyklus mellem to opladninger, har også stor betydning for batteriets operationelle levetid. Sammenhængen er ikke lineær, men eksponentiel, som det fremgår af Figur 2.2.4. Af figuren ses igen, at LTO/NMC-batterikemien klarer dybe afladninger væsentligt bedre end G/NMC-typen, mens forskellen ikke er så markant for små afladningsdybder.

Ovennævnte har stor betydning for batteridimensioner og ladehastighed, især i scenarie (ii), hvor der er langt mellem opladningerne, da der kun oplades i havnen i Ærøskøbing. Pauser eller perioder med lavt forbrug (lav afladningshastighed) har positiv betydning for den operationelle levetid af batterierne.

Designvalget for batteritype, og den endelige batteridimensionering, er derfor en kompleks afvejning af acceptabel ladehastighed (C-rate), tilgængelig ladeeffekt, afladningsdybde (DOD) samt temperaturudvikling hen over de daglige op- og afladninger i operationsprofilen for de respektive batterikemier.

I undersøgelsen er der brugt relativt konservative tal for batterivægt, baseret på et gennemsnit af energitætheden fra flere forskellige producenter af batterityperne. Med erfaringerne fra færgerne Ellen, har det været muligt at følge udviklingen for energitæthed i nye batterier hen over årene fra Leclanché. Som det ses af nedenstående Figur 2.2.5, er der stor forskel på energitæthed i celle, modul og system.



Figur 2.2.5 Energitæthed for G/NMC-batterier fra producenten Leclanché. Kilde: HMM baseret på datablade fra Leclanché.

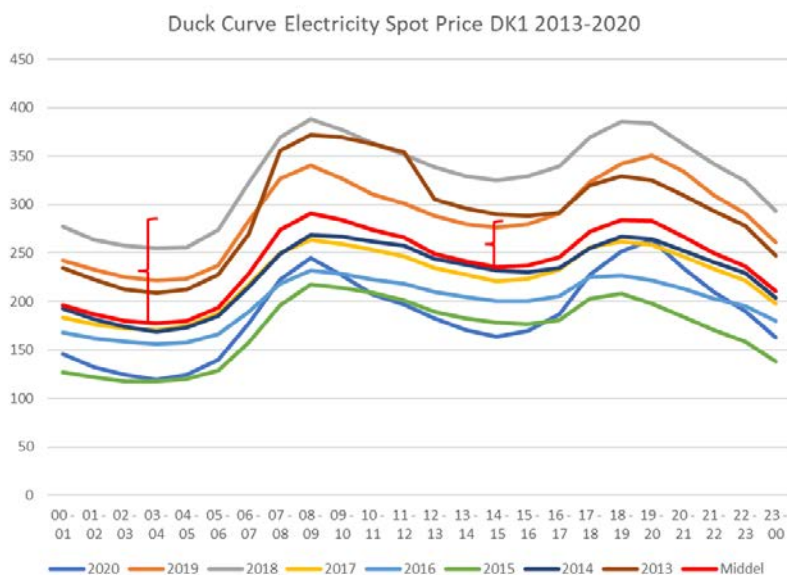
2.3 Energifriser, tilslutning, nettariffer og systemydelse

Udgifter til ladeinfrastruktur skal tilbagebetales af besparelser i energiomkostningerne og/eller reducerede emissioner fra færgedriften. Dette er bevæggrunden for hele designvalget om elfærger. Som nævnt i kapitel 2.1, er virkningsgraden langt bedre for batteridrift end drift med konventionelle brændstoffer eller biobrændstoffer. Dermed sænkes det samlede energiforbrug også.

Det er dog mere kompliceret at bestemme omkostningen til energiforbruget for en batterifærge fordi elprisen og nettariffer skifter time for time. Høj fleksibilitet vil dermed kunne omsættes til lavere driftsomkostninger til indkøb af energi. Dertil kommer muligheden for indtægter fra såkaldte systemydelse på markedet for balancering af elnettet. Dermed får batteristørrelsen og ladetidspunktet på døgnet betydning for de samlede energiomkostninger. Dette er medtaget i undersøgelsens beregninger.

Ligeledes har tilslutningsaftalen betydning for kundetyper, og de tariffer, der skal betales for transport i distributionsnettet. Tilslutning som A-kunde på primærsiden af hovedtransformer giver den laveste distributionstarif (A-høj), men typisk også en højere anlægsomkostning ved etablering af egen transformer end B-høj-kunde. Ved A-høj eller B-høj tilslutning i nærmeste 60 kV eller 15 kV transformerstation skal Ærøfærgerne selv betale for energitabet i, og driften af, transformer. Erfaringer fra elfærgen Ellen har dog vist, at denne udgift kompenseres fuldt ud af de lavere distributionstariffer, der opnås, hvorfor Ærøfærgerne har købt og overtaget driften af transformerstationen på Søby Havn ved ladestationen.

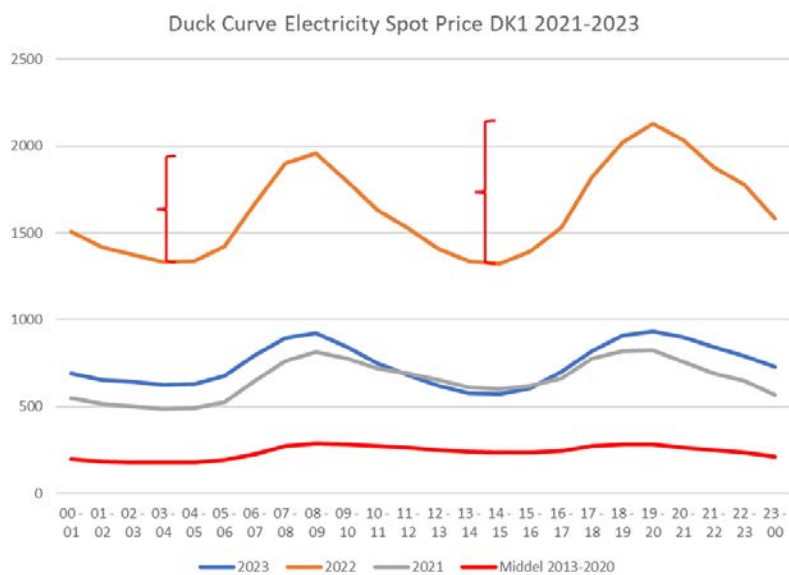
Ikke kun batterikapaciteten ombord på elfærgen har betydning. Ved installation af et batterilager, ved ladestationen på havnen(e), kan der spares på tilslutningsbidraget til netforsyningselskab. En sådan løsning vil samtidig udvide muligheden for indtægter fra systemydelse til balancering af elnettet. Værdien af dette er undersøgt i casestudier for henholdsvis færgen Ellen i Søby og E-ferry Twins i tidligere nævnte EU-projekt Zero Emission Ports North Sea. Data herfra bruges i denne undersøgelse til at vurdere værdien.



Figur 2.3.1 Gennemsnitlige timespotpriser år for år i perioden 2013 til 2020 for rå el for elprismråde DK1 (Vestdanmark) i kr/MWh. Kilde: Nord Pool data behandlet af EMK/HHM.

På kurverne herover ses betydningen af udsving i de rå elpriser på spotmarkedet for DK1 over døgnet. Ærøfærgerne skal købe strøm fra DK1, uanset om ladestationen er beliggende på Ærø eller i Svendborg. I perioden 2021 til 2023 var elpriserne påvirket af energikrisen. Prisen på rå el var fra sensommeren 2021 væsentligt højere, og meget mere svingende, end de foregående ti år. Især krigen i Ukraine har påvirket elpriserne i 2022. Dette er illustreret i Figur 2.3.2 på næste side.

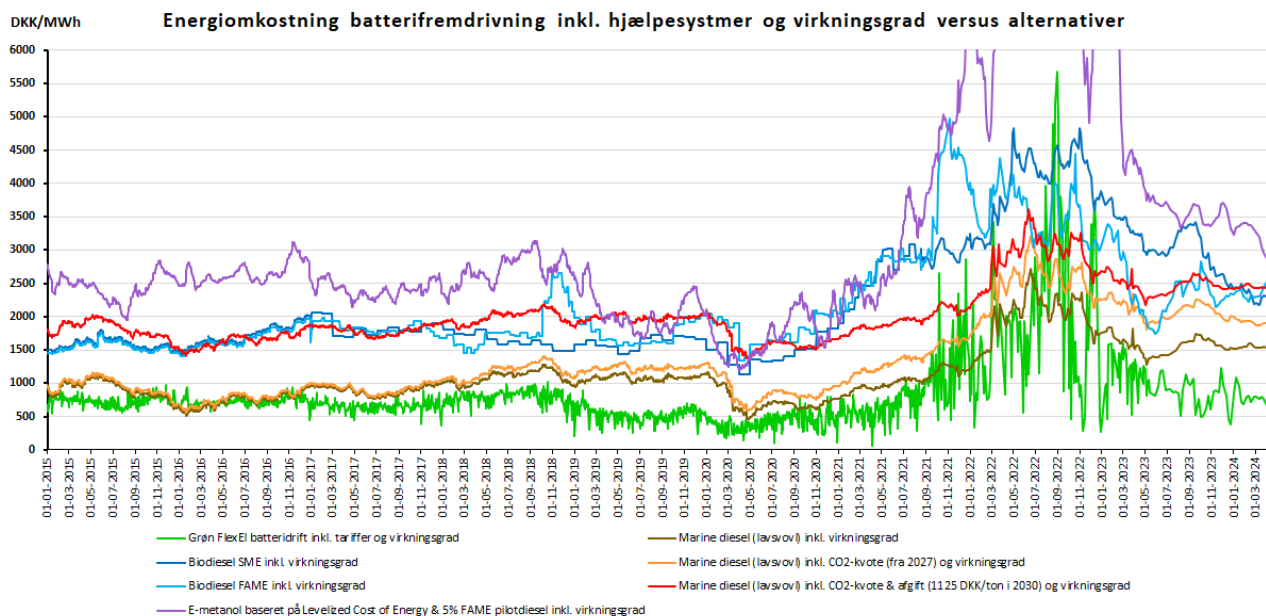
Undersøgelse af ladeløsninger for nye elfærger



Figur 2.3.2 Gennemsnitlige timespotpriser år for år i perioden 2021 til 2023 for rå el for elprismråde DK1 (Vestdanmark) i kr/MWh. Kilde: Nord Pool data behandlet af EMK/HHM.

De høje elpriser har også påvirket de nettatariffer, der skal betale for transporten af elektricitet. Tariffen går især til tabene i ledningsnettet, og skal kompensere netforsyningselskabet samt det overordnede energinet, for denne omkostning. Ændringer i tariffer kommer dog forsinket i forhold til udsving i elpriserne, da de tidligere blev fastlagt for et år ad gangen. Denne praksis var dog også ændret i 2022-2023.

Under energikrisen blev elafgiften til staten også reduceret i en periode, men for el til opladning af færger betales kun minimumsafgift. Dermed er omkostningen til el ikke følsom overfor elafgifter. Dette blev indført i 2014 for at ligestille eldrift med dieseldrift i færger, blandt andet på foranledning af Ærøfærgernes E-ferry-projekt. Dieselfærger skal dog betale CO₂-afgifter, der indføres løbende frem mod 2030.



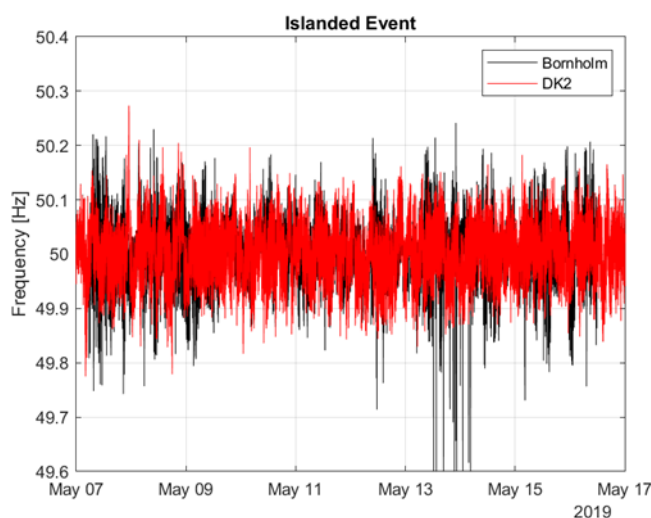
Figur 2.3.3 Sammenligningen bygger på historiske priser for el, marinediesel og biodiesel. Konsekvenser for marinediesel med indfasning af hhv. kvoter og afgifter for CO₂ kan vurderes historisk ud fra den gule og røde graf. E-metanolpriser er baseret på historiske priser for el til elektrolyse og biodiesel til pilotolie. Kilde: EMK/HHM på basis af data fra Nord Pool, N1, Evonet, Ærø Eلفorsyning, Energinet, Energi Danmark, Energistyrelsen, Forsyningstilsynet, Platt, Neste, Ærøfærgerne, ÆrøXpressen, European Environment Agency ETS dashboard samt studiet "Power-to-Methanol in Denmark" af Mathias Fuglsang, AAU fra juni 2020.

Sammenligningen i Figur 2.3.3 er baseret på virkningsgraderne for de relevante fremdrivningsteknologier for el, brændstoffer og e-fuels frem til færgernes propeller samt historiske priser. Dertil illustreres betydningen af de kommende danske afgifter på CO₂ samt omkostninger til European Trading System (ETS) CO₂-kvoter i den gule og røde kurve, til sammenligning, såfremt disse skulle have været betalt historisk.

Omkostningen til el i Figur 2.3.3 er baseret på ugentlige gennemsnit inklusive nettariffer. Der er ikke i figuren medregnet, at elfærger lader billigt om natten. Flexibilitet og varierende timepris er til gengæld indregnet i scenarierne i denne undersøgelse. Det kan udledes af figuren, at elspotprisen, i efteråret 2023 og første del af 2024, har været på vej tilbage til et mere typisk niveau, imens oliepriser er forblevet i et relativt højt leje. Ligesom for olie køb, kan der tegnes aftaler om fastprisperioder på rå el. Fastpriscontrakter er ikke medtaget i undersøgelsens beregninger af de økonomiske konsekvenser ved scenarie (i) og (ii).

Det skal bemærkes, at rederiet kan reducere den gennemsnitlige elpris, hvis der købes el i spotmarkedet, (til timepris), da der er et overskud af batterikapacitet ombord. Det kan dog ikke betale sig at bygge elfærgernes batterier "kunstigt" store, da de lavere omkostninger til el skal holdes op imod en højere anlægsinvestering samt øget vægt ombord. I undersøgelsen er medtaget Designvalg 5 for batterianlæg ved ladestationen i havnen(e). Her tages der i den økonomiske vurdering højde for den lavere gennemsnitlig elpris, der kan opnås ved at udnytte havnebatteriernes flexibilitet, især i perioder med volatile elpriser.

For begge scenarier er salg af systemydelse på balance- eller frekvensmarkederne for elnettet relevante. Her sælges en del af den flexibilitet, der opnås gennem batterierne. Både dem ombord i elfærgen og dem, der eventuelt opstilles i forbindelse med ladestationen på havnen(e). Med lovbekendtgørelse nr. 1069 af 30. maj 2021 om energifællesskaber, er det muligt for en kommunal virksomhed at deltage i systemydelse.



Figur 2.3.4 Datasæt, der illustrerer variationer i netfrekvensen for en anden ø (Bornholm) i forhold til netfrekvensen i elnettet i DK2 (Østdanmark) for en periode i maj 2019. Den balanceansvarlige operatør for elnettet betaler for systemydelse, der kan hjælpe med til at balancere frekvensen omkring 50 Hz. Det kan batterier hjælpe med. Kilde: Andreas Thingvad Ph.d.-afhandling, DTU, juni 2021.

Man kan dog ikke både sælge flexibiliteten til balancering af elnettet og samtidig selv bruge flexibiliteten fra batterierne til at købe strøm på billige tidspunkter. Hvad, der bedst kan betale sig, varierer fra time til time sammen med såvel elmarkedet som markedet for systemydelse. I casestudiet fra Zero Emission Ports North Sea, er der derfor en diskussion af en typisk fordeling for elfærger og havnebatterier baseret på andre studier af Andreas Thingvad og Buster Bukhart Hansen fra DTU og SDU. Fordelingsnøglen i scenarie 4.3, fra casestudiet under Zero Emission Ports North Sea, er derfor også brugt i denne undersøgelse.

Nettariffen er med indførelse af Tarifmodel 3.0 hos netforsyningsselskaberne, per 1. januar 2024, blevet af næsten lige så stor betydning som elspotprisen. Der er indført skiftende priser for transport af el hen over

døgnet for at tilskynde kunderne til at flytte forbruget af el væk fra den såkaldte "kogespids" fra kl. 17-21 og nedsætte belastningen af ledningsnettet. I visse perioder af døgnet overgår transportprisen for el nu den gennemsnitlige spotpris for rå el, hvis man er tilsluttet elnettet som C-kunde.

Ladestationer i Ærøskøbing og Svendborg bør tilsluttes som enten A-høj-kunde eller B-høj-kunde. En tilslutningsaftale som A-kunde indebærer afklaring både i forhold til tekniske udfordringer, kabler, placering af transformerstationer og indkøb af udstyr, men også i forhold til fortolkning af gældende bekendtgørelse og tekniske forskrifter om tilslutningsaftaler. Som nævnt i kapitel 1.2, om undersøgelsens afgrænsning, kræver dette normalt en langvarig forhandlingsproces og undersøgelser med en tidsramme, der ligger noget ud over denne undersøgelse at afklare endeligt. I denne undersøgelse er der derfor taget udgangspunkt i estimerede priser for disse anlæg forudsat, at de tekniske og regelmæssige udfordringer kan løses for hver af de to lokationer. Der er altså lavet designvalg for såvel A-høj-kunde som B-høj-kunde ved at beregne de økonomiske konsekvenser for begge valg.

Der vil typisk være store besparelser på tilslutningsbidrag, nettariffer og effektbetaling ved at tilslutte som A-kunde. For både A- og B-kunde kan der opnås yderligere besparelser på tilslutningsbidraget, hvis der kan laves en tilslutningsaftale med begrænset netadgang (afkoblingsaftale) hos N1 (i Ærøskøbing) og Flow Elnet (i Svendborg). Denne kan bygge på fuld afkobling eller en delvis afkoblingsmulighed, hvis netforsynings-selskabet og balanceansvarlig har behov for at aflaste det lokale distributionsområde i en kortere periode (erfaringsmæssigt få minutter eller sekunder). Såfremt afkoblinger bliver for hyppige, kan Ærøfærgerne efterfølgende bede om fuld opkobling mod betaling af den fulde tilslutningsafgift. Omvendt kan netforsynings-selskaberne også vælge at opsig eller ændre afkoblingsaftaler, hvis efterspørgslen i distributionsområdet ændrer sig væsentligt. Der er altså i bund og grund tale om en forhandlings-situation. De økonomiske konsekvenser ved en afkoblingsaftale samt fordele og ulemper behandles under Designvalg 4 i gennemgang af scenarierne, se kapitel 3.1 og 3.2. Der tages udgangspunkt i N1-tariffer i beregningerne.

