

**Memo til:**  
Rune Haugsdal

**Kopiert til:**  
Karl Inge Nygård

**Memo Nr.:** 111CNWWZ-7/ MAWOL  
**Fra:** Martin Christian Wold  
**Dato:** 2019-10-30  
**Skrevet av:** Martin Christian Wold, Nikolai  
Hydle Rivedal

## Vurdering av planlagt hurtigbåtanbud i Sogn og Fjordane

### 1 BAKGRUNN FOR OG BESKRIVELSE AV OPPDRAGET

Påtroppende fylkesrådmann i Vestland har bedt DNV GL om å vurdere risikoen for at prisnivået for et nært forestående hurtigbåtanbud med nullutslippsskrav i Sogn og Fjordane fylkeskommune vil overstige kostnadsrammene som er satt for denne driften. Videre er DNV GL bedt om å belyse risiko for driftsavvik ved krav om nullutslippsløsninger. Det er også ønskelig, dersom mulig, at DNV GL påpeker muligheter for konkrete risikoreduserende tiltak med tanke på utforming av anbudet og konkurransegrunnlaget.

Utforming av et anbud som har til hensikt å kontraktfeste, og potensielt også realisere, de aller første hurtigbåtene med nullutslippsteknologi i Norge er en tidkrevende og omfattende prosess. Vi viser her til omfanget av oppdragsgiversidens tid og innsats, samt DNV GLs bistand, i for eksempel Statens vegvesens utviklingskontrakt for verdens første hydrogenferje, eller i utforming av konkurransegrunnlaget for ferjer i Hordaland. Utgangspunktet for denne aktuelle hurtigbåtutlysningen er ikke helt ulik disse, men utlysningens tidsrammer og aktuelle teknologiske løsninger (inkl. blant annet hydrogendrift) gjør at oppdragsgivers ønske om å vurdere risiko er høyst berettiget etter vært skjønn. Vi understreker her at DNV GL kun har hatt 2 uker på seg for å sette seg inn i relevant dokumentasjon samt gjennomføre vurderingene som presenteres i notatet. DNV GLs vurderinger må sees i lys av dette og må ikke anses som en utfyllende gjennomgang og kvalitetssikring av konkurransegrunnlaget. Vi tar videre forbehold om at det kan være forhold vi har misforstått i dokumentasjonen vi er blitt forelagt.

**I kapittel 6 er det gitt en to siders oppsummering av hele notatet, med vekt på det vi anser som de mest fremtredende risikoelementene ved anbudet.**

### 2 VURDERING AV ØKONOMISK RISIKO FOR ANBUDET

Vi er gjort kjent med at Sogn og Fjordane i dag betaler om lag 130 MNOK (per år) for hurtigbåttjenester, og at det ifbm. det nye anbudet er åpnet for inntil 230 MNOK per år fra 2022. Slik vi forstår det er oppstart for nye kontrakter fra våren 2022, mens krav om nullutslipp først trer i kraft våren 2024.

#### 2.1 Gjennomgang av kostnadsanslag for nullutslipp

DNV GL har gått gjennom Rambølls og fylkeskommunens estimat for merkostnader for nullutslippsteknologi på de ulike rutepakkene. Gjennomgangen er presentert i Vedlegg A. Oppsummert for rutepakke 1 er DNV GL av den oppfatning av fylkeskommunens estimat for merkostnader knyttet til hydrogendrift synes å være robust, fortrinnsvis fordi hydrogenprisen og investeringskostnadene som legges til grunn virker representative. Det er vanskeligere å konkludere for batteridrift, særlig på grunn av høy usikkerhet rundt valg av teknisk løsning og infrastrukturkostnader.

Rambøll estimerer betydelig høyere infrastrukturkostnader enn fylkeskommunen, og anbefaler også at 50 % påslag på deres estimerte infrastrukturkostnader legges til grunn. I tillegg kan kostnader for inngrep, ombygging *på kai* etc. i forbindelse med infrastruktur være betydelige, i særlig grad for elektrisk drift, og vi kan ikke se at dette er tatt høyde for i det hele tatt. DNV GL mener at merkostnaden beregnet for hydrogendrift - **70 MNOK/år** - er et representativt anslag for merkostnader for nullutslipp på rutepakke 1, og basert på forelagt informasjon vil vi fraråde å legge til grunn at elektrifisering kan gjennomføres rimeligere. Vi kan ikke utelukke at dette vil være mulig men DNV GLs vurdering er at Fylkeskommunens eget estimat på 45 MNOK/år for batterielektrisk drift er lite robust og svært optimistisk. Oppsettet for teknisk realisering (forutsetter byttebatterier underveis) er også ukjent per dags dato.

For rutepakke 2 - der både Rambøll og fylkeskommunen konkluderer med batterielektrisk drift som mest gunstige løsning, ender fylkeskommunen på en merkostnad på **25,3 MNOK/år**. Det er generelt lagt til grunn bruk av batteribanker på kai for å unngå dyre nettoppgraderinger. Batteribankkostnadene som fylkeskommunen har lagt til grunn synes lave, og DNV GL vurderer det slik at merkostnaden derfor mest sannsynlig er underestimert.

Om estimert merkostnad for batteridrift på rutepakke 2 burde være høyere, og vi holder på vurderingen om at 70 MNOK/år er merkostnaden for rutepakke 1, er det ikke usannsynlig at total merkostnad ligger over 100 MNOK/år. Ambisjonene om nullutslipp på rutepakke 1 og rutepakke 2 samlet sett kan derfor kostnadmessig se ut til å ligge *over* rammen for merkostnader. Merk imidlertid at potensiell støtte fra virkemiddelapparatet eller annen støtte fra staten ikke er regnet inn (diskuteres nedenfor).

## 2.2 Vurdering av eventuelle andre kostnadselementer en bør ta høyde for

Fylkeskommunen har i sitt anslag tatt med de fleste relevante kostnadselementer knyttet til hydrogen- og batteridrift. Ett kostnadselement som vi imidlertid ikke kan se belyst er kostnader for inngrep på kaier i forbindelse med utbygging av infrastruktur og potensielt endrede fartøydesign. Både i tilfelle ladeutstyr, batteribanker og evt. hydrogenproduksjons- og bunkringsanlegg vil det være store og tunge komponenter som må på plass på kaiene, og nye løsninger vil fremtvinge vesentlige tilpasninger og/eller utbygginger av både selve kaien og omkringliggende områder. Vi har ikke regnet på hvor mye dette kan utgjøre i forhold til merkostnaden for selve teknologien, men det kan ikke utelukkes at det vil være betydelig.

## 2.3 Potensiale for støtte fra virkemiddelapparatet

Vi er ikke kjent med at fylkeskommunen har sammenfattet en søknad til Enova ennå. Vi er også usikre på om Enova har en tydelig idé om hvorvidt og eventuelt hvordan støtte til hydrogenløsninger for skip skal kunne innvilges. Enova innvilger støtte til eier av objektet (infrastruktur på land eller teknologi på skip) og har som prinsipp at deres støtte skal være utløsende. Dette skaper noen utfordringer for å få utløst støtte i forbindelse med en anbudskonkurranse. Enova-støtte til batteriløsninger (og i den sammenheng primært ladeinfrastruktur for fylkeskommunens vedkommende) har blitt en veletablert ordning, men dette krever en rekke tilpasninger av konkurransegrunnlaget for å kunne gjennomføres på en tilfredsstillende og forutberegnelig måte. Herunder er DNV GLs vurdering at det må utformes en såkalt «Enova-modell» som estimerer og hensyntar omtrentlig støttenivå i tilbudsfasen og

tilbudsevalueringen. Enova-støtte til batteriløsninger burde i prinsippet altså være mulig, men det er ikke gitt at en søknad for anvendelse på hurtigbåt vil tilfredsstillende Enovas kriterier om lønnsomhet. Tidslinjen for å få en Enova-søknad behandlet og evt styrebehandlet vil også være krevende med tanke på planlagt tidspunkt for utlysning, i lys av kravet om at Enova-støtten skal være utløsende, og dermed i utgangspunktet bør være klarlagt før nullutslippskrav settes. Dette bør det imidlertid være mulig å løse med et varsel i konkurransegrunnlaget om at ny informasjon rundt dette vil komme i god tid før tilbudsfrist (inkludert noen rammer som beskriver utfallsrommet).