A-Høj Time	Hverdage		Weekender og helligdage		B-Høj Time	Hverdage		Weekender og helligdage	
	Okt-Mar	Apr-Sep	Okt-Mar	Apr-Sep		Okt-Mar	Apr-Sep	Okt-Mar	Apr-Sep
00-01	13,26	13,26	13,26	13,26	00-01	15,82	15,82	15,82	15,82
01-02	13,26	13,26	13,26	13,26	01-02	15,82	15,82	15,82	15,82
02-03	13,26	13,26	13,26	13,26	02-03	15,82	15,82	15,82	15,82
03-04	13,26	13,26	13,26	13,26	03-04	15,82	15,82	15,82	15,82
04-05	13,26	13,26	13,26	13,26	04-05	15,82	15,82	15,82	15,82
05-06	13,26	13,26	13,26	13,26	05-06	15,82	15,82	15,82	15,82
06-07	15,55	14,02	14,02	13,26	06-07	32,41	22,45	22,45	15,82
07-08	15,55	14,02	14,02	13,26	07-08	32,41	22,45	22,45	15,82
08-09	15,55	14,02	14,02	13,26	08-09	32,41	22,45	22,45	15,82
09-10	15,55	14,02	14,02	13,26	09-10	32,41	22,45	22,45	15,82
10-11	15,55	14,02	14,02	13,26	10-11	32,41	22,45	22,45	15,82
11-12	15,55	14,02	14,02	13,26	11-12	32,41	22,45	22,45	15,82
12-13	15,55	14,02	14,02	13,26	12-13	32,41	22,45	22,45	15,82
13-14	15,55	14,02	14,02	13,26	13-14	32,41	22,45	22,45	15,82
14-15	15,55	14,02	14,02	13,26	14-15	32,41	22,45	22,45	15,82
15-16	15,55	14,02	14,02	13,26	15-16	32,41	22,45	22,45	15,82
16-17	15,55	14,02	14,02	13,26	16-17	32,41	22,45	22,45	15,82
17-18	15,55	14,02	14,02	13,26	17-18	32,41	22,45	22,45	15,82
18-19	15,55	14,02	14,02	13,26	18-19	32,41	22,45	22,45	15,82
19-20	15,55	14,02	14,02	13,26	19-20	32,41	22,45	22,45	15,82
20-21	15,55	14,02	14,02	13,26	20-21	32,41	22,45	22,45	15,82
21-22	14,02	14,02	14,02	13,26	21-22	22,45	22,45	22,45	15,82
22-23	14,02	14,02	14,02	13,26	22-23	22,45	22,45	22,45	15,82
23-00	14,02	14,02	14,02	13,26	23-00	22,45	22,45	22,45	15,82

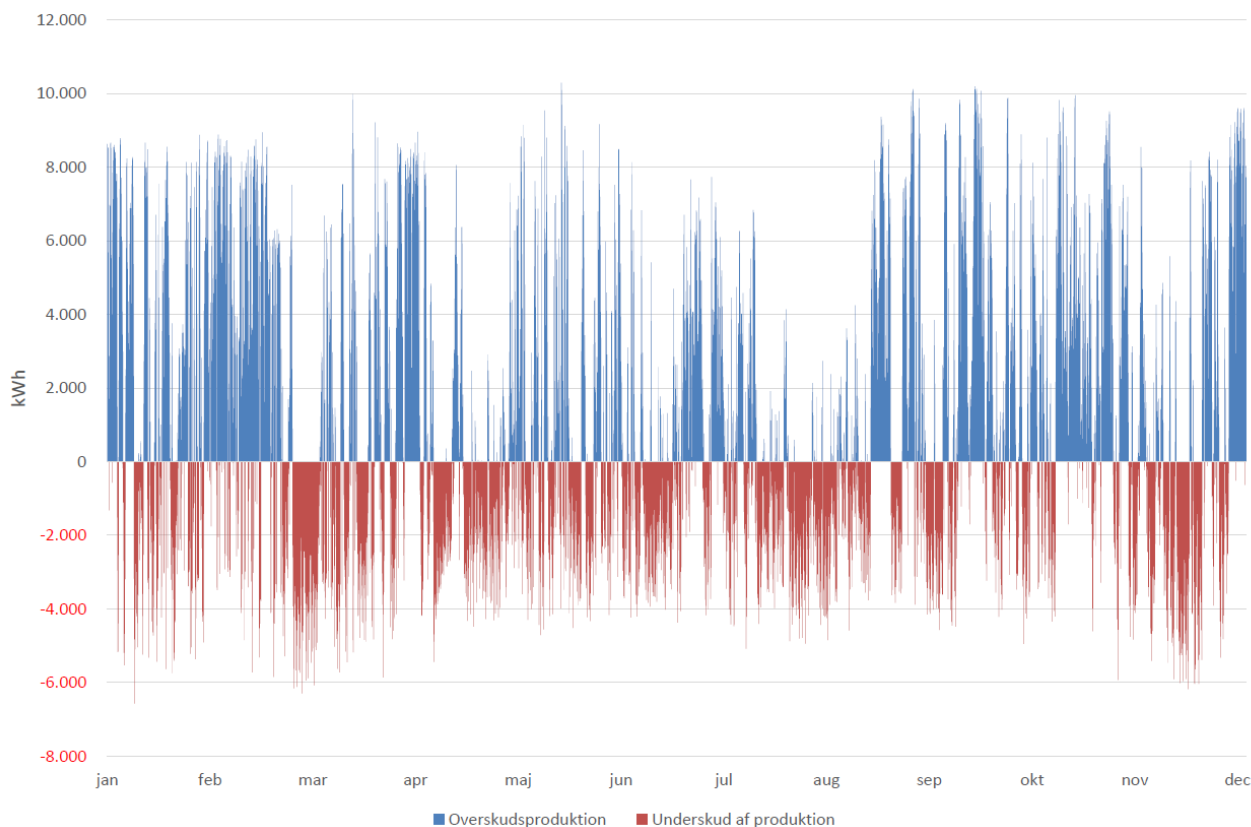
Figur 2.3.5 Nettariffer opgivet i kr/MWh for henholdsvis A-høj og B-høj kundetilslutning hos netforsynings-selskabet N1, der dækker Ærøskøbing Havn. Forskel til Flow Elnet, der dækker Svendborg Havn, er relativt marginal. Årlige udgifter til abonnement og effektbetaling ikke medtaget. Splitmoms ikke inkluderet. Kilde: Takstblad fra n1.dk/priser- og vilkaar 2024.

Et afgørende spørgsmål for tilslutning af ladeinfrastruktur og tilslutningsaftaler med begrænset netadgang i Ærøskøbing vil være, om der er tilstrækkelig kapacitet i de to søkabler til Ærø på henholdsvis 21,3 MW og 23,4 MW. Her tænkes på situationer, hvor Ærøs egen VE-produktion bliver nul i mørke og vindstille.



Figur 2.3.6 Søkablerne til Ærø med de nuværende oplyste effektbegrænsninger. Kilde: Analysis of Energy Storage Technologies for Island Microgrids: A Case study of the Ærø Island in Denmark, Athila Santos et al., Center for Energy Informatics, SDU 2022. Kortmateriale LER.dk og grafik HHM

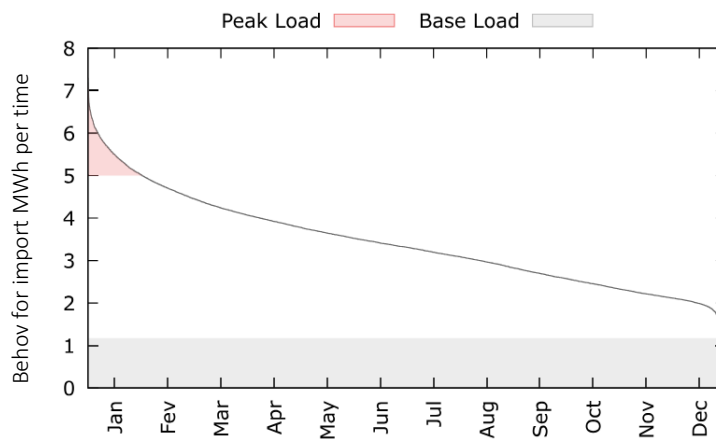
Der er indenfor de sidste fem år lavet en håndfuld studier med fokus på Ærø Kommunes klimamål om selvforsyning med energi i 2030. I flere af de nye studier er der samlet målinger af Ærøs elproduktion og elforbrug time for time. Dertil er der lavet studier med simulationer for at undersøge muligheden for at udnytte fleksibelt forbrug eller tilføje energilagringssystemer, såsom batterier.



Figur 2.3.7 Sammenligning af Ærøs elforbrug og elproduktion fra VE-kilder på Ærø for året 2022. Kilde Ærø Energi- og Miljøkontor.

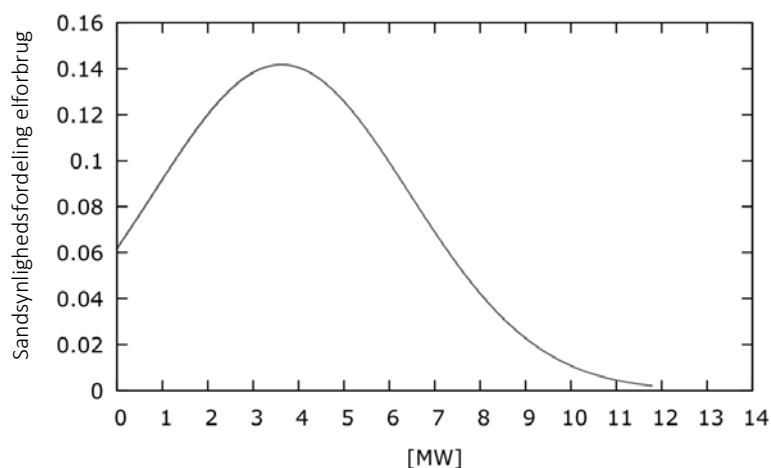
Selvom Ærø's VE-produktion på årsbasis er cirka 125% højere end elforbruget på øen, så er der ikke samtidighed mellem produktion og forbrug, jævnfør Figur 2.3.7 på forrige side. Af figuren ses, på timebasis, hvornår der var overskud og underskud af produktion i 2022. Det ses også at underskuddet antager op til 6 MWh på en time. Dette er et udtryk for den omtrentlige energi, der skal importeres over søkablerne, set over en time på det værst tænkelige tidspunkt. Data fra Energi Data Service viser til sammenligning, at det højeste forbrug på en time fra ærøske elkunder var på 7,5 MWh i 2022.

Denne observation bekræftes af en statistisk model, anvendt på Ærø's elnet, fra et SDU-studie med data fra 2019 og 2020, hvor elfærgen Ellens forbrug også er med i datasættet. Resultater fra modellen viser, at i perioder med underskud af produktion, er det gennemsnitlige behov for import via søkabler på cirka 1.2 MWh per time, se Figur 2.3.8. Mens den højeste import topper ved omkring 7 MWh per time.



Figur 2.3.8 Lastvarighedskurve (Load Duration Curve) for det ærøske elnet baseret på statistisk model og data fra 2019 og 2020. Kilde: Framework for dimensioning battery energy storage systems with applied multi-tasking strategies in microgrids, Troels S. Nielsen et al., Center for Energy Informatics, SDU 2022.

Ses der på en gauss-fordeling af effekten fra det ærøske elforbrug fra samme casestudie, er gennemsnittet fra de ærøske forbrugere, inklusive elfærgen Ellen, på omkring 3,6 MW, jævnfør Figur 2.3.9. Dette er forbrugstal, så der indgår ikke produktionen fra de større ærøske VE-anlæg. Sandsynlighedsfordelingen fra modellen fortæller også, at effekten fra forbrugerne på Ærø maksimalt når en øjeblikbelastning på 12 MW, teoretisk set. Denne effekt skal i yderste konsekvens kunne dækkes af søkablerne, eller batterier, hvis VE-produktionen er nul (dunkelflaute) i et givent øjeblik for at undgå blackout på øen.



Figur 2.3.9 Belastningskurve over elforbruget fra ærøske kunder, inklusive elfærgen Ellen, baseret på sandsynlighedsfordeling fra casestudie. Kilde: Framework for dimensioning battery energy storage systems with applied multi-tasking strategies in microgrids, Troels S. Nielsen et al., Center for Energy Informatics, SDU 2022.

I casestudiet konkluderes, at søkablerne og forbindelsen til Als og Langeland ikke udgør en flaskehals. Umiddelbart er der jo også en stor margin mellem 12 MW effektforbrug og kapaciteten på i alt 44,7 MW igennem søkablerne. Dertil kommer, at det ikke nødvendigvis er selve søkablerne, der er den begrænsende faktor. Begrænsninger kan også komme fra elinfrastrukturen videre til kilde eller forbruger på begge sider af vandet.

Der er i andre studier regnet på det fremtidige energibehov og den fremtidige VE-produktion på Ærø. Blandt andet har Buster Bukart Hansen, i en afhandling fra SDU i 2021, lavet simulationer for elektrificering af både varme- og transportsektoren i Søby. Disse viste, at det hovedsageligt er den interne udbygning af elnettet på Ærø, der giver nye omkostninger. Studiet viste dog også, at dette til dels kan modvirkes ved at udnytte eksisterende fleksibilitet og tilføje batteriløsninger i elnettet. Her kan nye regler for såkaldte borgerenergifællesskaber spille en rolle.

Samtidig er der planlagt en udbygning af den ærøske VE-produktion og anvendelse af mere energilagring, der skal kompensere for den øgede elektrificering frem mod 2030 klimamålene. Dette vil naturligvis også være med til at kompensere elforbruget fra de nye elfærger på Ærø siden. Under Designvalg 5 for hvert scenarie i denne undersøgelse diskuteres brugen af havnebatterier, og de økonomiske konsekvenser vurderes.

Hvis ladeinfrastrukturen til de nye elfærger samles på Ærø, vil der, for de mest krævende designvalg i scenarie (ii), kunne blive tale om helt op til 15 MW spidseffekt. Vælges dette scenarie bør netforsynings selskabet inddrages tidligt i designprocessen, da de skal leve op til relativt strenge krav til forsynings sikkerhed og redundans. En spidsbelastning i det samlede ærøske forbrug på 27 MW (12 MW + 15 MW) vil gå ud over redundansen, hvis ét af de to søkabler er ude af drift samtidig med, at en ekstremhændelse skulle indtræde forbrugs- og produktionsmæssigt på Ærø. Der kan også være udfordringer i forhold til ladeanlæggets reaktive eller kapacitative effekt.

Her vil en aftale om tilslutning af ladestationen med begrænset netadgang være en fordel for forsynings sikkerheden, netforsynings selskabet og de øvrige ærøske elkunder. Afkoblingsaftalen giver samtidig besparelser for Ærøfærgernes tilslutningsomkostninger og kun få ulemper, hvis der i designet er indtænkt nødgeneratorer eller batterireserver.

Der har ved andre elfærgeprojekter i Danmark været interesse fra store elhandelsselskaber og infrastrukturudviklere for, ved horisontal integration, at påtage sig etablering og drift af ladestationer, inklusive nettilslutninger og energilagringsanlæg i havneområder. I denne model betaler færgeoperatøren alene for forbruget, men naturligvis med et tillæg til elpriserne. Der har, forfatteren bekendt, ikke været indgået endelige aftaler af denne type ved elfærgeprojekter i Danmark endnu.

Hvorvidt, at en sådan model kan være fordelagtig for Ærøfærgerne i forbindelse med anlæggelsen af ladestation(er) til de nye elfærger kan i princippet kun afgøres ved at kende omkostninger ved selv at stå for anlæggelsen. Derefter vil det så blive en vurdering af, hvilke parter der bærer hvilke risici i forhold til investeringen i anlægget samt drifts- og prisændringer.

Derfor holdes der i denne undersøgelse fokus på at bestemme, hvilke strategier og designvalg, der gør ladeløsningen mest optimal for færgeoperatøren uden at tage stilling til ejerskab, ud over, at der naturligvis er forskel på ejerskab til transformatorstationen, når der vælges A- eller B-høj-tilslutning i forhold til A- eller B-lav-tilslutning.

3 Beregninger og vurderinger af scenarier

I dette kapitel gennemgås operationelle fordele og ulemper ved de to scenarier, (i) og (ii). Der opstilles beregninger for omtrentlige anlægsomkostninger og konsekvenser for årlige energiomkostninger til elforsyning for begge scenarier. Hvert scenarie gennemgås i kombination med de fem centrale designvalg, der blev defineret i kapitel 1.3, punkt 1 til 5, på baggrund af opdraget fra Styregruppen og formålet med undersøgelsen.

Igen skal det understreges, at der er tale om estimer, der bygger på de indledende designundersøgelser, erfaringer fra andre elfærgeprojekter samt en prissætning, der ikke har været konkurrenceudsat i udbud endnu. Inflation og prisændringer på materialer og udstyr samt ændringer i energipriserne kan ændre estimerne. Ligeledes kan den hurtige teknologiske udvikling indenfor batteridrift og smart-grid-løsninger ændre forudsætningerne for beregningerne.

Alligevel forventes det, at vurderingerne i undersøgelsen kan anvendes til at optimere grundlaget for beslutninger i den videre designproces frem mod udbud af elfærgerne og den tilhørende ladeinfrastruktur. På flere områder vil gennemgangen af scenerierne afsløre trends i omkostningerne samt fordele og ulemper, der ikke alene er afhængige af energimarkedet, prisændringer eller teknologispring.

Udgangspunktet i begge scenarier er, at antallet af daglige afgang fastholdes i forhold til betjeningen i dag. Da ruten ifølge Ærøfærgerne er udpeget som "social rute" indebærer dette, at afgang og ankomster bør være koordineret med offentlig transport i begge havne. På Fyn følger koordinerende tog og busser faste minuttal. På Ærø kan busdriften koordineres efter færgen. For at sikre optimal forbindelse på Fynssiden bør minuttal ligge fast. Det betyder, at hver færge ankommer og afgår hver tredje time til og fra Svendborg. Det samme vil så også gælde i Ærøskøbing.

Energiforbrug er i udgangspunktet baseret på den indledende designundersøgelse med vægte og skrogform for en dobbeltenderfærge af aluminium på 69,5 meter i længden og 17 meter i bredden. Der er lavet beregninger for overfartstider på henholdsvis 70 minutter og 75 minutter, som nævnt i kapitel 1.2. For begge scenarier er det relevant at undersøge om merforbruget, ved at reducere overfartstiden med fem minutter, kan opvejes af den ekstra tid, der opnås i havn, når afgangsfrekvensen fastholdes som i dag, se mere under Designvalg 1 i kapitel 3.1.1 og 3.2.2.

De opgjorte forbrug til fremdrivning og hoteldrift, fra de indledende designundersøgelser, er efterfølgende, i denne undersøgelse, korrigeret omtrentligt for virkningsgrader ved de fundne ladeeffekter. Dernæst er der korrigeret for vægtforskelle ved de estimerede batteridimensioner og valgte batterityper for hvert scenarie og designvalg.

3.1 Scenarie (i) Ladestation i begge havne af samme størrelse

3.1.1 Operationelle fordele og ulemper ved scenarie (i)

Operationelle fordele	Bemærkninger
<p>Udnyttelse af al havnetid til opladning af færger</p>	<p>”Flaskehalsen” ved batteridrift er ladetiden. Det tager længere tid at få energi ombord i færgen end ved bunkring af konventionelle brændstoffer.</p> <p>Ved at oplade i begge havne med lige store effekter reduceres belastningen på færgens batterier. Dermed forbedres både virkningsgrad og levetid for alle batterityper.</p> <p>Hvis batteristørrelsen ombord fastholdes i begge scenarier, vil både ladeeffekt og afladningsdybde (DOD) blive halveret i scenarie (i) versus scenarie (ii). Det giver mere end en fordobling af levetiden i scenarie (i), da sammenhængen ikke er lineær, men eksponentiel, jævnfør Figur 2.2.4 i kapitel 2.2 om Batteriteknologi.</p> <p>I praksis er det dog ofte ladeeffekten, der er den begrænsende størrelse, hvorfor der i de tre scenarier er anvendt forskellige batteristørrelser for at opnå sammenlignelige levetider.</p>
<p>Øget driftssikkerhed (redundans ved nedbrud)</p>	<p>Såfremt en ladestation svigter kortvarigt vil det være muligt at fortsætte sejladsen uden forsinkelser på batteriernes reserve. Behovet for reserveenergikapacitet på batterierne halveres, når der er lademulighed i begge havne.</p> <p>Såfremt en ladestation er ude af drift i længere tid, vil der forsat kunne opretholdes en reduceret sejlplan på basis af ladning i den anden havn.</p> <p>Suppleres der med nødgeneratorer, vil behovet for denne supplerings, for at opretholde en fuld sejlplan, være halveret i forhold til scenarie (ii).</p> <p>Det vurderes ikke at forsyningsikkerheden på Ærø er ringere end i Svendborg. Når der ses på den elnettets stabilitet i begge områder, er der statistisk set en meget lille sandsynlighed for afbrydelser begge steder. Den ledige kapacitet på Ærøs søkabler diskuteres nærmere i kapitel 3.2.1</p> <p>Fejl på ladeanlægget vurderes som langt mere sandsynligt end fejl på elnettet, hvorfor det, ligesom på ladeanlægget i Søby, bør være delt op i flere parallelle ladelinjer. Dermed vil én komponentfejl ikke lægge hele ladesystemet ned, og der kan fortsættes med at lade på f.eks. halvdelen eller tre fjerdedele af ladeanlæggets parallelle linjer, som i Søby.</p>
<p>Mulighed for forhandling om tilslutningsaftale to steder</p>	<p>Som nævnt i kapitel 2.3, er der reelt tale om en forhandlingsproces, når der skal laves tilslutningsaftale med netforsyningselskaberne. For begge havne er der usikkerhed om kundetyper, altså om det er muligt at blive A-høj-kunde.</p> <p>Med to ladestationer øges chancen for at opnå optimale aftaler, i det mindste på halvdelen af tilslutningen til elnettet og halvdelen af nettatarifferne.</p>
<p>Mulighed for handel med to elhandelsselskaber og balanceansvarlige</p>	<p>Med tilslutning i begge havne, vil der være mulighed for at indgå købsaftaler med to forskellige elhandelsselskaber. Dog kun på den volumen, der lades i respektive havne.</p>

	<p>Det handelstillæg som elhandelselskabet tager oveni spotprisen kan på denne måde bedre konkurrenceudsættes. Der vil også være flere handlemuligheder, hvis man på et tidspunkt ønsker at indgå i fastpriskontrakter. Energikrisen har dog gjort denne type kontrakter relativt dyre pga. handelselskabernes høje risici.</p> <p>For designvalg, hvor færgernes batterier eller batteribanker på havnene udnyttes til balancering af elnettet, og til salg af systemydelse, vil den geografiske spredning i nogle tilfælde kunne betyde flere vundne aktioner.</p>
<p>Synergi ved fælles faciliteter i Svendborg</p>	<p>Der skal i Svendborg også bygges ladestation til ny standard-\emptyset-færge for betjening af Skarø og Drejø. Ved et samarbejde er der mulighed for at reducere anlægs- og vedligeholdelsesomkostningerne for hver part ved at dele relevante faciliteter.</p> <p>Da der stadig udestår afgørende teknologivalg i forhold til udbudsprocessen af begge kommuners færgetyper, er det ikke muligt i denne undersøgelse at afgøre det endelige omfang af en mulig besparelse fra synergier. Der er derfor alene beregnet et estimat på en besparelse svarende til halvdelen af den effekt, som standard-\emptyset-færgen forventes at efterspørge i scenarie (i).</p> <p>For selve kabelføringen og den fysiske tilslutning til 60 kV-nettet i Svendborg samt for nedtransformeringsstationer på Havnepladsen i Svendborg, er det dog sandsynligt, at der vil kunne opnås nogle synergieffekter.</p> <p>Synergi kan i princippet også opnås ved at dele effekt med andre aktører på Svendborg Havn. Det kunne være værftaktiviteter eller fremtidige ladestander til lastbiler, tog eller busser. Teknologisk kan der dog også her være nogle bindinger.</p> <p>I princippet kan aktører på Ærøskøbing Havn lige så vel danne grundlag for synergi ved deling af effekt. Her er der konkret et ønske om at dele effekt med en relativt stor aktør. Dermed ikke en fordel der alene gælder for scenarie (i), men lige så vel kan gælde for dimensioneringen af tilslutningseffekt i scenarie (ii), hvor der kun bygges én stor ladestation.</p>

Tabel 3.1.1 Operationelle fordele ved scenarie (i).

Operationelle ulemper	Bemærkninger
<p>Udgifter til to ladestationer</p>	<p>Der skal i scenarie (i) bygges ét ekstra ladestik i forhold til scenarie (ii), og der skal, etableres kabelføring mellem en 60 kV transformerstation nord for Østre Havnevej og frem til færgehavnen i Svendborg samt større ladestation end den cirka 4 MW ladestation, som er planlagt for standard-\emptyset-færgen for betjening af Drejø og Skarø.</p> <p>Både i forbindelse med etableringen af anlæg og de løbende vedligeholdelsesomkostninger, vil der være stordriftsfordele ved at samle opladningen et sted. Tilslutningsbidrag betales efter spidseffekt, der ved Designvalg 1 og en 70 minutters overfartstid kan blive lidt billigere samlet set, ifølge beregninger for scenarie (ii).</p>

	<p>Ligeledes er der en årlig effektbetaling, der også baseres på spidseffekt. Den vil dermed falde, ved ovennævnte Designvalg i scenarie (ii). Endelig skal der i scenarie (i) betales to gange netabonnement, i scenarie (ii) kun ét.</p> <p>For Ærøfærgerne er det usikkert om eventuelle synergier fra samarbejdet med standard-ø-færgerne og Svendborg Kommune vil kunne overgå stordriftsbesparelser på ladeinfrastrukturen ved kun at etablere én ladestation, også selvom det medregnes at elfærgernes batterier skal være større i scenarie (ii).</p> <p>Ifølge de økonomiske konsekvensberegninger i kapitel Tabel 3.3.1 tyder meget på, at stordriftsbesparelserne vejer tungest, i hvert fald, når der vurderes på de designvalg, hvor en 70 minutters overfartstid indgår.</p> <p>Det vurderes i denne undersøgelse ikke praktisk at samle al opladning i Svendborg, da der så skal etableres et oplæggerleje og endnu ladestik til natladning af E-ferry Twins. Dertil kommer logistikudfordringer for besætninger, der typisk er bosiddende på Ærø.</p>
<p>Pladsbehov og visuelt udtryk for ladestation på Havnepladsen i Svendborg.</p>	<p>Der er i Svendborg Kommunes ”Pejlemærker for den fremtidige indretning af Havnepladsen med nye elfærger”, dateret 5. marts 2024, stillet en række krav til indretningen af havnefaciliteterne på Havnepladsen i Svendborg.</p> <p>Disse krav begrænser i høj grad mulighederne for at lave en ladestation, der ligger tæt på elfærgernes ladestik. Ved en forlængelse af kabellængden på ca. 150 meter, fra en placering af ladestation ved færgeren Højstenes nuværende leje, øges tab i kabler for jævnstrømsdelen af anlægget væsentligt, og rådgivende ingeniører fra NIRAS har advaret mod en sådan løsning.</p> <p>Dertil er der usikkerhed om, hvordan lade- og transformerstation, i en stor version, kan højvandssikres, uden at det får konsekvenser for det visuelle indtryk på havnefronten. Det samme gælder ladestik eller ladetårn.</p> <p>Selvom der eventuelt kan forhandles om Svendborg Kommunes krav eller pejlemærker, må der påregnes en merudgift til at løse ovennævnte problemstillinger for ladestationen i Svendborg. Disse udgifter bæres som udgangspunkt af Ærø Kommune, jævnfør <i>Notat om arealanvendelse og modtagepligt</i> fra advokatfirmaet Horten fra januar 2024.</p>
<p>Bindinger ved samarbejde med standard-ø-færge</p>	<p>Synergier ved fælles ladestation med standard-ø-færgerne, der skal betjene Skarø og Drejø, skal holdes op imod de teknologiske bindinger, der udspringer af standardfærgekonceptets endelige teknologivalg.</p> <p>Der vil være bindinger for tidspunkt for anløb, så to elfærger ikke skal oplades med fuld effekt samtidig, hvis synergien skal udnyttes. I modsat fald skal ladestationen overdimensioneres, og dermed mistes synergieffekten.</p> <p>Umiddelbart har Svendborg Kommune tilkendegivet, at man ikke ønsker bindinger i forbindelse med deling af en ladestation eller transformerstation i Svendborg i forhold til standard-ø-færgens fartplan. Dermed skrumper synergien betragteligt, da installationer så skal dimensioneres efter, at begge færgetyper lader med maksimal effekt samtidig.</p> <p>Placering af eventuel 60/15 kV-transformerstation kan ske et stykke fra en ladestation, mens ladestation og eventuel 10/0,7 kV- eller 15/0,7 kV-transformer bør placeres sammen med hver ladestation. Hvis færgelejer placeres relativt langt fra hinanden, vil det være svært at udnytte synergier</p>

	<p>ved en fælles ladestation, og der skal formodentlig bygges en ladestation til hvert færgeleje.</p> <p>Der kan dog stadig være synergier ved f.eks. fælles vedligehold af en 60/15 kV transformerstation dimensioneret til begge færgetypers spidskapacitet. Det gælder dog ikke, hvis Ærøfærgerne ønsker at indgå en tilslutningsaftale med begrænset netadgang (afkoblingsaftale), og Svendborg Kommune ikke kan acceptere risici for kortvarig afkobling fra elnettet, se også kapitel 2.3.</p> <p>På teknologisisiden kan de DC-spændinger, der vælges for batteritypen i standardfærgekonceptet også udvande synergieffekter, såfremt E-ferry Twins benytter andre DC-spændinger end standard-ø-færger.</p> <p>Det samme gælder for kontrolsystemer og kommunikation mellem elfærge, ladestik og ladestation. Dette vil først blive afklaret ved udbud, da forskellige leverandører bruger forskellige systemer til opladning og kommunikation.</p>
<p>Begrænset havnetid i Svendborg, hvis færge ikke overnatter</p>	<p>Udnyttelsesgraden for ladestationen i Svendborg bliver relativ lav. Cirka to en halv time per døgn i nuværende sejlplan vil en af tvillingefærgerne lade her.</p> <p>For begge havne skal der fra regnes en tid af havneopholdet for til- og frakobling af ladestik. Dertil er der også en tidsperiode, hvor ladeeffekten henholdsvis øges og reduceres for at undgå overbelastning af systemerne og ubalancer i elnettet. Den reelle tid til opladning er derfor kortere end havneopholdet i hver havn.</p> <p>Ved at lade den ene tvillingefærge overnatte i Svendborg vil udnyttelsesgraden kunne øges, og der spares et oplæggerleje med ladestik på Ærø.</p> <p>Om natten er der dog rigelig kapacitet ved forsyning fra én ladestation til begge elfærger på Ærø. Samtidig vil der være samme logistiske udfordring for besætninger bosiddende på øen, som nævnt tidligere.</p> <p>For underscenariet med overfartstid på 70 minutter ville det være muligt at øge havnetiden alene i Ærøskøbing og begrænse havnetiden i Svendborg, hvorved spidseffekten for scenarie (ii) ikke behøver at være det dobbelte af scenarie (i).</p>
<p>Ulemper ved handel med to elhandelsselskaber og to balanceansvarlige</p>	<p>Selvom dette også er nævnt som en fordel, kan der i perioder og under nogle forhold være ulemper ved at have næsten halvdelen af elhandlen placeret uden for Ærø.</p> <p>For designvalg, hvor færgernes batterier eller batteribanker på havnene udnyttes til balancering af elnettet og til salg af systemydelser, vil den geografiske spredning i nogle tilfælde kunne betyde færre vundne aktioner og reduceret mulighed for at indgå lokale aftaler med ærøske virksomheder gennem for eksempel et borgerenergifællesskab.</p>

Tabel 3.1.2 Operationelle ulemper ved scenarie (i)

3.1.2 Konsekvenser ved designvalg punkt 1 til 5 for scenarie (i)

Konsekvenser ved designvalg 1 til 5	Bemærkninger (alle priser er opgivet eksklusive moms)
<p>Designvalg 1 Overfartstid 70 minutter versus 75 minutter</p>	<p>Det omtrentlige merforbrug ved at reducere overfartstiden med 5 minutter, fra 75 minutter til 70 minutter, er ifølge beregninger fra de indledende undersøgelser, omkring 250 kWh per enkelttur eller 500 kWh for en dobbelttur. Det øgede forbrug skal kompenseres af andre fordele ved kortere overfartstid.</p> <p>Med korrektioner for virkningsgrader, vind og sø samt batterivægt, kræves en opladning i scenarie (i) per enkelttur (eksklusive havneophold) på cirka:</p> <p style="text-align: center;">1250 kWh ved 75 minutters overfart 1500 kWh ved 70 minutters overfart</p> <p>Det resulterer i en nødvendig gennemsnitseffekt på ladestationen i hver havn på hhv.:</p> <p style="text-align: center;">7,2 MW ved 75 minutters overfart 5,9 MW ved 70 minutters overfart</p> <p>Som det fremgår, reduceres tilslutningseffekten og ladestationernes størrelse, hvis overfartstiden reduceres med 5 minutter. De 250 kWh i merforbrug kan ved 5,9 MW effekt oplades på 2,5 minut. Med nævnte ladeeffekt er kritisk hastighed altså endnu ikke nået for ruten i dette scenarie.</p> <p>Batteribehovet vokser til gengæld med højere rutehastighed. Det vurderes at batteristørrelsen per elfærge, ved omtrentlig samme levetid, vil være:</p> <p style="text-align: center;">4300 kWh kapacitet ved 75 minutters overfart 4800 kWh kapacitet ved 70 minutters overfart</p> <p>Estimatet er baseret på G/NMC batteritypen. Batterivægten afhænger af leverandørens system, men vil være hhv. omkring 47 ton og 53 ton.</p> <p>Ladeeffekten i forhold til batteriernes nominelle energikapacitet er hhv.:</p> <p style="text-align: center;">1,7 C ved 75 minutters overfart 1,2 C ved 70 minutters overfart</p> <p>C-raten er et udtryk for, hvor hårdt batteriet belastes under opladningen. For elfærgen Ellen ligger C-raten under 1 C i gennemsnit, men der er også tale om relativt lange opladningspauser i Søby. Virkningsgraden forringes ved øget C-rate, på grund af højere intern modstand i battericellerne, hvilket giver et højere elforbrug.</p> <p>Afladningsdybden har dog også betydning for både virkningsgrad og levetiden, og den er lidt højere for elfærgen Ellen i forhold til scenarie (i):</p> <p style="text-align: center;">29% Depth of Discharge ved 75 minutters overfart 31% Depth of Discharge ved 70 minutters overfart 35% Depth of Discharge for Ellens dobbelttur Søby-Fynshav</p> <p>Leverandører har lidt forskellige anbefalinger til maksimal C-rate og levetid som funktion af afladningsdybde for denne batteritype, se kapitel 2.2, hvorfor</p>

	<p>den endelige størrelse af fremdrivningsbatterierne i realiteten først kan bestemmes, når E-ferry Twins sendes i udbud.</p> <p>Den omtrentlige anlægsinvestering til begge færgebatterier og opladning som A-høj-kunde ved overfartstid på 75 minutter:</p> <p style="padding-left: 40px;">92 millioner kr. begge ladestationer og ladestik 30 millioner kr. til batterier (G/NMC-typen)</p> <p>Den omtrentlige anlægsinvestering til begge færgebatterier og opladning som A-høj-kunde ved overfartstid på 70 minutter:</p> <p style="padding-left: 40px;">84 millioner kr. begge ladestationer inkl. ladestik 34 millioner kr. til batterier (G/NMC-typen)</p> <p>I scenarie (i) kan der eventuelt opnås synergieffekter med ladestation til standard-ø-færgen, der skal betjene Skarø og Drejø, som diskuteret i kapitel 3.1.1. Kan det aftales at hele effektbehovet på cirka 4 MW til denne rute kan deles, vil en 50/50 procents deling af tilslutningsomkostningerne for dette behov svare til et bidrag, eller en anlægsbesparelse, på 10-12 millioner kr.</p> <p>Der kan dog også argumenteres for en større betalingsandel for Svendborg Kommune, da de, modsat Ærø Kommune, se scenarie (ii), ikke har andre optioner for placering af ladestationen.</p> <p>På grund af usikkerheden om bidraget, er det ikke indregnet som en besparelse i denne undersøgelses tabeller over økonomiske konsekvenser, men nævnes hér blot som en mulighed, der kan forhandles nærmere, hvis man går videre med scenarie (i).</p> <p>De samlede årlige omkostninger til køb og transport af el inklusive afgifter som A-høj-kunde, baseret på historiske spottimepriser og ny tarifmodel:</p> <p style="padding-left: 40px;">7,6 millioner kr. ved 75 minutters overfart 8,6 millioner kr. ved 70 minutters overfart</p> <p>Samlet set vurderes det at være en operationel og transportmæssig fordel at reducere overfartstiden til 70 minutter, da det giver bedre service, (kortere rejsetid) og større driftssikkerhed (forlængede ladepauser = bedre mulighed for at indhente forsinkelser).</p> <p>Økonomisk set vil anlægsinvesteringerne falde med 4 millioner kr. ved 70 minutters overfart i stedet for 75 minutter, mens de årlige omkostninger til energi stiger med godt en million kr. i dette scenarie (i). Dette er baseret på, at der tilsluttes i begge havne som A-høj-kunde til elnettet.</p> <p>70 minutters overfart vil på sigt blive lidt dyrere end 75 minutters overfart i scenarie (i). Dette skal dog holdes op imod de transportmæssige og operative fordele, der nævnes i kapitel 3.1.1.</p>
<p>Designvalg 2 Grafit/NMC-batterier versus LTO/NMC-batterier</p>	<p>Som beskrevet i kapitel 2.2, er LTO/NMC-batteritypen væsentligt tungere per kWh på battericelleniveau. Til gengæld kan batteritypen tåle større afladningsdybde og højere relativ ladehastighed (C-rate), da den interne modstand i batteriet typisk er lavere.</p>

	<p>Anvendes LTO/NMC-batterier for scenarie (i) kan behovet for batteriets energikapacitet i E-ferry Twins reduceres til omtrent halvdelen. Endda samtidig med en 4-5 år bedre forventet batterilevetid ifølge producentdata.</p> <p>Til undersøgelsen er der foretaget en vægtberegning fra en systemproducent. Der forventes en besparelse på vægten af batterierne ved brug af LTO/NMC-batterier i dette scenarie (i) på omkring 30%, når der tages højde for, at behovet for installeret energikapacitet i forhold til G/NMC-batterierne falder med cirka 50%.</p> <p>Ved en omtrentlig halvering af færgebatteriets energikapacitet, fordobles afladningsdybden og ladehastigheden. Sidstnævnte bliver i Designvalg 2:</p> <p style="text-align: center;">3,4 C ved 75 minutters overfart 2,6 C ved 70 minutters overfart</p> <p>Det er høje C-rater, der kun kan opretholdes kortvarigt, men der er også tale om relativt kortvarige opladningstider på 12-17 minutter, hvorefter batteriet kun belastes med en lav C-rate til afladning under selve sejladserne.</p> <p>Baseret på diskussionen i kapitel 2.2, vurderes de fundne C-rater under opladning at reducere virkningsgraden med omkring 2-5%. Dette modvirkes af en lavere intern modstand i cellekemi, og den sparede vægt til batterier i elfærgerne.</p> <p>Ved brug af LTO/NMC-batteritypen forventes en lille besparelse i energiforbruget fra lavere vægt og lavere internt modstand i forhold til G/NMC-batteritypen, trods de højere C-rater. Årlige energiomkostningerne ved Designvalg 2 er estimeret til:</p> <p style="text-align: center;">7,4 millioner kr. ved 75 minutters overfart 8,4 millioner kr. ved 70 minutters overfart</p> <p>Det er en forudsætning for, at LTO/NMC-batteritypen kan aflades dybt, at reservekapacitet til brandslukning, der kræves ifølge EU-regler, ikke skal komme fra elfærgernes batteri. I stedet skal reserver tilvejebringes ved, at der i designvalget installeres nødgeneratorer ombord.</p> <p>Nødgeneratorer er til gengæld ikke strengt nødvendige for G/NMC-batteritypen, der til daglig ikke bør aflades så dybt mellem opladningerne af hensyn til levetiden. Derfor haves tilstrækkelig reserve i bunden af denne batteritypes ladetilstand til at opfylde EU-reglerne for nødkapacitet. Valg om nødgenerator eller batterireserve bør indgå i de samlede overvejelser af design, pris og sikkerhed, herunder også muligheden for at sejle til værfter.</p> <p>Prismæssigt har LTO/NMC-battericeller været så dyre, at det ikke har kunnet opveje det næsten halvede behov for energikapacitet ved batteritypen. Prisniveauet, målt per kWh for LTO/NMC-batterier, kan dog være ved at forandre sig, og tidlige erfaringer viser bedre levetid end forudsagt.</p> <p>Der bør i udbudsprocessen ses på alle batteritypernes ydelsesparametre, hvorfor LTO/NMC-batterier kan være konkurrencedygtige, også i scenarie (i), baseret på ovenstående. Om end scenarie (ii), hvor ladehastigheden øges, når der kun lades i én havn, umiddelbart vægter yderligere til fordel for LTO/NMC-batteritypens egenskaber.</p>
--	---