Etter det vi har forstått har det allerede kommet avklaringer fra NOx-fondet til fylkeskommunen angående støttemulighet og tilnæringsmåte i den aktuelle utlysningen. NOx-fondet støtter i utgangspunktet NOx-reduserende tiltak på fartøyene etter søknad fra rederiene, og erfaringsmessig vil det være mulig å innrette utlysningen slik at krav som bidrar til lavere NOx-utslipp ikke vil utelukke støtte. Dette fordrer blant annet at støtteavklaring foreligger før kontrakter tildeles. Støttepotensialet vurderes imidlertid som vesentlig lavere enn de summene som er beregnet i Rambøll-rapporten, blant annet som følge av at støttemuligheten til nybygg med byggestart fra og med 2021 er begrenset, jf. ikrafttredelse av internasjonale krav (tier III). Selv om NOx-fondet har avsatt en støtteramme på 50 MNOK til utlysningen, så anser vi nok ut ifra de faktiske tiltaks- og støttemulighetene at om lag halvparten (25 MNOK) er et mer realitetsorientert estimat for NOx-fond-støtte. Støttepotensiale fra NOx-fondet utgjør altså mindre enn **2 MNOK/år**. Det vises for øvrig til nærmere informasjon fra NOx-fondet til fylkeskommunen om støttemulighetene i den aktuelle utlysningen.

## 2.4 Potensiale for annen støtte fra staten

Sammen med føringene fra Stortinget om at det skal stilles krav til null- og lavutslippsløsninger for hurtigbåter er det også gitt tydelige signaler om at tilhørende merkostnader for fylkeskommunene til en viss grad skal kompenseres. Dette er imidlertid p.t. ikke nærmere konkretisert så langt vi er kjent med. Her ligger det altså muligens også et betydelig potensiale for støtte, men det er ukjent for DNV GL hvorvidt og evt. i hvilken grad Sogn og Fjordane fylkeskommune har forskuttert en slik støtte i sitt vedtak om å øke kostnadsrammene med 100 MNOK. Det er på nåværende tidspunkt ikke mulig å kvantifisere hva en slik støtte vil kunne bli, men DNV GL antar at dersom dette realiseres, er det sannsynlig at omfanget vil utgjøre en betydelig andel av de faktiske merkostnader som kan knyttes til selve miljøteknologiene. Både med tanke på dokumentasjon opp mot en eventuell støtteordning, men også som innspill til selve utformingen av en slik eventuell støtteordning, vil det være formålstjenlig for fylkeskommunen å gjennomføre en konkurranse med to alternative tilbud: én med og én uten nullutslippsløsninger).

I forbindelse med elektrifiseringen er ferjer kan eksempelvis 1000 NOK/tonn CO<sub>2</sub> (forenklet skille mellom «billige» og «dyre» klimatiltak) benyttes som et mulig holdepunkt for støtteandel fra staten for å dekke fylkeskommunenes merkostnader. Rambøll beregner et utslipp fra dagens produksjon på rundt 21600 tonn CO<sub>2</sub> for rutepakke 1 og rundt 3500 tonn CO<sub>2</sub> for rutene som er planlagt med nullutslipp for rutepakke 2. Med 1000 NOK/tonn CO<sub>2</sub> gir dette en potensiell støtte på inntil 25100 tonn x 14 år x 1000 NOK/tonn = 350 MNOK om dette statlige støttereimet skulle bli realisert. Dette regneeksempelet er kun ment som illustrasjon på hvilken størrelsesorden som kan være aktuell for slik støtte, men det kan være helt andre prinsipper eller begrensninger som i realiteten vil være dimensjonerende, dersom en slik ordning i det hele tatt realiseres.