	<p>Endelige skal det nævnes, at erfaringerne med LTO/NMC-batterier i maritim sammenhæng stadig er forholdsvis begrænsede, men dette gælder til dels også for de konkurrerende battericellekemier. Der er stadig tale om en ung teknologi indenfor fremdrivning til søs.</p>
<p>Designvalg 3 A-høj-kunde versus B-høj-kunde ved nettilslutning</p>	<p>Som nævnt under <i>Operationelle fordele</i> i kapitel 3.1.1, er der i scenarie (i) to havne og dermed to muligheder for tilslutning som A-høj-kunde, hvilket giver lavere tilslutningsbidrag i anlægsfasen og lavere nettariffer i driftsfasen.</p> <p>Tilslutningsomkostninger i Ærøskøbing inkl. tilslutningsbidrag, stikledning, kabelføring til N1-transformerstation i Stokkeby, havnetransformer og ladehus eller ladecontainere til omforming og DC-forsyning samt ladestik inkl. oplæggerleje for scenarie (i) er estimeret til:</p> <ul style="list-style-type: none"> 46,6 millioner kr. som A-høj kunde for 7,2 MW 43,7 millioner kr. som B-høj kunde for 7,2 MW 42,6 millioner kr. som A-høj-kunde for 5,9 MW 38,1 millioner kr. som B-høj-kunde for 5,9 MW <p>Tilslutningsomkostninger i Svendborg inkl. tilslutningsbidrag, stikledning, kabelføring til Flow Elnet-transformerstation ved Østre Havnevej, havnetransformer og ladehus(e) eller ladecontainere til omforming og DC-forsyning samt ladestik ved færgeleje for scenarie (i) er estimeret til:</p> <ul style="list-style-type: none"> 45,0 millioner kr. som A-høj kunde for 7,2 MW 41,9 millioner kr. som B-høj kunde for 7,2 MW 41,1 millioner kr. som A-høj-kunde for 5,9 MW 36,3 millioner kr. som B-høj-kunde for 5,9 MW <p>Fra ovenstående tilslutningsomkostninger kan efter forhandling fratrækkes bidrag fra Svendborg Kommune til eventuelle fælles anlægsomkostninger. Under Designvalg 1 blev 10-12 millioner kr. nævnt som størrelsesorden for det maksimale forventelige bidrag ved et 50/50 split.</p> <p>Transporttariffer som A-høj- eller B-høj-kunde vil med det forventede elforbrug i scenarie (i) på årsbasis udgøre:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1,8 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 2,9 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 2,1 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter 3,3 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter <p>Der opnås en besparelse på nettariffer som A-høj-kunde på 1,1-1,2 million kr. årligt. Det må forventes, at der er lidt højere omkostninger til vedligehold som A-høj-kunde på grund af ejerskabet til en ekstra transformerstation, mens tabene på de respektive transformatorstationer er indregnet i tallene herover.</p> <p>For effektbetaling spares omkring en halv million kr. årligt ved at tilslutte som A-høj-kunde i forhold til B-høj-kunde.</p> <p>De højere anlægsomkostninger som A-høj-kunde vil dermed være tjent hjem fra lavere driftsomkostninger på 6-8 år i scenarie (i). Dette gælder dog kun, såfremt der <u>ikke</u> indgås "afkoblingsaftale", se Designvalg 4.</p>

	<p>Ses på de totale omkostninger til etablering og energi, målt over 20 år, er A-høj-kunde dog stadig mest attraktivt, selv ved afkoblingsaftaler.</p>
<p>Designvalg 4 Tilslutning med begrænset netadgang hos N1 eller Flow Elnet</p>	<p>Som nævnt i kapitel 2.3, kan der opnås besparelser på anlægsomkostningen til nettilslutningen, hvis der indgås en tilslutningsaftale med begrænset netadgang (afkoblingsaftale) hos N1. Andre rederier har indgået en sådan aftale med N1. Aftalen kan laves for én havn eller begge havne.</p> <p>Besparelsen ved en afkoblingsaftale er relativt større som B-kunde, da tilslutningsbidraget er større som B-kunde. Aftalen kan laves for hele den tilsluttede effekt eller for dele af den, både som A- og B-kunde.</p> <p>Hvis der installeres nødgeneratorer ombord, eller batterilagre i havnen(e), vil en fuld afkoblingsaftale ikke genere driften. Dette baseres på de meget sjældne og korte afkoblinger fra elnettet, der statistisk set kan forventes.</p> <p>Haves ikke nødgeneratorer ombord, eller batterilagre i havnen(e), kan der eventuelt etableres en mindre indgribende 50%-aftale for at sikre minimale gener for driften i tilfælde af afkobling fra netforsyningen under opladning.</p> <p>Aftalerne skal ikke i udbud, da netforsyningsselskabet N1 har monopol. Alle aftaler om afkobling skal dog godkendes af netforsyningsselskabet N1 ud fra beregninger af forsyningsikkerheden i hele distributionsområdet. Det er derfor ikke garanteret at en aftale om afkobling kan indgås i begge havne.</p> <p>Der er hos flere netforsyningsselskaber varslet ændringer til metoden for indgåelse af aftaler om tilslutning med begrænset netadgang, da der har været stor efterspørgsel de senere år fra VE-projekter og fjernvarmeværker.</p> <p>For ladeffekten på Ærøskøbing Havn i scenarie (i) udgør tilslutningsbidraget:</p> <ul style="list-style-type: none"> 5,4 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 14,7 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 4,5 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter 12,1 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter <p>For ladeffekten på Svendborg Havn i scenarie (i) udgør tilslutningsbidraget samme beløb, hvis der ses bort fra det potentielle bidrag til deling af tilsluttet effekt med Svendborg Kommune, såfremt det kan forhandles på plads.</p> <p>Besparelsen på tilslutningsbidraget ved en fuld afkoblingsaftale i begge havne varierer fra 9 millioner kr. som A-kunde ved overfartstid på 70 minutter til næsten 30 millioner kr. som B-kunde ved en overfartstid på 75 minutter.</p> <p>Der er tale om signifikante besparelser i anlægsbudgettet, som gør et designvalg som især B-kunde mere attraktivt for alle scenarier. Således skal der ifølge beregningerne bruges omkring 15 år med lavere nettatariffer som A-kunde før besparelsen i anlægsomkostninger som B-kunde versus A-kunde er udlignet, baseret på nuværende distributionstariffer, se Tabel 3.3.1.</p> <p>I scenarier med højt forbrug alene i dagtimerne vil udligningen ske lidt før ved et designvalg som A-kunde. Der kan også komme ændringer til den nye tarifmodel 3.0, der kun lige er indført, se også kapitel 2.3.</p>

<p>Designvalg 5 Batterianlæg ved ladestationer på havn(e) og salg af systemydelse</p>	<p>I kapitel 2.3 diskuteres mulighederne for at bygge batterilagre i havnen(e) på basis af casestudier i arbejdsplanke 3 i EU-projektet Zero Emission Ports North Sea.</p> <p>I casestudiet konkluderes, at et en fornuftig dimensionering af batterilagre i havnen(e) vil kunne reducere den nødvendige spidseffekt gennem "peak shaving", og dermed reducere tilslutningsbidraget med omkring en tredjedel.</p> <p>Dette er dog kun en direkte besparelse, hvis der ikke samtidig indgås afkoblingsaftaler med netforsyningsselskaberne, som diskuteres under Designvalg 4. Med andre ord, bliver havnebatterier ekstra økonomiske, når der <u>ikke</u> kan indgås afkoblingsaftale.</p> <p>Omvendt så vil batterilagre på havnen(e) kunne afbøde tab i driftssikkerhed, <u>hvis der indgås</u> afkoblingsaftale, når afkoblingen aktiveres. Haves ladestationer og havnebatterier i både Ærøskøbing og Svendborg, så må ladeinfrastrukturen betragtes som yderst robust. Selv ved alvorlige udfald på én type anlæg, vil der være god backup fra andre anlæg.</p> <p>Dertil kommer dog også potentialet for at bruge havnebatterier til at flytte indkøbstidspunktet for el til billigere tidspunkter gennem "peak shifting". "Peak shifting" forventes at kunne give følgende omtrentlige besparelse årligt, baseret på forbrugene i scenarie (i) og udsving i time-for-time-spotprisen for perioden 2013-2023:</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,1 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 0,2 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 0,2 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter 0,5 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter <p>Den årlige besparelse fra "peak shifting" er forholdsvis beskeden. Ifølge resultaterne fra Zero Emission Ports North Sea-arbejdsplanke 3 kunne besparelsen i elindkøbet, historisk set, ikke alene kompensere for den forringende virkningsgrad fra op- og afladning af havnebatterierne i gennemsnit trods prisudsving fra time til time.</p> <p>Tarifmodel 3.0 bidrager dog fra januar 2024 til, at der samlet set må forventes en lille besparelse, jævnfør tallene ovenfor. Der er taget udgangspunkt i N1's tarifmodel, men Flow Elnet tariffer ligger tæt på disse.</p> <p>Til gengæld påviste Zero Emission Ports North Sea-beregningerne en betydelig indtjeningsmulighed fra systemydelse, hvis havnebatteriet dimensioneres større end krævet for "peak og time shifting" alene.</p> <p>Overført til denne undersøgelse vil et havnebatteri på 2.000 kWh koste omkring 7,5 millioner kr. og dermed være stort nok til, at der samtidig kan sælges systemydelse i balance- eller frekvensmarkedet, som beskrevet i kapitel 2.3. Batteriet kan eventuelt dimensioneres endnu større, hvis der kan findes andre havne- eller transportaktiviteter som Ærøfærgerne kan samarbejde med i nærheden.</p> <p>Baseret på værdier for Frequency Containment Reserves (FCR)-systemydelse i beregningerne fra casestudiet i Zero Emission Ports North Sea, forventes salg af elfærge- og havnebatteriernes fleksibilitet, årligt at bidrage med et overskud på:</p>
--	---

	<p>3,1 millioner kr. i scenariet med overfartstid på 75 minutter</p> <p>3,2 millioner kr. i scenariet med overfartstid på 70 minutter</p> <p>I tallene er der taget højde for slid på batterierne ved systemydelse. Dermed er tilbagebetalingstiden reduceret til under 5 år for løsningen med havnebatterier, selv uden bidrag fra sparede tilslutningsomkostninger for cirka en tredjedel af spidseffekten.</p> <p>Som det nævnes i kapitel 2.3, skal det bemærkes, at markedet for systemydelser kan ændre sig i fremtiden. Ovennævnte estimerede overskud er baseret på nyere historiske data fra en periode med relativt stabile priser på FCR-markedet samt forventninger om et rimeligt antal vundne bud. Der er derfor alene tale om en vurdering af størrelsesorden for den potentielle værdiskabelse i opgørelsen.</p> <p>Kan der <u>ikke</u> laves en afkoblingsaftale med N1 og eller Flow Elnet under Designvalg 4, så kan der, med etablering af batterilagre i begge havne, direkte spares følgende tilslutningsomkostninger:</p> <p>3,6 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter</p> <p>9,8 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter</p> <p>3,0 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter</p> <p>8,1 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter</p> <p>Som det ses, så betales de 15 millioner kr. til batterilagre i havnene ikke helt tilbage af sparede tilslutningsomkostninger fra "peak shaving", og der kommer kun marginale besparelser fra "peak shifting". For rentabilitet i dette tilfælde, skal der derfor også sælges systemydelser samtidig.</p> <p>Aflagte batterier fra Ærø Kommunes elfærger kan eventuelt nedbringe anlægsomkostningerne til batterilagre på havnen(e) væsentligt, hvilket ændre de økonomiske konsekvenser i undersøgelsen i en positiv retning.</p> <p>Der vil frem til 2030 komme cirka 3.000 kWh brugte batterimoduler fra elfærgerne Ellen. Disse batterier ejes i forvejen af Ærøfærgerne. De brugte batterier vil typisk have en State of Health (SOH) på 70-80% af den oprindelige kapacitet. Dermed kunne der være en betydelig levetid tilbage i de brugte batterier, hvis de anvendes i en mindre krævende op- og afladningsprofil.</p> <p>Det undersøges i øjeblikket, i forprojektet <i>Maritime Battery Life</i>, med deltagelse af batteriekspertter fra SDU og DTI, om der kan udvikles procedure og forretningsmodel for anvendelse af de brugte batterier fra elfærgerne Ellen til formålet.</p>
--	--

Tabel 3.1.3 Konsekvenser ved Designvalg 1 til 5 for scenarie (i).

3.2 Scenarie (ii). Stor ladestation kun i Ærøskøbing

3.2.1 Operationelle fordele og ulemper ved scenarie (ii)

Operationelle fordele	Bemærkninger
<p>Stordriftsfordele ved at samle ladeffekt, og evt. også batterilager, i ét stort anlæg</p>	<p>I dette scenarie vil der kun være én ladestation (med to ladestik) og én stikledning, der skal graves til transformerstationen i Stokkeby. Der vil også kun være ét netabonnement. Dermed er der naturligvis operationelle stordriftsfordele ved at samle anlægget i én havn.</p> <p>Med kun 15 minutters havnetid i Ærøskøbing for løsninger med 75 minutters overfartstid i scenarie (ii), kan ladetiden komme helt ned på kun 12 minutter, for opladning til en hel rundrejse.</p> <p>De 12 minutter, der er brugt i beregningen, afspejler en lineær ladehastighed, mens der i praksis vil være tale om, at der i havnetiden skal tages højde for tid til af- og tilkobling samt øgning og nedrosling af ladeffekten.</p> <p>Den samlede ladeffekt, der skal tilsluttes elnettet i én havn kontra to havne forbliver dermed den samme i scenarie (i) og (ii), når overfartstiden fastholdes på 75 minutter.</p> <p>Der spares til gengæld 2,5 MW i den samlede ladeffekt i scenarie (ii) i forhold til scenarie (i) for Designvalg 1, hvis der sejles med en overfartstid på kun 70 minutter, som nævnt i Tabel 3.1.2 samt Tabel 3.2.3.</p> <p>Reduktionen i den samlede ladeffekt kan i dette designvalg lade sig gøre, når der i sejlplanen prioriteres ekstra havnetid i Ærøskøbing i forhold til Svendborg. Det vil sige 15 minutters havneophold i Svendborg og 25 minutters havneophold i Ærøskøbing.</p> <p>Dette frigør 5 minutter ekstra tid til opladning i Ærøskøbing, i forhold til en ligeligt fordelt havnetid i scenariet, hvor der kun er én ladestation.</p>
<p>Bedre udnyttelsesgrad af ladestation, når elfærger overnatter på Ærø</p>	<p>For scenarie (ii) og Designvalg 1 med 70 minutters overfart, og 25 minutters havnetid i Ærøskøbing, vil den relative udnyttelsestid af ladestationen, dagen igennem, blive højere end for ladestationer i andre scenarier.</p> <p>For 75 minutters overfart vil den relative udnyttelse, dagen igennem, blive den samme for scenarie (i) eller (ii).</p> <p>Om natten er der rigelig kapacitet ved forsyning fra én ladestation til at nå at oplade begge elfærger, hvorfor udnyttelsestiden af ladestation ved begge overfartstider er højest i scenarie (ii)</p> <p>Samtidig vil der, som i dag, være logistiske fordele for vedligehold hos Ærøfærgerne, og for besætninger bosiddende på Ærø, når begge elfærgerne overnatter i Ærøskøbing.</p>
<p>Mulighed for at bruge Ærø's egen VE-produktion og udnytte fleksibilitet og synergier lokalt</p>	<p>Ved at samle al opladning på Ærø vil det potentielt være muligt, at bruge en højere andel af Ærø's egen VE-produktion til driften af færgerne.</p> <p>Det samme gælder synergieffekter i forhold til deling af fleksibilitet med andre ærøske aktører. Den kraftigere nettilslutning til ladestationen på Ærøskøbing Havn kan bruges symmetrisk og sende energi ud på det ærøske elnet, når elfærgerne ligger i havn om natten.</p>

	<p>Installeres havnebatteri, jævnfør Designvalg 5, vil det blive samlet på Ærø. Det kan betjene det lokale net med en betydelig balancerings-effekt samt fleksibilitet til andre ærøske aktører.</p> <p>Det kan f.eks. være VE-producenter eller Ærøskøbing Fjernvarme, der planlægger at installere en elpatron til varmeproduktion med en effekt på 4,5 MW i bycentralen lige ved havnen.</p> <p>I kapitel 3.1.1 blev synergier med standard-ø-færgeren der skal betjene Skarø og Drejø fra Svendborg Havn diskuteret, men der er også mulighed for synergier på Ærøskøbing Havn, som det fremgår.</p> <p>Bidrag til anlægsomkostningerne til nettilslutningen, kan komme fra ærøske aktører, hvor effektbehovet er af samme størrelsesorden som Svendborg Kommunes effektbehov til standard-ø-færgeren. Som nævnt ventes fleksibiliteten at være højere fra de ærøske aktører, hvilket er en fordel for synergien.</p> <p>Endelig kan der findes andre aktører, f.eks. hurtigladestanderer til elbiler, elbusser, ellastbiler eller andre elskibe, så potentialet for synergier udvides til fordel for de ærøske samarbejdspartnere, når al ladeeffekten samles i én ladestation på Ærø.</p>
<p>Uafhængighed af krav og pladsbegrænsninger på Svendborg Havn</p>	<p>Som diskuteret i kapitel 3.1.1, se Tabel 3.1.2, har Svendborg Kommune opstillet nogle pejlemærker for den fremtidige indretning af Havnepladsen i Svendborg med nye elfærger. Der er reelt tale om en række krav, hvoraf nogle er en barriere for ladeinfrastrukturen til Ærø elfærger i Svendborg. Disse må stadig forventes at være til diskussion, jævnfør Notat om arealanvendelse og modtagepligt fra advokatfirmaet Horten.</p> <p>Dertil er der usikkerhed om, hvordan lade- og transformerstation i Svendborg, i en stor version, kan højvands-sikres, uden at det får konsekvenser for det visuelle indtryk på en havnefront med krævende pladsrestriktioner. Det samme gælder den visuelle indpasning af ladestik eller ladetårn.</p> <p>Selvom der eventuelt kan forhandles om Svendborg Kommunes krav eller pejlemærker, må der påregnes en merudgift til at løse ovennævnte problemstillinger for ladestationen i Svendborg.</p> <p>Synergien ved fælles ladestation med standard-ø-færgeren, der skal betjene Skarø og Drejø, skaber også bindinger, både tekniske og operationelle, som det blev diskuteret i kapitel 3.1.1.</p> <p>Ved at samle ladeeffekten i én ladestation i Ærøskøbing, er ladeløsningerne uafhængige af de pladsrestriktioner, bindinger og krav, der måtte være for et samarbejde på Svendborg Havn.</p> <p>Som nævnt i forrige punkt i denne tabel, må det forventes at synergier med andre aktører på Svendborg Havn for nettilslutningen, også kan findes på Ærøskøbing Havn og i samme omfang, når nettilslutningen samles der.</p>

Tabel 3.2.1 Operationelle fordele ved scenarie (ii)

Operationelle ulemper	Bemærkninger
<p>Kortere tid til opladning</p>	<p>En hel indlysende ulempe ved at samle ladeinfrastrukturen i kun én havn, er at en mindre andel af elfærgernes havnetid til losning og lastning udnyttes til opladning. Der er i princippet tale om en halvering af tiden til opladning i løbet af dagen.</p> <p>Dette gælder dog ikke, når elfærgerne ligger stille om natten, hvor der er lige gode muligheder for opladning i scenarie (i) og (ii). Der er heller ikke tale om en halvering af ladetiden for scenarie (ii) ved det Designvalg 1, hvor der sejles med en overfartstid på 70 minutter, og hvor den ekstra havnetid samles i Ærøskøbing.</p>
<p>Større batteri i elfærgerne og/eller større afladningsdybde</p>	<p>Den kortere tid til opladning i scenarie (ii) må nødvendigvis kompenseres, hvis overfartstider skal forblive sammenlignelige med scenarie (i). Der kan under disse betingelser kun kompenseres ved at øge ladeeffekten.</p> <p>Den højere ladeeffekt, og den dobbelte sejlede distance mellem ladecyklus, vil resultere i større afladningsdybde og højere C-rate, i forhold til scenarie (i).</p> <p>Hvis ikke elfærgernes batterier gøres større i scenarie (ii), vil den større afladningsdybde og højere C-rate resultere i en væsentligt forkortet levetid for batterierne.</p> <p>Afladningsdybden kan til dels godt tåle at vokse, da antallet af ladecykler per dag halveres fra scenarie (i) til (ii). Sammenhængen er dog ikke lineær, og som nævnt, skal også ladehastigheden tages i betragtning.</p> <p>Der vil ikke blive tale om en fordobling af batteristørrelsen i elfærgerne, men størrelsesforskellen er på ca. 50-55% og kan ses af beregningerne i Tabel 3.2.3 Konsekvenser ved Designvalg 1 til 5 for scenarie (ii).</p>
<p>Højere belastning af Ærø's elnet og lavere redundans i tilfælde af fejl på ladestation eller elnet</p>	<p>I kapitel 2.3 blev der redegjort for den ledige kapacitet i de to søkabler til Ærø. Når begge søkabler er i drift, er der umiddelbart en god sikkerhedsmargin, selv hvis al ærøske VE-produktion er nul, og forbruget på det øvrige Ærø samtidig topper.</p> <p>Det mindste søkabel er på 21,3 MW (til Als) og det største på 23,4 MW (til Langeland), ifølge data fra tidligere studier. Det statistisk set højeste forbrug på Ærø er, ifølge studierne, fundet til 12 MW.</p> <p>I scenarie (ii), med 75 minutters overfart og kun 15 minutters havnetid i Ærøskøbing, vil redundansen dog ikke være til stede, da ladeeffekten kan blive helt op mod 15 MW. Med 12 MW + 15 MW fås hele 27 MW spidseffekt, hvilket ingen af søkablerne enkeltvis har kapacitet til.</p> <p>For scenarie (ii), med 70 minutters overfart og hele 25 minutters havnetid i Ærøskøbing, er ladeeffekten bestemt til 9,3 MW. Med 12 MW + 9,3 MW fås netop kapaciteten for det mindste søkabel på 21,3 MW. Så for dette designvalg er redundansen i søkablerne lige netop bevaret, ifølge studierne data.</p>
<p>Mistet synergieffekt med ladestation til Skarø/Drejø-elfærge</p>	<p>Scenarie (ii), hvor der ikke er ladeinfrastruktur i Svendborg, tillader naturligvis heller ikke deling af nettilslutning eller ladestation i Svendborg.</p>

	<p>Som der er redegjort for i Tabel 3.2.1 er der til gengæld mulighed for at finde lignende synergieffekter med andre konkrete aktører på havnen i Ærøskøbing.</p> <p>Synergi med hurtigoplading af tunge køretøjer som elbusser og ellastbiler samt andre eldrevne skibe kan også blive aktuelt på sigt, som nævnt under fordele. Dog skal sådanne tiltag i princippet allerede med i designfasen nu, hvis tilslutninger i praksis skal kunne deles på et senere tidspunkt.</p>
<p>Ikke mulighed for handel med to elhandelsselskaber og to balanceansvarlige</p>	<p>I kapitel 3.1.1 er muligheden for handel med to forskellige elhandelsselskaber nævnt både som en fordel og som en ulempe. Den geografiske spredning af indkøbet kan også have betydning for nettariffer og forhandlingsposition.</p> <p>Omvendt kan spredningen også være en ulempe, men under alle omstændigheder har man her i scenarie (ii) slet ikke muligheden for at vælge to forskellige elhandelsselskaber.</p> <p>For designvalg, hvor færgernes batterier eller batteribanker på havnene udnyttes til balancering af elnettet og til salg af systemydelse, vil den geografiske spredning i nogle tilfælde kunne betyde færre vundne aktioner.</p> <p>Til gengæld bør der i scenarie (ii) være øgede muligheder for at pulje eventuel fleksibilitet og systemydelse med andre ærøske virksomheder og aktører, gennem for eksempel borgerenergifællesskaber.</p>

Tabel 3.2.2 Operationelle ulemper ved scenarie (ii)

3.2.2 Konsekvenser ved designvalg punkt 1 til 5 for scenarie (ii)

Konsekvenser ved designvalg punkt 1 til 5	Bemærkninger (alle priser er opgivet eksklusive moms)
<p>Designvalg 1 Overfartstid 70 minutter versus 75 minutter</p>	<p>Batteribehovet i elfærgerne vokser i scenarie (ii) uanset overfartstid. Det skyldes, at der bliver dobbelt så længe mellem opladningerne, når der kun kan lades i den ene havn. Dermed bliver afladningsdybden større, hvis ikke batterikapaciteten samtidig fordobles.</p> <p>Sammenhængen mellem batteriets levetid og afladningsdybden per ladecyklus er ikke lineær, men eksponentiel, jævnfør Figur 2.2.4 i kapitel 2.2 om Batteriteknologi. Der bliver altså også kun halvt så mange ladecykler i scenarie (ii). Derfor er en fordobling af batteriets energikapacitet ikke fuldt nødvendig, men der skal findes et passende kompromis, formodentlig 50-55% større batterikapacitet i færgerne.</p> <p>Hvis ikke elfærgernes batterikapacitet øges, vil den relative ladehastighed (C-raten) fordobles i forhold til scenarie (i). For at have et økonomisk sammenligningsgrundlag, er levetiden derfor forsøgt fastholdt for færgebatterierne i scenarie (i) og (ii) til omtrent 10 år. For LTO/NMC-batteritypen dog tættere på 15 år. Her er temperaturudvikling, og ikke afladningsdybde, oftest den begrænsende faktor for dimensioneringen.</p> <p>Levetiden fastholdes i scenarierne ved at justere dimensioneringen af færgebatteriernes energikapacitet. Dermed påvirkes både ladedybde og ladehastighed. Der holdes i undersøgelsen fast i sejlplaner og afgangsfrekvens fra scenarie (i). Dermed kan konsekvenserne for dimensionering af batteri og ladestation med kun én ladestation i Ærøskøbing vurderes.</p>

	<p>G/NMC-batteriets energikapacitet på hver elfærge, ved samme levetid som i scenarie (i), vurderes til at skulle være cirka:</p> <p style="text-align: center;">6700 kWh kapacitet ved 75 minutters overfart</p> <p style="text-align: center;">7200 kWh kapacitet ved 70 minutters overfart</p> <p>Batterivægten afhænger af leverandørens system, men øges omkring 25 ton i forhold til scenarie (i) til hhv. 73 ton og 78 ton.</p> <p>Som nævnt i kapitel 3.2.1 om operationelle fordele, bør havnetiden, hvis der vælges 70 minutters overfartstid, samles i Ærøskøbing i scenarie (ii). Dermed er der 15 minutters havneophold i Svendborg og 25 minutters havneophold i Ærøskøbing.</p> <p>Dette frigør 5 minutter ekstra til opladning i Ærøskøbing i forhold til en ligeligt fordelt havnetid, og i alt 10 minutter ekstra i forhold til løsningen med 75 minutters overfart. Med kun 15 minutters havnetid for 75 minutters løsning, kan ladetiden komme helt ned på 12 minutter per rundrejse.</p> <p>Der skal afsættes tid til fortøjning, af- og tilkobling af ladestik samt øgning og neddrogning af ladehastigheden ved hver ladepause. Med en reduktion i ladetiden til 12 minutter tages der højde for spildtid, og det kan så til gengæld antages at ladeeffekten er lineær i 12-minutters-perioden.</p> <p>Som det ses af vurderingerne for batteristørrelse og ladeeffekt i scenarie (ii), betyder de ekstra minutters ladetid ved en løsning med 70 minutters overfartstid en hel del for scenarier med kun én ladestation.</p> <p>Den nødvendige ladeeffekt bliver meget høj ved 75 minutters overfart i scenariet, hvor al energi antages ladet på 12 minutter i Ærøskøbing:</p> <p style="text-align: center;">15,0 MW ved 75 minutters overfart</p> <p style="text-align: center;">9,3 MW ved 70 minutters overfart</p> <p>For scenarie (ii), skal der i Ærøskøbing også lades tilstrækkelig energi til at dække, den såkaldte "hoteldrift", mens elfærgerne ligger stille i Svendborg havn uden landstrøm.</p> <p>Med korrektioner for øget batterivægt, og for virkningsgrader ved ændret ladehastighed samt vind og sø, kræves en opladning i scenarie (ii) per dobbelttur (inklusive havneophold) på cirka:</p> <p style="text-align: center;">2700 kWh ved 75 minutters overfart</p> <p style="text-align: center;">3100 kWh ved 70 minutters overfart</p> <p>Forskellen mellem 75 og 70 minutters overfart er forbrugsmæssigt kun 400 kWh i scenarie (ii). Dette merforbrug kan ved 9,3 MW ladeeffekt oplades på 2,6 minut. Med nævnte ladeeffekt, er kritisk hastighed altså endnu ikke nået for ruten i dette scenarie.</p> <p>Ladeeffekten i forhold til batteriernes nominelle energikapacitet er hhv.:</p> <p style="text-align: center;">2,2 C ved 75 minutters overfart</p> <p style="text-align: center;">1,3 C ved 70 minutters overfart</p> <p>C-raten stiger 0,5 C for 75 minutters overfart, mens den er næsten uforandret ved 70 minutters overfart i forhold til scenarie (i). Den høje ladehastighed på 2,2 C for G/NMC-batteritypen skal kun holdes i 12 minutter hver tredje time,</p>
--	--

	<p>men den er absolut i den høje ende for nogle producenter. Der er i beregningerne vurderet en 2% dårligere virkningsgrad ved de 2,2 C.</p> <p>Afladningsdybden har dog også betydning for både virkningsgrad og levetiden. I vurderingen af batteristørrelse, er der, for 70 minutters overfart, valgt en marginalt højere afladningsdybde for at spare batterivægt og batteripris.</p> <p>For begge overfartshastigheder gælder, at både C-raten og afladningsdybden ligger højere end for elfærgen Ellen. Der er dog sket en stor udvikling i batteriydelse siden batterierne til Ellen blev indkøbt i 2017-18.</p> <p>Ligesom for scenarie (i), gælder at leverandører har forskellige anbefalinger til maksimal C-rate og afladningsdybde for denne batteritype, hvorfor den endelige størrelse i realiteten først kan bestemmes, når elfærgerne sendes i udbud.</p> <p>Den omtrentlige anlægsinvestering til begge færgebatterier og opladning som A-høj-kunde ved overfartstid på 75 minutter:</p> <p style="padding-left: 40px;">84 millioner kr. ladestation inkl. ladestik i begge færgelejer</p> <p style="padding-left: 40px;">47 millioner kr. til batterier (G/NMC-typen)</p> <p>Den omtrentlige anlægsinvestering til begge færgebatterier og opladning som A-høj-kunde ved overfartstid på 70 minutter:</p> <p style="padding-left: 40px;">55 millioner kr. ladestationer inkl. ladestik i begge færgelejer</p> <p style="padding-left: 40px;">50 millioner kr. til batterier (G/NMC-typen)</p> <p>Målt i forhold til scenarie (i) er de samlede anlægsinvesteringer, inklusive batterier, 9 millioner kr. <u>dyrere</u> i scenarie (ii), når der ses på en overfartstid på 75 minutter.</p> <p>Det omvendte gør sig dog gældende for en overfartstid på 70 minutter. Her er scenarie (ii) 12 millioner kr. <u>billigere</u> end scenarie (i).</p> <p>Ses kun på tilslutningsomkostningerne til elnettet og anlægsomkostningerne til ladestationer, er de ved begge overfartstider væsentligt lavere i scenarie (ii). Her opstår der stordriftsfordele ved kun at lave et stort ladeanlæg og grave en stikledning til nærmeste hovedtransformer i Stokkeby.</p> <p>Til gengæld er batteriomkostninger til elfærgernes batterier 16-17 millioner kr. dyrere i beregningerne i forhold til scenarie (i). Det skyldes behovet for større energikapacitet i batterierne, hvis det ikke skal gå ud over batteriernes levetid eller ydelse, når de i scenarie (ii) aflades dybt, og oplades hurtigt.</p> <p>Det anbefales i scenariet (ii), hvor der kun er ladestation i Ærøskøbing, at begge færgelejer udbygges fuldt ud for opladning ved spidseffekt for at sikre redundans. Dette er medregnet i overslagene for anlægsomkostninger.</p> <p>Samlet set vurderes det, at scenarie (ii) i endnu højere grad end scenarie (i) peger mod operationelle og transportmæssige fordele ved at reducere overfartstiden til 70 minutter. Det giver, som i scenarie (i), bedre service (kortere rejsetid) og større driftssikkerhed (forlængede ladepauser = bedre mulighed for at indhente forsinkelser).</p> <p>Økonomisk set vil anlægsinvesteringerne falde med hele 25 millioner kr. ved 70 minutters overfart i forhold til 75 minutter i dette scenarie (ii). Det skyldes</p>
--	--

	<p>den meget mindre ladeeffekt, der er behov for, når ladetiden øges, og dermed også mindre omkostninger til nettilslutning, ladestation og ladestik.</p> <p>De samlede årlige omkostninger til køb og transport af el inklusive afgifter som A-høj-kunde i scenarie (ii):</p> <p style="text-align: center;">8,0 millioner kr. ved 75 minutters overfart 8,8 millioner kr. ved 70 minutters overfart</p> <p>De årlige omkostninger til energi er lidt højere end i scenarie (i). Dette skyldes den højere batterivægt og en dårligere virkningsgrad ved højere ladehastigheder.</p> <p>For scenarie (ii) er der alt i alt store besparelse at opnå ved 70 minutters overfart, i scenarieberegningen, i forhold til 75 minutters overfart, til trods for et 15% højere energiforbrug. Dertil kommer de transportmæssige og operative fordele ved tidsbesparelsen, der nævnes i kapitel 3.1.1.</p>
<p>Designvalg 2</p> <p>Grafit/NMC-batterier versus LTO/NMC-batterier</p>	<p>Som beskrevet i kapitel 2.2 er LTO/NMC-batteritypen velegnet til scenarier med stor afladningsdybde og højere relativ ladehastighed (C-rate). For scenarie (ii), med 75 minutters overfart, og meget kort ladetid per rundrejse, er LTO/NMC-batteritypen tæt på at være en nødvendig teknologi for at holde batterivægten nede og sikre operationel levetid ved de høje C-rater.</p> <p>Ved en halvering af fægebatterienes energikapacitet, fordobles den relative ladehastighed. For scenarie (ii) ville afladningsdybden blive meget høj, hvis batteriernes energikapacitet halveres for LTO/NMC batteriet i forhold til de fundne størrelser på G/NMC-batterier under Designvalg 1. Med assistance fra en producent anbefales det derfor at dimensionere LTO/NMC-batteriet lidt større i dette tilfælde:</p> <p style="text-align: center;">4200 kWh kapacitet ved 75 minutters overfart 4500 kWh kapacitet ved 70 minutters overfart</p> <p>Dette resulterer i følgende relative ladehastigheder:</p> <p style="text-align: center;">3,6 C ved 75 minutters overfart 2,1 C ved 70 minutters overfart</p> <p>Vægtmæssigt bliver besparelsen ved brug af LTO/NMC-batterier lidt mindre i scenarie (ii). Omkring 10% vægtbesparelse i forhold til G/NMC versus de 30% nævnt i scenarie (i). Bruges data fra andre producenter, ligger vægten dog lidt højere, og som nævnt varierer energitætheden på systemniveau fra forskellige producenter inden for den samme batterikemi/type.</p> <p>Baseret på diskussionen i kapitel 2.2, vurderes de fundne C-rater at reducere virkningsgraden med omkring 2-5%. Dette modvirkes af lidt lavere batterivægt og af en relativt lavere intern modstand i LTO/NMC-batteritypen.</p> <p>Virkningsgrader på systemniveau bør undersøges eller bekræftes af leverandører ved udbud, da en reduktion koster på driften over hele batteriets levetid.</p> <p>Det er, som i scenarie (i) en forudsætning, for at LTO/NMC-batteritypen kan aflades dybt, at reservekapacitet til brandslukning ikke skal komme fra</p>

	<p>elfærgernes batteri. I stedet skal reserver tilvejebringes ved, at der i designvalget installeres nødgeneratore ombord.</p> <p>Nødgeneratore er til gengæld ikke strengt nødvendige for G/NMC-batteritypen, der typisk ikke bør aflades så dybt mellem opladningerne af hensyn til levetiden. Dette valg bør indgå i de samlede overvejelser af design, pris og sikkerhed, herunder også muligheden for at sejle til værfter. Vægten til dette er ikke medtaget i beregningerne.</p> <p>Der bør i udbudsprocessen ses på alle batteritypernes ydelsesparametre, hvorfor LTO/NMC-batterier stadig kan være konkurrencedygtige, selvom der skal installeres nødgeneratore. Især i scenarie (ii) ved 75 minutters overfartstid, hvor ladehastigheden umiddelbart burde vægte for LTO/NMC-batteritypen.</p> <p>Det bør, ligesom i kapitel 3.1.2, nævnes, at erfaringerne med LTO/NMC-batterier i maritim sammenhæng stadig er forholdsvis begrænsede. Længst erfaring i Danmark kommer formodentlig fra havnebusserne i København.</p>
<p>Designvalg 3 A-høj-kunde versus B-høj-kunde ved nettilslutning</p>	<p>Alle beregninger under Designvalg punkt 1 i scenarie (ii) bygger på tilslutning som A-høj-kunde. Det giver lavere tilslutningsbidrag i anlægsfasen og lavere nettatariffer i driftsfasen.</p> <p>Som nævnt kapitel 2.3 om energipriser og nettilslutning, er det erfaringen, at det kræver forhandlinger at afklare, hvilken tilslutningsaftale, der kan accepteres. Netforsyningsselskabet har monopol på tilslutningsaftaler. Som nævnt i kapitel 1.2 om afgrænsning, ligger det uden for undersøgelsens tidsramme og beføjelser at indlede forhandling om sådanne aftaler.</p> <p>Der er derfor en risiko for, at der kun kan opnås aftale om B-høj-kunde i det ærøske distributionsområde. Altså er det også yderst relevant, i dette scenarie (ii), at sammenligne de økonomiske forskelle på tilslutningsomkostninger og driftsomkostninger som henholdsvis A-høj- og B-høj-kunde, inden sådanne forhandlinger om tilslutningsaftale indledes.</p> <p>Tilslutningsomkostninger inkl. tilslutningsbidrag, stikledninger, kabelføring til N1-transformerstation i Stokkeby, havnetransformer og ladehuse eller ladecontainere til omforming og DC-forsyning samt ladestik til to færgelejer i Ærøskøbing for scenarie (ii) er estimeret til:</p> <ul style="list-style-type: none"> 84,3 millioner kr. som A-høj kunde for 15,0 MW 87,0 millioner kr. som B-høj kunde for 15,0 MW 55,1 millioner kr. som A-høj-kunde for 9,3 MW 53,6 millioner kr. som B-høj-kunde for 9,3 MW <p>Transporttariffer og afgifter som A-høj- eller B-høj-kunde vil med det forventede elforbrug i scenarie (ii) på årsbasis udgøre:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1,9 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 3,0 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 2,1 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter 3,4 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter

	<p>Der opnås en besparelse på nettariffer som A-høj-kunde på hhv. 1,1 og 1,3 millioner kr. årligt ved hhv. 75 og 70 minutters overfartstid. Det må igen forventes, at der er lidt højere omkostninger til vedligehold som A-høj-kunde på grund af ejerskabet til en ekstra transformerstation.</p> <p>For effektbetaling spares omkring knapt en halv million kr. årligt ved at tilslutte som A-høj-kunde i forhold til B-høj-kunde.</p> <p>I begge tilfælde vil scenarie (ii) være mest attraktivt for Ærøfærgerne med en tilslutningsaftale som A-høj-kunde, når det gælder anlægsomkostninger. Dette gælder dog, ligesom for scenarie (i), kun, såfremt der ikke indgås "afkoblingsaftale", se Designvalg 4.</p> <p>Ses på de totale omkostninger til etablering og energi, målt over 20 år, er A-høj-kunde også mest attraktivt.</p>
<p>Designvalg 4 Tilslutning med begrænset netadgang hos N1</p>	<p>Som nævnt i kapitel 2.3, kan der opnås besparelser på anlægsomkostningen til nettilslutningen, hvis der kan indgås en tilslutningsaftale med begrænset netadgang (afkoblingsaftale) hos N1.</p> <p>Fordelene er de samme som for scenarie (i) beskrevet i kapitel 3.1.1. Dog er der i scenarie (ii) tale om endnu større tilslutningseffekter på Ærøside. Derfor kan der også forventes endnu større fordel i forhold til forsyningssikkerhed for netselskab og øvrige forbrugere ved at der laves en afkoblingsaftale på hele eller dele af tilslutningen i Ærøskøbing.</p> <p>Som det blev diskuteret i kapitel 2.3, kan der i scenarie (ii) ved 75 minutters overfart, og kun 15 minutter til opladning i Ærøskøbing, blive tale om ladefekter helt op mod 15 MW. Dette udfordrer ikke søkablernes spidseffekt, men redundansen vil mangle, hvis et søkabel er ude af drift. Derfor er en afkoblingsaftale meget relevant hér.</p> <p>Hvis der installeres nødgeneratorer ombord eller batterilager i havnen vil en fuld afkoblingsaftale ikke genere driften. Haves ikke nødgeneratorer ombord eller batterilager i havnen, kan der eventuelt etableres en delvis aftale om neddrogning af ladeeffekten for at sikre minimale gener for driften, hvis søkablernes samlede kapacitet ved driftsforstyrrelse skulle være udfordret.</p> <p>Alle aftaler om afkobling skal godkendes af netforsyningsselskabet N1 ud fra beregninger af forsyningssikkerheden i det ærøske distributionsområde. Det er derfor <u>ikke</u> garanteret, at en aftale om afkobling kan indgås.</p> <p>For ladefekten på Ærøskøbing Havn i scenarie (ii) udgør tilslutningsbidraget:</p> <ul style="list-style-type: none"> 11,3 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 30,7 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 7,0 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter 19,0 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter <p>Der er tale om signifikante besparelser i anlægsbudgettet, ved den slags aftaler, som gør Designvalg 3, som B-kunde, mere attraktivt på kort sigt. En opgørelse af de samlede omkostninger viser dog, at de lavere nettariffer taler til fordel for en A-kunde-tilslutning allerede efter 10 år for scenarie (ii).</p>