### 3 VURDERING AV TEKNISK RISIKO OG RISIKO FOR DRIFTSAVBRUDD SOM FØLGE AV NULLUTSLIPPSKRAVENE

DNV GL's oppfatning er at tidspunkt for igangsettelse av drift med nullutslipp for hurtigbåter (dvs. fra 01.05.2024) er krevende, men ikke urealistisk. At hurtigbåter med nullutslipp vil kunne utvikles og settes i drift innen dette tidspunktet er sannsynlig, men omfanget det legges opp til i utlysningen, inkl. fire nullutslippsfartøy på det som er blant Norges mest energikrevende hurtigbåtruter, er utfordrende. Selv om hydrogen kan være best egnet på denne typen samband, minner vi om at utviklingen av et egnet regelverk for hydrogendrevne fartøy fortsatt er i startgroen. Det vil ikke være rett frem for aktørene faktisk å forplikte seg til slike løsninger allerede våren 2020.

På helt generelt grunnlag er DNV GLs erfaringer og vurdering at det vil være en betydelig sannsynlighet for driftsavbrudd, spesielt i en introduksjonsfase, når ny teknologi tas i bruk. Dette underbygges også av høringsinnspill der flere er tydelig på at det er ønskelig med en betydelig innkjøringsfase med sanksjonsfritak. Teknologirisiko i seg selv kommer man ikke utenom når en skal introdusere ny teknologi, men det er etter vårt syn særlig to forhold som forsterker det totale risikobildet i dette tilfellet;

- det legges opp til at nullutslippsteknologi, samt «nye» fartøyskonsepter, skal introduseres samtidig på et betydelig antall og andel av hurtigbåtene,
- en kan ikke forvente at fartøyene bygges med redundante fremdriftsløsninger ombord slik vi er vant med fra de elektriske ferjene. På ferjer er det i stor grad mulig å opprettholde rutetilbudet (med hovedfartøy) på tross av feil med nullutslippsteknologi på fartøy eller på land, fordi det også er installert fullt redundant konvensjonell fremdriftsteknologi.

Vi vet ikke hva slags teknologi og detaljerte løsninger som vil vinne frem i en utlysning som dette; ulike tilbydere vil sannsynligvis konkludere ulikt basert på ulike vurdering av teknologimodenhet, ulike strategiske hensyn, risikovillighet, valg av teknologipartnere og en rekke andre forhold. Det er imidlertid stor sannsynlighet for at hydrogenløsninger vil tilbys og potensielt vinne frem på de fire hurtigbåtene til Bergen. Det er dermed ikke usannsynlig at eventuelle innkjøringsproblemer med helt ny teknologi slik som hydrogen, vil kunne sette flere fartøy ut av drift samtidig. Avhengig av valgt løsning (for eksempel flytende vs komprimert) for hydrogendrift, eller eventuelt felles ladested for ulike batteridrevne fartøy, vil også et eventuelt problem i forsyningskjeden kunne ramme flere av rutene samtidig. Muligheten for samtidige instillinger av hovedfartøy er reell, spesielt i en innkjøringsfase, og oppdragsgiver må ta stilling til i hvor stort omfang dette kan aksepteres. Herunder bør en vurdere om kravene til reservemateriell er tilstrekkelige (DNV GL har ikke hatt anledning til å gjøre noen vurdering av dette), og hvilke andre typer avlastende tiltak (for eksempel alternativ transport) som kan være relevante og akseptable.

Vi har i det ovenstående påpekt risikoen ved introduksjon av nullutslippsteknologi på mange fartøy og samband samtidig. På den andre siden må vi understreke at det er vanskelig å forsvare investeringer i forsyningskjede for hydrogen uten at det samles et visst volum. Dette er en krevende balansegang for oppdragsgiver.