	<p>For scenarie (ii) gælder også, at netforsyningsgesellschaften skal have godkendt den generelle metode for indgåelse af aftale om tilslutning med begrænset netadgang hos Forsyningstilsynet.</p> <p>Der er hos flere netforsyningsgesellschafter varslet ændringer til metoden for indgåelse af afkoblingsaftaler, da der har været stor efterspørgsel de senere år fra VE-projekter og fjernvarmeværker.</p> <p>Aftalen skal ikke i udbud, da netforsyningsgesellschaften N1 har monopol i det ærøske distributionsområde.</p>
<p>Designvalg 5 Batterianlæg ved ladestationer på havn og salg af systemydelse</p>	<p>I kapitel 2.3 diskuteres mulighederne for at bygge batterilagre ved ladestationen på basis af casestudier i arbejdsplan 3 i EU-projektet Zero Emission Ports North Sea.</p> <p>Det konkluderes, at en fornuftig dimensionering af batterilager ved havnen vil kunne reducere den nødvendige spidseffekt "peak shaving", og dermed tilslutningsbidraget med omkring en tredjedel, se Designvalg 4.</p> <p>Dette er dog kun en reel besparelse, hvis der ikke samtidig indgås afkoblingsaftaler med netforsyningsgesellschaften, som diskuteret samme sted.</p> <p>Dertil kommer dog også muligheden for at bruge havnebatterier til at flytte indkøbstidspunktet for el til billigere tidspunkter "peak shifting". Dette forventes at kunne give følgende omtrentlige besparelse årligt, baseret på forbrugene i scenarie (ii) og udsving i time-for-time-spotprisen for perioden i tiåret 2013-2023:</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,3 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 0,4 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 0,4 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter 0,7 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter <p>Besparselsen fra "peak shifting" er forholdsvis beskeden. Ifølge resultaterne fra Zero Emission Ports North Sea-arbejdsplan 3, kan besparelsen kun kompensere for den forringende virkningsgrad fra op- og afladning af havnebatteriet i perioder med høje prisudsving fra time til time. Tarifmodel 3.0 bidrager dog også, efter indførelse fra januar 2024, til en større besparelse.</p> <p>Til gengæld påviste Zero Emission Ports North Sea-beregningerne en betydelig indtjeningsmulighed, hvis havnebatteriet dimensioneres lidt større end krævet for "peak og time shifting".</p> <p>Overført til denne undersøgelse vil et havnebatteri på 4.000 kWh i Ærøskøbing koste omkring 15 millioner kr. Batteriet kan eventuelt dimensioneres større, hvis der kan findes andre energiaktiviteter i Ærøskøbingområdet, som Ærøfærgerne kan samarbejde med.</p> <p>Kan der <u>ikke</u> laves en afkoblingsaftale med N1, så kan der i stedet, ved etablering af batterilager af denne størrelse på havnen, spares følgende tilslutningsomkostninger:</p> <ul style="list-style-type: none"> 7,6 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter 11,2 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 75 minutter

	<p>6,5 millioner kr. som A-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter</p> <p>6,4 millioner kr. som B-høj-kunde for overfartstid på 70 minutter</p> <p>Som det ses, så betales de 15 millioner kr. til batterilager på Ærøskøbing Havn ikke tilbage af sparede tilslutningsomkostninger fra "peak shaving" med batteriet eller sparede energiomkostninger fra "peak shifting" i scenarie (ii).</p> <p>Batterilageret er dog dimensioneret stort nok til, at der samtidig kan sælges systemydelse i balance- eller frekvensmarkedet, som beskrevet i kapitel 2.3.</p> <p>Der tages i scenarie (ii) forbehold for, at handlen på FCR-markedet kan begrænses af søkablernes kapacitet, når ladestationen kun er placeret i det ærøske distributionsområde. Det kan påvirke antallet af vundne bud i FCR-markedet. Det vil især være VE-producerende anlæg, der kan presse eksportgrænsen ved fremtidige udbygninger.</p> <p>Omvendt kan der måske udvikles metoder i lokale energifællesskaber til at handle fleksibiliteten mellem aktører på Ærø. Dette bør undersøges nærmere.</p> <p>Baseret på værdier for FCR-systemydelser i beregningerne fra casestudiet i Zero Emission Ports North Sea, forventes overskuddet fra salg af elfærge- og havnebatteriets fleksibilitet årligt at bidrage med samme værdier som i scenarie (i):</p> <p style="padding-left: 40px;">3,1 millioner kr. i scenariet med overfartstid på 75 minutter</p> <p style="padding-left: 40px;">3,2 millioner kr. i scenariet med overfartstid på 70 minutter</p> <p>Der kan handles med de større færgebatterier om natten i dette scenarie (ii), hvilket er vurderet til at udligne ulempen ved at de to færger er tilsluttet ladestik i kortere tid i løbet af dagen.</p> <p>Dermed er tilbagebetalingstiden i scenarie (ii) under 5 år for løsningen med havnebatteri. Dette er dog forudsat at bidraget fra de sparede tilslutningsomkostninger medregnes. I modsat fald bliver det nærmere 10 år.</p> <p>Som nævnt under Designvalg 4, vil batterilageret ved ladestationen på havnen kunne øge driftssikkerheden i tilfælde af fejl på elnettet. Batterier implementeret i det ærøske elnet kan være af ekstra værdi, hvis søkablernes kapacitet er opbrugt.</p> <p>I de fleste scenarier er dette ikke en sandsynlig flaskehals, men for scenarie (ii), hvor overfartstiden er 75 minutter og havnetiden i Ærøskøbing kun 15 minutter kan der være en udfordring for redundansen på fra de to søkabler, hvis ladeeffekten nærmer sig 15 MW. Her vil havnebatterier kunne nedsætte spidseffekten alt efter deres størrelse og belastningsgrad.</p> <p>Selvom havnebatterier kan føre til øge driftssikkerhed, kan de omvendt også føre til driftsforstyrrelser i denne løsningsmodel, hvis der er fejl på batterikomponenter eller invertere. Der haves dog stadig omtrent 2/3 af den nødvendige effekt fra nettilslutningen i dette scenarier Designvalg 5.</p> <p>Som det nævnes i kapitel 2.3 og kapitel 3.1.2, skal det bemærkes, at markedet for systemydelser kan ændre sig i fremtiden. Ovennævnte estimerede overskud er baseret på nyere historiske data fra en periode med relativt stabile priser på FCR-markedet samt forventninger om antal vundne bud for en ærøsk lokation. Der er derfor alene tale om en vurdering af størrelsesorden for den potentielle værdiskabelse i opgørelsen.</p>
--	---

Undersøgelse af ladeløsninger for nye elfærger

	Aflagte batterier fra Ærø Kommunes elfærger kan eventuelt nedbringe anlægsomkostningerne til batterilageret på havnen. Som nævnt under scenarie (i) vil der frem til 2030 komme cirka 3.000 kWh brugte batterimoduler fra elfærgerne Ellen.
--	---

Tabel 3.2.3 Konsekvenser ved Designvalg 1 til 5 for scenarie (ii).

3.3 Sammenligning af designvalg og konsekvenser for scenarierne

Oversigten opsummerer konsekvenserne af de to scenarier og de fem designvalg, herunder de mest relevante kombinationer af disse designvalg. Anlægsomkostninger er inklusive etablering af ladeanlæg, nettilslutning og batterier, både i elfærger og på havn(e). De løbende omkostninger til energi er inklusive indkøb af el på spotmarked, nettariffer- og abonnementer samt effektbetaling. De sidste to kolonner i Tabel 3.3.1 viser totale omkostninger, for ovennævnte, efter 20 års drift. I perioden er indregnet ét batteriskift.

Titel	Økonomiske konsekvenser	Batterier og ladeinfrastruktur, anlægsomkostning		Energikomkostninger årligt inkl. effektbetaling og abonnement		Totalomkostninger ladeanlæg, batterier og energi efter 20 år	
		75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid
Scenarie (i)	Etablering af lige store ladestationer i både Ærøskøbing og Svendborg	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.
Designvalg 1	Basisvalg A-høj-kunde og batterikemi Grafit/NMC	122	118	7,6	8,6	295	314
Designvalg 2	Konsekvenser ved valg af batterikemi LTO/NMC	125	121	7,4	8,4	293	311
Designvalg 3	Konsekvenser ved valg af B-høj-kunde for nettilslutning	119	111	9,1	10,2	322	339
Designvalg 4a	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som A-høj-kunde	111	109	7,6	8,6	284	305
Designvalg 4b	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som B-høj-kunde	86	84	9,1	10,2	289	312
Designvalg 5a	Konsekvenser ved batterianlæg på havne inkl. salg af systemydelse A-høj-kunde	133	129	4,3	5,2	251	267
Designvalg 5b	Konsekvenser ved batterianlæg på havne inkl. salg af systemydelse A-høj-kunde med fuld afkoblingsaftale	126	124	4,6	5,5	250	268
Designvalg 5c	Konsekvenser ved batterianlæg på havne inkl. salg af systemydelse B-høj-kunde med fuld afkoblingsaftale	101	99	5,9	6,7	251	267
Titel	Økonomiske konsekvenser	Batterier og ladeinfrastruktur, anlægsomkostning		Energikomkostninger årligt inkl. effektbetaling og abonnement		Totalomkostninger ladeanlæg, batterier og energi efter 20 år	
Scenarie (ii)	Etablering af en stor ladestation i Ærøskøbing	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid
		Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.
Designvalg 1	Basisvalg A-høj-kunde og batterikemi Grafit/NMC	131	106	8,0	8,8	324	317
Designvalg 2	Konsekvenser ved valg af batterikemi LTO/NMC	134	108	7,8	8,5	321	311
Designvalg 3	Konsekvenser ved valg af B-høj-kunde for nettilslutning	134	104	9,5	10,3	357	345
Designvalg 4a	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som A-høj-kunde	120	99	8,0	8,8	313	310
Designvalg 4b	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som B-høj-kunde	103	85	9,5	10,3	326	326
Designvalg 5a	Konsekvenser ved batterianlæg på havn inkl. salg af systemydelse A-høj-kunde	139	114	4,7	5,4	276	268
Designvalg 5b	Konsekvenser ved batterianlæg på havn inkl. salg af systemydelse A-høj-kunde med fuld afkoblingsaftale	131	110	5,0	5,7	274	270
Designvalg 5c	Konsekvenser ved batterianlæg på havn inkl. salg af systemydelse B-høj-kunde med fuld afkoblingsaftale	117	100	6,3	6,8	286	282

Tabel 3.3.1 Opsummering og oversigt over de økonomiske konsekvenser ved scenarie (i) og (ii).

Opsummeringen giver mulighed for at vurdere de samlede konsekvenser for både etablering og drift af ladeinfrastruktur og batterier. Der er ikke lavet undersøgelser for øvrige havne- og færgeomkostninger.

Herunder findes en oversigt over de operationelle konsekvenser for de to scenariers ladeinfrastruktur og batteriløsninger. Oversigten opsummerer også eventuelle påvirkninger fra de fem designvalg:

Titel	Operationelle konsekvenser	Batteriers kapacitet på elfærger og ladestationer	Tilsluttet ladeeffekt fra elnettet	Hastighed på opladning	Afladningsdybde mellem ladezyklus	Årligt energiforbrug
Scenarie (i)	Etablering af lige store ladestationer i både Ærskøbing og Svendborg	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid
Designvalg 1	Basisvalg A-høj-kunde og batterikemi Grafit/NMC	MWh	MWh	MW	MW	C-rate
Designvalg 2	Konsekvenser ved valg af batterikemi LTO/NMC	8,6	9,6	14,4	11,8	1,7
Designvalg 3	Konsekvenser ved valg af B-høj-kunde for nettilslutning	4,2	4,6	Uændret	Uændret	2,6
Designvalg 4	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret
Designvalg 5	Konsekvenser ved batterianlæg på havne inkl. salg af systemtydelser	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret
Designvalg 1	Basisvalg A-høj-kunde og batterikemi Grafit/NMC	12,6	13,6	9,6	7,8	Uændret
Designvalg 2	Konsekvenser ved valg af batterikemi LTO/NMC	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret
Designvalg 3	Konsekvenser ved valg af B-høj-kunde for nettilslutning	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret
Designvalg 4	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret
Designvalg 5	Konsekvenser ved batterianlæg på havne inkl. salg af systemtydelser	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret
Titel	Operationelle konsekvenser	Batteriers kapacitet på elfærger og ladestationer	Tilsluttet ladeeffekt fra elnettet	Hastighed på opladning	Afladningsdybde mellem ladezyklus	Årligt energiforbrug
Scenarie (ii)	Etablering af en stor ladestation i Ærskøbing	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid
Designvalg 1	Basisvalg A-høj-kunde og batterikemi Grafit/NMC	MWh	MWh	MW	MW	C-rate
Designvalg 2	Konsekvenser ved valg af batterikemi LTO/NMC	13,4	14,4	15,0	9,3	2,2
Designvalg 3	Konsekvenser ved valg af B-høj-kunde for nettilslutning	8,4	9,0	Uændret	Uændret	3,6
Designvalg 4	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	2,1
Designvalg 5	Konsekvenser ved batterianlæg på havn og salg af systemtydelser	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret	Uændret

Tabel 3.3.2 Opsummering og oversigt over de operationelle konsekvenser ved scenarie (i) og (ii).

Nedenstående Tabel 3.3.3 viser en beregning af, hvad ladeeffekten koster at etablere til elfærgerne, målt per MW ved ladestikket. Dette forhold giver et indtryk af stordriftsfordele ved, i scenarie (ii), kun at etablere én ladestation med næsten dobbelt ladeeffekt. Der er dog ikke indregnet omkostningerne til de større batterier i elfærgerne i forhold til scenarie (i) i denne tabel. De fremgår i stedet af Tabel 3.3.1.

Bemærk, at ladeeffekten er større end den nettilsluttede effekt for Designvalg 5, hvor der anvendes havnebatterier. For dette designvalg er anlægsomkostningerne for havnebatterier derfor også taget med i beregningen af etableringsomkostninger målt per MW ved ladestikket.

Titel	Økonomiske konsekvenser	Ladeinfrastruktur, omkostning per MW ladeeffekt ved stik		Energiomkostninger årligt inkl. effektbetaling og abonnement	
		75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid
Scenarie (i)	Etablering af lige store ladestationer i både Ærøskøbing og Svendborg	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.
Designvalg 1	Basisvalg A-høj-kunde og batterikemi Grafit/NMC	6,4	7,1	7,6	8,6
Designvalg 2	Konsekvenser ved valg af batterikemi LTO/NMC	6,4	7,1	7,4	8,4
Designvalg 3	Konsekvenser ved valg af B-høj-kunde for nettilslutning	5,9	6,3	9,1	10,2
Designvalg 4a	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som A-høj-kunde	5,6	6,3	7,6	8,6
Designvalg 4b	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som B-høj-kunde	3,9	4,3	9,1	10,2
Designvalg 5a	Konsekvenser ved batterianlæg på havn(e) inkl. salg af systemydelse	7,2	8,1	4,3	5,2
Designvalg 5b	Konsekvenser ved batterianlæg på havn(e) inkl. salg af systemydelse B-høj-kunde med fuld afkoblingsaftale	5,0	5,5	5,9	6,7
Titel	Økonomiske konsekvenser	Ladeinfrastruktur, omkostning per MW ladeeffekt ved stik		Energiomkostninger årligt inkl. effektbetaling og abonnement	
Scenarie (ii)	Etablering af en stor ladestation i Ærøskøbing	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid	75 min. overfartstid	70 min. overfartstid
		Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.	Millioner kr.
Designvalg 1	Basisvalg A-høj-kunde og batterikemi Grafit/NMC	5,6	5,9	8,0	8,8
Designvalg 2	Konsekvenser ved valg af batterikemi LTO/NMC	5,6	5,9	7,8	8,5
Designvalg 3	Konsekvenser ved valg af B-høj-kunde for nettilslutning	5,8	5,8	9,5	10,3
Designvalg 4a	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som A-høj-kunde	4,9	5,2	8,0	8,8
Designvalg 4b	Konsekvenser ved fuld afkoblingsaftale som B-høj-kunde	3,8	3,7	9,5	10,3
Designvalg 5a	Konsekvenser ved batterianlæg på havn(e) inkl. salg af systemydelse	6,1	6,9	4,7	5,4
Designvalg 5b	Konsekvenser ved batterianlæg på havn(e) inkl. salg af systemydelse B-høj-kunde med fuld afkoblingsaftale	4,7	5,3	6,3	6,8

Tabel 3.3.3 Opsummering af anlægsomkostninger per MW ladeeffekt versus årlige energiomkostninger ved scenarie (i) og (ii)

4 Konklusion

4.1 Konklusioner og vurderinger

I undersøgelsen er der opstillet scenarier for energiforbrug og ladebehov for to nye elfærger. De er baseret på data fra de indledende undersøgelser for en færgestørrelse på 69,5 meters længde og 17 meters bredde. Der er i alle beregninger taget udgangspunkt i et dobbeltender-skrogdesign af aluminium og estimerede energiforbrug for henholdsvis 75 og 70 minutters overfartstid mellem Ærøskøbing og Svendborg fra de indledende designundersøgelser.

Det nuværende antal daglige afgang på ruten er fastholdt. For Designvalg 1 med en overfartstid på 70 minutter, er den sparede sejltiltid vekslet til 10 minutters længere havneophold per rundrejse for at give mere tid til opladning. Der er i undersøgelsen gennemregnet scenarier for ladestation i begge havne samt ladestation alene i Ærøskøbing, hvor hele energiforbruget så skal nå at oplades til en rundrejse.

Som det ses af Tabel 3.3.2, nedbringer den ekstra ladetid, ved en overfartstid på 70 minutter, ganske markant behovet for ladeeffekt og dermed nettilslutning. For scenarie (i) spares 18% af de to ladestationernes samlede størrelse ved at sejle på 70 minutter i stedet for de nuværende 75 minutter. For scenarie (ii) spares hele 38% af ladestationens størrelse ved 70 versus 75 minutters overfartstid. I scenarie (ii), er det forudsat, at den sparede sejltiltid samles i Ærøskøbing, så havneopholdet med opladning bliver på 25 minutter. Havneopholdet i Svendborg fastholdes som i dag på 15 minutter til losning og lastning.

Det vurderes i undersøgelsen muligt at gennemføre sejladsen på ruten, både med ladestation i begge havne og med ladestation kun i Ærøskøbing. De operationelle og økonomiske konsekvenser er opsummeret i tabellerne i kapitel 3.3. Det vurderes også, at der er tilstrækkelig ledig kapacitet i elnettet på Ærø til scenarie (ii), hvor der kun lades i Ærøskøbing. Fastholdes 75 minutters overfartstid i scenarie (ii), kan det dog udfordre redundansen (backup-muligheder), hvis et af Ærø's to søkabler er ude af drift. Dialog om nettilslutningsaftale bør derfor indledes med netforsyningselskab tidligt i designfasen.

Herunder fremgår en kort opsummering af de operationelle fordele og ulemper ved henholdsvis ladestation i begge havne, og ladestation alene i Ærøskøbing:

Operationelle fordele ved ladestation i begge havne, scenarie (i)
Udnyttelse af al havnetid til opladning af færger
Øget driftssikkerhed (redundans ved nedbrud)
Mulighed for forhandling om tilslutningsaftale to steder
Mulighed for handel med to elhandelsselskaber og balanceansvarlige
Synergi ved fælles faciliteter i Svendborg
Operationelle ulemper ved ladestation i begge havne, scenarie (i)
Udgifter til to ladestationer
Pladsbehov og visuelt udtryk for ladestation på Havnepladsen i Svendborg.
Begrænset havnetid i Svendborg, hvis færge ikke overnatter
Ulemper ved handel med to elhandelsselskaber og to balanceansvarlige

Tabel 4.1.1 Opsummering af fordele og ulemper ved ladestation i både Ærøskøbing og Svendborg, scenarie (i).

Operationelle fordele ved opladning kun i Ærøskøbing, scenarie (ii)
Stordriftsfordele ved at samle ladeffekt, og evt. også batterilager, i ét stort anlæg
Bedre udnyttelsesgrad af ladestation, når elfærger overnatter på Ærø
Mulighed for at bruge Ærø's egen VE-produktion og udnytte fleksibilitet og synergier lokalt
Uafhængighed af krav og pladsbegrænsninger på Svendborg Havn
Operationelle ulemper ved opladning kun i Ærøskøbing, scenarie (ii)
Kortere tid til opladning
Større batteri i elfærgerne og/eller større afladningsdybde
Højere belastning af Ærø's elnet og lavere redundans i tilfælde af fejl på ladestation eller elnet
Mistet synergieffekt med ladestation til Skarø/Drejø-elfærge
Ikke mulighed for handel med to elhandelselskaber og to balanceansvarlige

Tabel 4.1.2 Opsummering af fordele og ulemper, hvis der kun etableres en stor ladestation i Ærøskøbing, scenarie (ii).

For alle scenarier, er anlægsomkostninger lavest for **Designvalg 1** med 70 minutters overfartstid, da ladetiden, som nævnt, tillader mindre ladestationer. Dette til trods for at turforbruget vokser med cirka 15%, når der skal sejles 5 minutter hurtigere.

For løsninger med ladestation i begge havne vil 70 minutters overfart på sigt være lidt dyrere end 75 minutters overfart, til trods for at omkostningerne til etablering af ladeinfrastruktur er lavere. Det skyldes den højere hastighed, når der skal spares 5 minutter i overfartstid. Værdien af sparet rejsetid er dog ikke indregnet i undersøgelsen.

For løsninger, hvor der kun lades i Ærøskøbing, vil 70 minutters overfart være lidt billigere på kort sigt og omtrentligt samme omkostning som 75 minutters overfart på længere sigt, ifølge beregningerne i undersøgelsen. Batterierne i elfærgerne, ved 70 minutters overfart skal være cirka 10% større i scenarie (i), og 7% større i scenarie (ii), grundet den højere fart ved dette designvalg.

Når der i scenarie (ii) kun kan oplades i Ærøskøbing, vokser størrelsen på elfærgernes batterier med cirka 55% for en overfartstid på 75 minutter, målt i forhold til samme overfartstid med ladestation i begge havne, jævnfør scenarie (i). Batteristørrelsen i elfærgerne vokser 50% for en overfartstid på 70 minutter, når der kun lades i Ærøskøbing, målt i forhold til scenarie (i) gennemført med 70 minutters overfartstid.

Alligevel fås altså betydeligt lavere anlægsomkostninger totalt set ved at nedsætte overfartstiden med 5 minutter per enkelttur. Dette skal så afvejes op imod højere driftsomkostninger og miljøaftryk fra et højere energiforbrug og større batterier. Modsat skal der dog også vægtes for de operationelle fordele ved en sparet rejsetid på 5 minutter, og en mere robust sejlplan i forhold til muligheden for at indhente forsinkelser samt værdien af sparet rejsetid.

Forskellige kombinationer af designvalg viser store udsving i anlægsomkostningerne til ladestation målt per etableret MW ladeffekt ved stikket. Omkostninger svinger ifølge Tabel 3.3.3 fra 3,7 til 8,1 millioner kr. for at etablere 1 MW ladeffekt. Dette skyldes store forskelle i måden, der kan tilsluttes til elnettet på, herunder mulighed for afkoblingsaftaler og/eller havnebatterier i løsningen. De billigste ladeanlæg, per MW ladeffekt, er dog ikke nødvendigvis den optimale løsning, da de ikke nødvendigvis giver de laveste løbende omkostning til energi i driftsfasen.

De samlede omkostninger til etablering af ladestationer varierer i undersøgelsen fra 35 til 100 millioner kr. inklusive stikledninger og eventuelle havnebatterier til 15 millioner kr., mens der i de to nye elfærger forventes anlægsomkostninger til batterier for i alt 30 til 55 millioner kr. Prisen afhænger af den valgte batteritype og behov for batterikapacitet i den valgte overfartsprofil samt om der skal ekstra batterier ombord i forhold til, hvis der kun vælges én ladestation.

For at vurdere rentabiliteten på længere sigt, er de årlige omkostninger til energi, effektbetaling og netabonnement bestemt for hver tilslutningsmulighed og ladeløsning. Omkostninger til energi svinger fra 4,3 til 10,3 millioner kr. årligt, selvom der er brugt samme elspotpris time for time i alle scenarier, baseret på historiske døgnvariationer. Især designvalg, hvor der anvendes havnebatterier kan reducere nettilslutningseffekter. Kombineret med levering af systemydelse til elnettet, har havnebatterierne potentiale for store besparelser på omkostningerne til energi i driften.

I Tabel 3.3.1 er de totale omkostninger over 20 år, til både etablering og energiforbrug og effektbetaling, bestemt for nettilslutning, ladestationer samt elfærge- og havnebatterier. I anlægsomkostningerne er der indregnet et batteriskifte indenfor perioden, baseret på estimeret levetid af den valgte batteritype og størrelse. Effekttbetalingen til netforsyningsselskaberne varierer fra 47.000 til 634.000 kr. årligt, baseret på spidsbelastningen af elnettet i de forskellige scenarier og designvalg. Især kundetyper har stor indflydelse.

Set over 20 år, klarer én versus to ladestationer sig omtrent lige godt omkostningsmæssigt. Det skyldes især, at elfærgernes batterier skal være større, når der kun oplades i Ærøskøbing. Målt over 20 år udligener det stort set stordriftsfordelen ved kun at etablere én stor ladestation. På endnu længere sigt, vil det være mest økonomisk effektivt at oplade i begge havne. Der er dog ikke tale om markante forskelle set i forhold til færgernes levetid. Små ændringer i rammebetingelserne, kan få det ene scenarie til at overhale det andet.

Ovennævnte gælder dog ikke, hvis sejltiden fastholdes på 75 minutter som i dag kombineret med, at der kun oplades i Ærøskøbing på helt ned til 12 minutter. I et sådan designvalg bliver ladestation og spideffekt meget store (ca. 15 MW). Dette er markant dyrere end de billigste løsninger, hvor der sejles på 75 minutter og oplades i begge havne.

I **Designvalg 2** er det undersøgt om en anden batterikemi (LTO/NMC) kan være relevant, blandt andet i forhold til at tåle de højere ladehastigheder i scenarie (ii). Både vægtmæssigt, og for levetid, er de umiddelbare resultater positive for denne alternative batteritype, baseret på producentdata. Prismæssigt er den formodentlig også konkurrencedygtig, jf. erfaringer fra andre nyere batteriprojekter.

Der skal dog ved dette designvalg indtænkes reservekapacitet fra nødgeneratorer. Det skyldes, at batteritypen aflades dybt, så reserver i batteriet kan ikke udnyttes på samme måde som ved batteritypen G/NMC, der typisk ikke aflades under 25-30% State of Charge. Anlægs- og driftsomkostninger for nødgeneratorer er ikke medtaget i beregningen for dette designvalg, da nødgeneratorer i forvejen vælges til af mange færgeoperatører for at opnå en højere redundans og driftssikkerhed.

Designvalg 3 omhandler kundetype ved tilslutning til elnettet. Tariffmæssigt må det anbefales at tilslutte på primærsiden af den distributionstransformer som netforsyningsselskabet udpeger. I scenarie (i) er det dyrere at etablere tilslutningen som A-høj-kunde alt inklusive. Til gengæld spares på distributionstariffen, cirka en million kr. årligt, så forskellen til B-høj-kunde udligenes efter 3-8 år.

For scenarie (ii) bliver etableringsomkostningerne faktisk lidt dyrere for B-høj-kunde, i hvert fald for 75 minutters overfartstid, hvor den tilsluttede effekt og ladestationen i Ærøskøbing skal helt op på 15 MW, men dette vurderes alt i alt at være et u hensigtsmæssigt designvalg i forhold til at sejle med en overfartstid på 70 minutter i scenarie (ii), som nævnt tidligere.

For **Designvalg 4** gælder, at en tilslutningsaftale med begrænset netadgang (afkoblingsaftale), vil eliminere tilslutningsbidraget, der er relativt dyrere for B- end for A-kunder. Kan der indgås tilslutningsaftale med begrænset netadgang vægter det mere mod et Designvalg 3 som B-kunde på den korte bane. Som B-kunde spares udgifter til at koble til i 60 kV feltet og etableringsomkostninger til 60/15 kV transformator samt tilhørende tab på transformere i driftsomkostningerne.

Meromkostningen til etablering som A-høj-kunde, er i dog ifølge beregningerne tilbagebetalt af lavere nettatariffer efter cirka 15 år, i forhold til B-kunde-tilslutningen i scenarie (i). For scenarie (ii) endda allerede efter cirka 10 år.

Afkoblingsaftaler har generelt store konsekvenser for etableringsomkostningerne, og kan dermed påvirke likviditeten for Ærøfærgerne i byggeperioden. Samtidig er det dog ikke et bindende valg, forstået på den måde, at der først kan laves delvis tilslutningsaftale om begrænset netadgang, og at der senere kan betales for fuld tilslutning uden begrænsninger. Til gengæld er valget bindende den anden vej. Ærøfærgerne kan ikke, på et senere tidspunkt, få tilslutningsbidraget tilbage for en eksisterende og betalt tilslutning, hvis man indser, at man kunne have klaret sig med en tilslutningsaftale med begrænset netadgang.

I **Designvalg 5** indgår principielt flere valg, der afdækker de økonomiske konsekvenser ved henholdsvis at etablere havnebatterier ved ladestationerne og sælge fleksibilitet fra både havnebatterier og batterierne i elfærgerne. Beregningerne bygger på en del antagelser og forudsætninger, der gennemgås i undersøgelsens kapitel 2.3. De er forbundet med nogen usikkerhed om især fremtidige priser for systemydelse.

Havnebatterier er ikke billige at etablere ved ladestationerne, men de giver til gengæld de absolut laveste løbende energiomkostninger ifølge beregningerne, der er baseret på opdatering af tidligere Zero Emission Ports North Sea-studier for handel af ledig batterikapacitet i frekvensreguleringsmarkedet i Vestdanmark.

For begge scenarier gælder at etableringsomkostningerne til batterier ikke betales fuldt ud tilbage af besparelser i tilslutningsomkostninger ved "Peak shaving". Til gengæld vil kombinationen af besparelser fra "Peak Shifting" og salg af systemydelse i FCR-markedet give ganske betydelige besparelser i de løbende energiomkostninger. For begge scenarier fås de laveste samlede omkostninger ved dette designvalg.

I undersøgelsen bruges priser for nye batterimoduler til havnebatterierne, men der er en potentiel mulighed for at brugte batterimoduler fra elfærgerne Ellen kan indgå i havnebatterier. Disse er allerede betalt af Ærøfærgerne. Det undersøges parallelt med designfasen, om dette er teknisk muligt og rentabelt.

Samlet set svinger anlægsomkostningerne for scenarierne og kombinationer af relevante designvalg mellem 84 og 139 millioner kr. Dette inkluderer nettilslutning, stikledning, transformere og ladestationer, ladestik, elfærgernes batterier og eventuelle havnebatterier. Tidligere studier har vist, at større havnebatterier vil være med til at afbøde en forværring af energiomkostningerne i perioder med meget volatile elpriser.

Besparelser fra synergi med andre aktører er ikke medregnet i konsekvensberegningerne, men kan for alle scenarier flytte økonomien signifikant. Det vurderes i kapitel 3.1, at besparelser ved fælles etablering af 4 MW ladeeffekt med andre elfærger i Svendborg kan være af størrelsesordenen 10-12 millioner kr. For de løbende energiomkostninger er besparelserne dog små ved deling. Samtidig er der problematiske bindinger ved en deling i forhold til færgernes sejlplaner og ladestationens placering i forhold til færgelejerne.

I Ærøskøbing er der identificeret synergimuligheder med andre aktører ved deling af nettilslutning på mindst 4,5 MW. Det kan give besparelser af samme størrelsesorden som nævnt for Svendborg Havn. I Ærøskøbing er synergien bedre, da aktørernes forbrug er mere fleksibelt. Dertil kommer et potentiale for synergi med hurtigladning af elbusser og ellastbiler, der ikke er regnet på.

Der er naturligt nok ingen kombinationer af scenarier og designvalg, der både giver de laveste anlægsomkostninger og de laveste driftsomkostninger. Blandt de gennemregnede kombinationer viser Designvalg 4b i Tabel 3.3.1 de laveste anlægsomkostninger for både scenarie (i) og (ii).

For de samlede omkostninger til etablering af batteriløsninger og ladeinfrastruktur samt energiomkostninger til driften, viser Designvalg 5a, 5b og 5c de laveste omkostninger i scenarie (i). Endelig viser Designvalg 5a, og 5b, de laveste samlede omkostninger i scenarie (ii), hvor der kun lades på Ærø.

Det kan dog også tænkes at et helt tredje scenarie med en kombination af to ladestationer med forskellig størrelse, baseret på de synergier med andre aktører, der kan opnås hensigtserklæringer fra, ville være en vej til endnu mere økonomisk attraktive løsninger for ladeinfrastruktur til de nye elfærger. Værdien af dette er ikke gennemregnet i denne undersøgelse.

Det er medregnet, at der købes certificeret grøn elektricitet til elfærgerne. Stor batterikapacitet vil øge muligheden for at lade, når elproduktionen i det danske elnet er grønnest, og dermed hjælpe producenterne og klimaet. Omvendt har batteristørrelsen også en betydning for både klima- og miljøaftryk i batteriernes produktionsfasen samt på energiforbruget på elfærgerne, hvis elfærgerne vægt stiger.

Det vurderes ikke, at der er stor forskel på klima- og miljøaftrykket fra G/NMC- og LTO/NMC-batterier. Litiumforbruget til produktion af LTO/NMC-celler er lidt højere. Dertil kommer brugen af titanium, der også er medårsag til den højere pris målt per kWh energikapacitet. Til gengæld er levetiden længere. Begge batterityper forventes at kunne anvendes i en "second life"-applikation. Genanvendelsesgraden og energiforbruget ved recycling forventes også at være sammenligneligt, da katodematerialet er det samme.

Der har både til Ærøfærgerne og andre elfærgeprojekter været henvendelser fra infrastrukturudviklere om muligheden for, at disse selskaber etablerer hele ladeinfrastrukturen, og derefter sælger den nødvendige el til opladning til færgerederierne.

Hvorvidt en sådan outsourcing vil være attraktivt for Ærøfærgerne, kan denne undersøgelse netop være med til at afgøre ved at fungere som en "baseline" for etableringsomkostninger samt de løbende omkostninger til energi. Ved beslutninger om outsourcing, vil der desuden være tale om en strategisk vurdering af, hvordan risici mellem rederi og tredje part fordeles i forbindelse med prissætningen.

Som kommunalt rederi bør strategiske beslutninger ske i et godt samarbejde og med gensidig respekt mellem rederiledelse og den politiske ledelse. Det er håbet at denne undersøgelse kan underbygge dette og kvalificere beslutningsgrundlaget for begge parter.

4.2 Perspektivering af designprocessen og fremtidens operation

Som det fremgår af konklusionerne i kapitel 4.1, er der mange kombinationer af designvalg i de to scenarier i undersøgelsens opdrag med henholdsvis ladestationer i begge havne, og én stor ladestation kun i Ærøskøbing. Konklusionerne tyder dog på, at der også kunne være økonomisk attraktive kombinationer af såvel ladestationer i forskellig størrelse og designvalg for afkoblingsaftaler og tilslutningstyper baseret på synergier, der ikke var medtaget i opdraget eller fundet i de indledende screeninger til denne undersøgelse.

En definerende faktor for alle scenarier, og dimensionering af nettilslutninger og ladestationer, er naturligvis de betingelser, der kan opnås i en tilslutningsaftale med netforsyningselskaberne for hver af de to havne. I denne undersøgelse er der lavet en indledende screening af de operationelle og økonomiske konsekvenser ved forskellige typer tilslutningsaftaler og ladeeffekter, men der har ikke været mandat til at indlede en formel dialog.

Andre undersøgelser af Ærø's fremtidige energibehov viser, at elfærger ikke er det eneste, der planlægges elektrificeret. Varmesektoren og den øvrige tunge transport kommer også til at påvirke lastfordelingen i det ærøske elnet i samspil med etableringen af ny VE-produktion.

Det er derfor også relevant at involvere især N1 tidligt i designfasen og i de nødvendige fremskrivninger af, om der forsat kan forventes tilstrækkelig ledig kapacitet på de to søkabler til Ærø ved vindstille og overskyet eller mørke (dunkelflaute) - også selvom tidligere studier og undersøgelser har konkluderet at søkablerne ikke er en flaskehals.

En sådan fremskrivning kan baseres på sandsynlige udbygningsscenarier for energilagring samt adgangen til mobile batterier i køretøjer og fartøjer på Ærø på baggrund af *Notat om elektrificering og fremskrivning af Ærø's energiforbrug* fra Ærø Energi- og Miljøkontor i 2023 . Dermed kan fremskrivningen hjælpe Ærøfærgerne med at dimensionere havnebatteriers størrelse, såfremt sådanne etableres i Ærøskøbing.

5 Litteraturliste

- A. Thingvad, C. Z. (2023). *Economic Value of Multi-Market Bidding in Nordic Frequency Markets*. Technical University of Denmark.
- Athila Santos, Zheng Ma, Mads Agergaard, Sebastian Frejo Rasmussen, Bo Nørregaard. (2020). *Analysis of Energy Storage Technologies for Island Microgrids: A Case study of the Ærø Island in Denmark*. Mærsk Mc-kinney Møller Institut, SDU.
- Dansk Energi. (2019). *Branchevejledning: Vilkår og betingelser for tilslutning med begrænset netadgang*. Dansk Energi.
- Dansk Energi. (2020). *Nettilslutningsaftale for tilslutning med begrænset netadgang*. Dansk Energi.
- Den danske Regering. (2021). *Regeringens strategi for PtX*. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.
- Det danske Miljøøkonomiske Råd. (2020). *Economy & Environment 2020, Danish Climate Policy towards 2030*. Det danske Miljøøkonomiske Råd.
- Energinet. (2015). *Analyse af potentialet for landvind i Danmark i 2030*. Energinet.
- Energinet. (2022). *Consumption Industry, Public, Privat per Municipality per hour*. Hentet fra Energi Data Service: <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/ConsumptionIndustry>
- Energinet. (31. Maj 2023). *FCR service*. Hentet fra Systemydelse: <https://energinet.dk/El/Systemydelse/indkob-og-udbud/FCR/>
- Energinet. (2023). *Vurdering af behovet for Systemydelse*. Energinet.
- Energinet. (5. januar 2023). *Årlig statistik for frekvens- og balancereserver 2022*. Energinet.
- Energinet Cases. (2023). *Battery Case for introduktion til FCR-services*. Energinet.
- Energinet PtX Case. (2023). *Energinet PtX Case*. Energinet.
- Energistyrelsen. (2022). *Public Service Obligation phase out*. Energistyrelsen.
- Energistyrelsen. (2022). *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Energistyrelsen.
- Energistyrelsen. (28. Maj 2023). *Energy Islands*. Hentet fra ens.dk: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/energy-islands>
- Fuglsang, M. (2021). *Feasibility Study of Power-to-Methanol in Denmark*. University of Aalborg.
- Hansen, B. B. (2021). *Flexibility Analysis and Demand Response Optimization of Energy System*. SDU.
- Henrik Hagbarth Mikkelsen. (2023). *Notat om elektrificering og fremskrivning af Ærø's energiforbrug*. Ærø Energi- og Miljøkontor.
- IRENA & Methanol Institute. (2020). *Innovation Outlook: Renewable Methanol, Table 20*. IRENA.
- Jansson, S. (2019). *Evaluation of KPIs and Battery Usage of Li-ion BESS for FCR Application*. University of Uppsala.
- Leclanché. (30. Maj 2023). *Leclanché Leblock*. Hentet fra Leclanché.com: <https://www.leclanche.com/leblock/>

- Marcus Helt, Simon Laursen, Thomas Albrechtsen, Mikkel Gregersen, Andreas-Emil Sørensen. (2021). *Micro Grids simulation of system on Ærø*. Faculty of Engineering, SDU.
- N1. (April 2024). *N1 Priser og vilkår*. Hentet fra N1.dk: <https://n1.dk/priser-og-vilkaar>
- NESTE. (15. April 2024). *Biodiesel prices (SME & FAME)*. Hentet fra neste.com: <https://www.neste.com/investors/market-data/biodiesel-prices-sme-fame#2b5bdcd9>
- Nielsen, C. B. (2016). *D2.2 – Final report on hull definition and power prediction*. Jens Kristensen Naval Architects ApS.
- Nikolaj A. Dagnæs-Hansen, L. S. (2019). *Overview of Mobile Flywheel Energy Storage Systems State-Of-The-Art*. Technical University of Denmark.
- Nordic Green Solutions. (2024). *Analyse af batterianlæg bag måler og tilbud vedr. batterianlæg for Ærø Energi- og Miljøkontor*. Silkeborg: Nordic Green Solutions.
- Poltisk aftale om grønne afgifter, Regeringsaftale (Regeringen 24.. Juni 2022).
- Regelleistung Data Center. (31.. Maj 2023). *Regelleistung Data Center*. Hentet fra regelleistung.net: <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders>
- Rune Schmidt. (2023). *Resultater fra undersøgelser af fleksibelt forbrug på Ærø*. Ærø Energi- og Miljøkontor.
- S2022-10791 punkt 6: Dimensionering og antal ladestationer, S2022-10791 (Ærø Kommunes styregruppe for nye elfærger 5.. Marts 2024).
- S2022-5468 Afklaring af projektbeskrivelse, S2022-5468 (Ærø Kommunes styregruppe for nye elfærger 14.. December 2022).
- SHGroup. (30.. Maj 2023). *Containerised solutions*. Hentet fra SHGroup.dk: <https://shgroup.dk/containerised-solutions/>
- T. Heinemann, H. H. (2019). *EU Evaluation report of the E-ferry*. Municipality of Ærø.
- Tesla. (15.. April 2024). *Tesla Megapack*. Hentet fra Tesla.com: <https://www.tesla.com/megapack/design>
- Thingvad, A. (2021). *The Role of Electric Vehicles in Global Power Systems*. Technical University of Denmark.
- Troels S. Nielsen, Jens S. P. Thomsen, Athila Q. Santos, Jutte Kaad, SDU. (august 2022). Framework for dimensioning battery energy storage systems with applied multi-tasking strategies in microgrids. *Energy Informatics*, s. 5(Suppl 4):52.
- Ærø Kommune. (2022). *Pulje til grøn omstilling af indenrigsfærger, Projektbeskrivelse*. Ærø Kommune.
- Ærøfærgerne. (31. maj 2023). *aeroe-ferry.dk*. Hentet fra <https://aeroe-ferry.dk/da/sejlplaner/sejlplan-19-juni-2023-3-jan-2024>

6 Liste over figurer

<i>Figur 2.1.1 Designtrekanten beskriver skibsarkitektens evige kompromis mellem færgens fart, færgens vægt og den nødvendige fremdrivningseffekt (motorstørrelse).....</i>	<i>8</i>
<i>Figur 2.1.2 . Designprocessen for en skibsnbygning. Oversat fra bogen Operations Management af Nigel Slack m.fl....</i>	<i>9</i>
<i>Figur 2.1.3 Udsnit af regnearksmodel for detaljeret overfartsprofil til dimensionering af batteristørrelser for scenarierne. Kilde: HHM</i>	<i>10</i>
<i>Figur 2.2.1 Sammenligning af parametre for battericellers ydelse og pris for de tre mest relevante batterikemier til batterifærgedrift. Sammenligningen er foretaget af forfatteren, og bygger på erfaringer og diskussioner fra mange batteriprojekter.</i>	<i>11</i>
<i>Figur 2.2.2 Højere ladehastighed i forhold til batteristørrelsen (dvs. højere C-rate) vil resultere i et højere energiforbrug for alle batterikemier. Her er vist batterimodul med LTO/NMC-celler. Kilde: Toshiba SCiB™ Battery System Components.....</i>	<i>12</i>
<i>Figur 2.2.3 Højere ladehastighed i forhold til batteristørrelsen (dvs. højere C-rate) for G/NMC-battericelle fra Leclanché. Denne type sidder i elfærgen Ellen. Capacity Retention kan omregnes til State of Charge (SOC) i procent. Kilde: Leclanché produktdatablad for 946A01-celle.</i>	<i>12</i>
<i>Figur 2.2.4 Sammenhængen mellem afladningsdybde (Depth of Discharge) og antallet af ladecykler i battericellens operative levetid ved konstant ladehastighed (1C) og temperatur (25 °C). Den røde kurve illustrerer G/NMC-batteritype og den lilla kurve illustrerer LTO/NMC-batteritype. Kilde: Data fra test hos batteriproducent fra 2017-18.</i>	<i>13</i>
<i>Figur 2.2.5 Energitæthed for G/NMC-batterier fra producenten Leclanché. Kilde: HHM baseret på datablade fra Leclanché.</i>	<i>13</i>
<i>Figur 2.3.1 Gennemsnitlige timespotpriser år for år i perioden 2013 til 2020 for rå el for elprisområde DK1 (Vestdanmark) i kr/MWh. Kilde: Nord Pool data behandlet af EMK/HHM.</i>	<i>14</i>
<i>Figur 2.3.2 Gennemsnitlige timespotpriser år for år i perioden 2021 til 2023 for rå el for elprisområde DK1 (Vestdanmark) i kr/MWh. Kilde: Nord Pool data behandlet af EMK/HHM.</i>	<i>15</i>
<i>Figur 2.3.3 Sammenligningen bygger på historiske priser for el, marinediesel og biodiesel. Konsekvenser for marinediesel med indfasning af hhv. kvoter og afgifter for CO2 kan vurderes historisk ud fra den gule og røde graf. E-metanolpriser er baseret på historiske priser for el til elektrolyse og biodiesel til pilotolie. Kilde: EMK/HHM på basis af data fra Nord Pool, N1, Evonet, Ærø Elforsyning, Energinet, Energi Danmark, Energistyrelsen, Forsyningstilsynet, Platt, Neste, Ærøfærgerne, ÆrøXpressen, European Environment Agency ETS dashboard samt studiet "Power-to-Methanol in Denmark" af Mathias Fuglsang, AAU fra juni 2020.....</i>	<i>15</i>
<i>Figur 2.3.4 Datasæt, der illustrerer variationer i netfrekvensen for en anden ø (Bornholm) i forhold til netfrekvensen i elnettet i DK2 (Østdanmark) for en periode i maj 2019. Den balanceansvarlige operatør for elnettet betaler for systemydelse, der kan hjælpe med til at balancere frekvensen omkring 50 Hz. Det kan batterier hjælpe med. Kilde: Andreas Thingvad Ph.d.-afhandling, DTU, juni 2021.</i>	<i>16</i>
<i>Figur 2.3.5 Nettetariffer opgivet i kr/MWh for henholdsvis A-høj og B-høj kundetilslutning hos netforsyningselskabet N1, der dækker Ærøskøbing Havn. Forskel til Flow Elnet, der dækker Svendborg Havn, er relativt marginal. Årlige udgifter til abonnement og effektbetaling ikke medtaget. Splitmoms ikke inkluderet. Kilde: Takstblad fra n1.dk/priser- og vilkaar 2024.</i>	<i>17</i>
<i>Figur 2.3.6 Søskaberne til Ærø med de nuværende oplyste effektbegrænsninger. Kilde: Analysis of Energy Storage Technologies for Island Microgrids: A Case study of the Ærø Island in Denmark, Athila Santos et al., Center for Energy Informatics, SDU 2022. Kortmateriale LER.dk og grafik HHM</i>	<i>18</i>
<i>Figur 2.3.7 Sammenligning af Ærø's elforbrug og elproduktion fra VE-kilder på Ærø for året 2022. Kilde Ærø Energi- og Miljøkontor.</i>	<i>18</i>
<i>Figur 2.3.8 Lastvarighedskurve (Load Duration Curve) for det ærøske elnet baseret på statistisk model og data fra 2019 og 2020. Kilde: Framework for dimensioning battery energy storage systems with applied multi-tasking strategies in microgrids, Troels S. Nielsen et al., Center for Energy Informatics, SDU 2022.</i>	<i>19</i>
<i>Figur 2.3.9 Belastningskurve over elforbruget fra ærøske kunder, inklusive elfærgen Ellen, baseret på sandsynlighedsfordeling fra casestudie. Kilde: Framework for dimensioning battery energy storage systems with applied multi-tasking strategies in microgrids, Troels S. Nielsen et al., Center for Energy Informatics, SDU 2022.....</i>	<i>19</i>

7 Liste over tabeller

<i>Tabel 3.1.1 Operationelle fordele ved scenarie (i).</i>	23
<i>Tabel 3.1.2 Operationelle ulemper ved scenarie (i)</i>	25
<i>Tabel 3.1.3 Konsekvenser ved Designvalg 1 til 5 for scenarie (i).</i>	32
<i>Tabel 3.2.1 Operationelle fordele ved scenarie (ii)</i>	34
<i>Tabel 3.2.2 Operationelle ulemper ved scenarie (ii)</i>	36
<i>Tabel 3.2.3 Konsekvenser ved Designvalg 1 til 5 for scenarie (ii).</i>	44
<i>Tabel 3.3.1 Opsummering og oversigt over de økonomiske konsekvenser ved scenarie (i) og (ii).</i>	45
<i>Tabel 3.3.2 Opsummering og oversigt over de operationelle konsekvenser ved scenarie (i) og (ii).</i>	46
<i>Tabel 3.3.3 Opsummering af anlægsomkostninger per MW ladeeffekt versus årlige energiomkostninger ved scenarie (i) og (ii).</i>	47
<i>Tabel 4.1.1 Opsummering af fordele og ulemper ved ladestation i både Ærøskøbing og Svendborg, scenarie (i).</i>	48
<i>Tabel 4.1.2 Opsummering af fordele og ulemper, hvis der kun etableres en stor ladestation i Ærøskøbing, scenarie (ii).</i>	49

8 Liste over begreber og forkortelser

AC	Alternating Current også kaldet vekselstrøm (eller vekselspænding).
Afkoblings-aftale	Begrebet dækker en tilslutningsaftale med begrænset netadgang . Ved aftalen kan netforsyningselskabet afkoble eller neddrole effekten til kunden.Kunden skal til gengæld ikke betale tilslutningsbidrag ved etablering. Erfaringsmæssigt er afkoblinger sjældne og kortvarige.
A-høj	Kundetype i distributionsnettet, hvor tilslutning sker med stikledning på primærsiden af en 50 eller 60 kV transformerstation. Tab i transformer betales af kunde.
B-høj	Kundetype i distributionsnettet, hvor tilslutning sker med stikledning på primærsiden af en 10 eller 15 kV transformerstation. Tab i transformer betales af kunde.
B-lav	Kundetype i distributionsnettet, hvor tilslutning sker med stikledning på sekundærsiden af en 10 eller 15 kV transformerstation. Tab i transformer betales kun indirekte af kunde via distributionstarifferne.
BoL	Beginning of Life er et udtryk for at batterikapacitet eller andre batteriegenskaber er opgivet ved starten af batteriets levetid inden aldrig påbegyndes.
CO2	Kuldioxid er en klimagas, der bidrager til global opvarmning.
C-rate	Relativ op- eller afladningshastighed for batteri målt ud fra forholdet mellem batteriets størrelse og den øjeblikkelige effekt. Ved en hastighed på 1 C er batteriet op- eller afladet på én time, 2 C svarer til en halv time og 0,5 C til to timer.
DC	Direct Current også kaldet jævnstrøm (eller jævnspænding).
DK1	Elprisområde for Vestdanmark inklusive Ærø og Fyn.
Dobbelt-ender	Udtryk for færge, der skrogmæssigt er optimeret til at sejle lige godt i begge sejlretninger, så svajning i havn undgås. Fordel versus enkelt-ender afhænger af rutelængde og færgens længde og hastighed.
DoD	Depth of Discharge er et udtryk for afladningsdybden i procent af batteriets fulde kapacitet.
Duck Curve	Udtryk for det typiske udsving i elforbrug og -pris i løbet af døgnet. Kurven har form som ryggen på en and, deraf navnet.
E-ferry	Navn for EU Horizon 2020-projekt for Ærø's første elfærgeprojekt.
End of operation	Begrebet angiver, hvornår batteriet, i dets levetid, ikke længere kan levere den nødvendige energikapacitet eller effekt til den applikation det er designet til. Ved end of operation i en elfærge vil SOH ofte tillade at batteriet opereres videre i andre såkaldte second life applikationer, der ikke kræver så meget af batteriet.
Energi-kapacitet	Er et udtryk for den energi, der er oplagret i batteriet elektrokemisk. I praksis vil det afhænge af batteriets belastning og temperatur under afladning om den fulde energikapacitet kan hentes ud, se også roundtrip efficiency.
Energi-tæthed	Er et udtryk for, hvor meget energi der kan lagres i et batteri i forhold til enten vægt eller volumen af batteriet. I denne undersøgelse fokuseres på den vægtmæssige energitæthed i Wh/kg, da det påvirker færgens samlede vægt og dermed forbruget.
EMK	Ærø Energi- og Miljøkontor
EoL	End of Life beskriver forventet levetid til batteriets kapacitet er forringet til 70-80% af den oprindelige kapacitet.
ESS	Energy Storage System er et begreb, der bruges om store batterisystemer.
ETS	Emission Trading System er et europæisk kvotehandelssystem for CO2-kvoter.
FAME	Fatty Acid Methyl Ester er en biofuel, der kan bruges i nogle færgemotorer.

FCR	Frequency Containment Reserve - type af systemydelse, der handles i balancemarkedet i elprisområde DK1.
G/LFP	Type af batterikemi for litium-ion-batterier med grafit-anode og litiumjernfosfat-katode. Udbredt i mobile enheder pga. lav pris og rimelig ydelse.
G/NMC	Type af batterikemi for litium-ion-batterier med grafit-anode og nikkelmangankobolt-katode. Meget udbredt i mobile enheder pga. høj energitæthed.
Hz	Hertz er en enhed for frekvensmåling. Det danske elnet forsøger at holde frekvensen
ICE	Internal Combustion Engine er en motor beregnet til fossile brændstoffer.
kV	Kilo Volt er enhed for elektrisk spænding i tusinder, på dansk kilovolt. Enheden bruges især til at beskrive transmissions og transformerstørrelser i elnettet.
kWh	Kilo Watt hours er enhed for elektrisk energi, på dansk kilowatttime = 1000 Wh.
Ladecyklus	Ofte betegnet cycle på engelsk, er et udtryk for en op- og afladning af et batteri. Kan opgives i forhold til en delvis afladning, f.eks. 80% DoD, eller hele batteriets kapacitet, 100% eller full DoD. Begrebet bruges ofte ved angivelse af batterilevetider.
LTO/NMC	Type af batterikemi for litium-ion-batterier med litiumtitaniumoxid-anode og nikkelmangankobolt-katode. Ikke så udbredt, men har ladehastighed og levetid, selv med stor afladningsdybde, men har også relativt høj pris (kr/kWh) og lav energitæthed (kg/kWh).
MGO	Marine Gas Oil er en betegnelse for bunkerolie til skibe. Fås med lavt svovlindhold.
MVA	Mega Volt x Ampere bruges som måleenhed, når spænding og strøm ikke er i fase i systemer med vekselstrøm. En power factor bruges til at konverterer enheden til Mega Watt ud fra faseforskydningen.
MW	Mega Watt er 1 million watt og enhed for effekt, ofte brugt til store ladeanlæg.
MWh	Mega Watt hours er enhed for elektrisk energi, på dansk megawatttime = 1000 kWh.
PCU	Passenger Car Units er en enhed for billastkapacitet i færger.
Peak shaving	Udtryk for, at batterier bruges til at lagre energi fra et tidspunkt med lavt forbrug til et tidspunkt med højt forbrug. Ved peak shifting spares spidseffekt i nettilslutningen.
Peak shifting	Udtryk for, at batterier bruges til at lagre energi fra et tidspunkt, hvor indkøbsprisen er lav til et tidspunkt, hvor indkøbsprisen er høj, mens ladestationen har et forbrug.
PSO	Public Service Obligation er en energiafgift, der skulle dække offentligt tilskud til VE-produktion. Blev fuldt udfaset i 2021.
PtX	Power-to-X beskriver alle derivater af hydrogenbaserede e-brændstoffer fra elektrolyse af vand og syntese af kulstof og nitrogen. Mest kendt er e-brint, e-metanol og e-ammoniak som CO ₂ -neutrale brændstoffer.
PV	PhotoVoltaic Solar Panels er en forkortelse for solcellepaneler.
Redundans	Er et udtryk for at der er ekstra kapacitet, der kan bruges som reserve ved afvigelser. Ofte betegnet med det engelske begreb <i>back-up</i> .
Roundtrip efficiency	Er et udtryk for virkningsgraden af batteriet placeret i forsyningskæden. Altså hvor meget energi der tilføres batteriet ved opladning i forhold til, hvor meget der hentes ud igen under afladning tilbage til samme ladestatus (SoC).
Second life	Er et udtryk for at batterier, der ikke længere yder tilstrækkeligt til at sidde i deres oprindelige applikation, ofte kan anvendes i mindre krævende applikationer senere.
SFOC	Specific Fuel Oil Consumption er det specifikke olieforbrug målt som mekanisk energi fra motorens aksel. Enheden er oftest g/kWh.
SME	Sunflower Methyl Ester er en biofuel, der kan bruges i nogle færgemotorer.

Undersøgelse af ladeløsninger for nye elfærger

SoC	State of Charge er et udtryk for kapaciteten i et batteri målt i forhold til fuldt ladet tilstand. Findes både defineret som kapacitet målt i Ah og energikapacitet målt i Wh.
SoH	State of Health er et udtryk for den tilbageværende kapacitet i et batteri, når det lades helt op målt i forhold til den nominelle kapacitet, da det var nyt.
Spidseffekt	Er den højeste effekt for en given periode. Ved tilslutning til elnettet betales tilslutningsbidraget for etablering ud fra denne effekt, ligesom at der årligt opkræves en fast betaling oveni den løbende transportpris på basis af spidseffekten der er målt i året - den såkaldte effektbetaling.
Spotpris	Udtryk for den øjeblikkelige markedspris, i elmarkedet time for time, fremover for hvert kvartet i henhold til nye EU-regler for elmarkederne.
Stikledning	Er den ledning, der fører strømmen fra det kollektive elnet til første afregningspunkt (målepunkt) ved kunden. Typisk ejer kunden selv stikledningen, mens tabet i stikledningen er en del distributionstariffen til netforsyningselskabet. Andet kan være aftalt i henhold til tilslutningsregler, der skal godkendes af Forsyningstilsynet.
Synergi	I denne undersøgelse bruges begrebet om løsninger, hvor to eller flere behov for effekt eller energi kan deles om anlæg, og dermed nedbringe den enkelte aktørs omkostninger til f.eks. tilslutning eller faste betalinger. Begrebet bruges også i denne undersøgelse, hvor flere aktører kan pulje deres fleksibilitet og udnytte den til fælles bud på systemydelsesmarkederne.
Systemydelse	Udtryk for reserver, der står til rådighed for aktivering i frekvens- og balance-markederne. Der findes mange typer af reserver, som bydes ind fra aktører på auktioner. Der er tale om en rådighedsbetaling og for nogle typer også en energibetaling, hvis reserven er blevet aktiveret.
VE	Vedvarende Energikilder, herunder elproduktion fra solceller og vindmøller.
Tarifmodel	Beskriver den fordelingsnøgle, der bruges til at opkræve betaling for transport af el. Fra 1. januar 2024 gælder tarifmodel 3.0, hvor der opkræves transportbetaling efter tidspunkt på døgnet og sæsonen. Dette sker for at nedbringe spidsbelastninger og sikre forbrug, når der er mest VE-produktion i elnettet.
Tilslutningspunkt	Tilslutningspunktet anvises af netforsyningselskabet, og er det punkt, hvor stikledningen fra kundens måler (og afregningspunkt) tilsluttes det kollektive elforsyningsnet. For tilslutning i en transformer station er tilslutningspunktet, der hvor kablet fra kunden tilsluttes et felt i det kollektive elforsyningsnet.
Virkningsgrad	Udtryk for effektiviteten af forsyningskæden til færgens fremdrivning. Måles oftest fra tank til propel (batteri til propel) eller fra "brønd" til propel (energikilde til propel). Virkningsgrad kan angives som brøk af 1 hhv. procentdel af 100%. 1 hhv. 100% modsvarer et tab på nul i forsyningskæden.
W	Watt er enheden for effekt.
Wh	Watt hours er enhed for elektrisk energi, på dansk watttime = 1 watt i 1 time.