Det er ikke mulig på nåværende tidspunkt med særlig sikkerhet å tallfeste risiko for driftsavbrudd for hurtigbåter med nullutslippsteknologi. Det man imidlertid med rimelig trygghet kan si er at **det vil være svært utfordrende for tilbyderne å skulle prise usikkerhet og teknologirisiko innen mars 2020** (dagens tilbudsfrist). Selv om det i senere tid er gjort betydelig teknologimodning gjennom for eksempel utviklingsprosjektet til Sør-Trøndelag Fylkeskommune, er det fortsatt en rekke usikkerheter tilbyderne må forholde seg til. Spesielt på regelverkssiden og forsyningsssiden (hydrogen og strøm) vil det våren 2020 fortsatt være betydelige usikkerheter som vil kunne ha stor innvirkning på systemdesign og evne

til å realisere prosjekter og sette fartøy i drift iht. fremdriftsplan. Dette vil resultere i økt prising av risiko, da tilbyderne til en viss grad må ta høyde for blant annet høye hydrogenpriser, kostnadsoverskridelser for tilknytning til strømmettet, behov og tillatelse for tilpasning av ferjekaier (av ukjent tilstand) og omkringliggende områder, sanksjoner som følge av innstillinger, forsinkelser, manglende oppfyllelse av nullutslippskriteriet, innleie av ekstra reservefartøy i perioder, og i verste fall konsekvensene ved heving av kontrakt fra oppdragsgivers side.

## 4 FORSLAG TIL RISIKOREDUSERENDE TILTAK

Med tanke på evaluering og tildeling av kontrakt er det i høringsutspillet lagt opp til en enkel tilnærming med (kun) et funksjonsbasert minstekrav om nullutslipp. Det er heller ikke lagt opp til at oppdragsgiver tar noe risiko med tanke på hva som skal legges til grunn av støtte fra virkemiddelapparatet, og dette blir opp til tilbyder å vurdere mulighetene for og eventuelt prise inn. I sum reduserer dette behovet for prosedyre- og kontraktsbestemmelser samt mekanismer og vedlegg, for eksempel sammenlignet med det Skyss er kjent med fra sine ferjeandbud. På den andre siden kan det bidra til å drive opp risikoprising, og det hever terskelen for å delta i konkurransen.

Samtidig er DNV GLs vurdering at et absolutt krav om nullutslipp for slik drift (hurtigbåt over korte og lange strekninger) og i et slikt omfang (6 ruter av 8 i rutepakke 1 og 2, avhengig av hvordan man teller ruter) som det legges opp til i denne kontrakten på nåværende tidspunkt (med kort tid til tilbudsfrist) innebærer en betydelig risiko både for oppdragsgiver og tilbydere, slik beskrevet tidligere. Utvikling og valg av en robust miljømodell for et slikt anbud er krevende og etter vårt syn svært kritisk for å balansere risikovillighet hos begge parter og samtidig sikre godt miljøresultat. Vi er ikke kjent med i hvilken grad andre utlysingsformer har vært vurdert, men DNV GL mener at i alle fall følgende alternative modeller kunne vært vurdert, dersom en hadde tid:

1. Evalueringsmodell med vektlegging av energi og miljø. Dette vil imidlertid kreve betydelig innsats med å endre konkurransegrunnlaget, herunder utarbeidelse av nye vedlegg (Miljøbudsjett). En slik evalueringsmodell ville muliggjort en risikovurdering fra rederienes ståsted om hvor langt de var villige til å strekke seg. Dette er imidlertid også en modell der man ikke har full kontroll på kostnadene, og utfallsrommet med tanke på antall fartøy med nullutslippsteknologi er også usikkert.
2. En bonusmodell der tilbyder kan kalkulere inn en ekstra inntekt som er proporsjonal med utslippsreduksjonen. Kan evt gjennomføres i kombinasjon med et minstekrav som ville gi stor sannsynlighet for noe nullutslippsteknologi, mens bonusmodellen fungerer som et sterkt insitament for å implementere ytterligere miljøteknologi dersom dette etter hvert vurderes mulig. Dette ville gitt tilbyderne mer tid for å ta en beslutning på ny teknologi, og muligens også i større grad åpne for Enova-støtte.
3. Skyss har også nevnt en tenkt modell der en spesifiserer en fastpris for oppdraget (for eksempel 230 MNOK/år), og tilbyderne i utgangspunktet kun konkurrerer på miljøkriterier/andel nullutslippsteknologi. Videre har Skyss indikert at en kunne fastsatt et maksimalt/beste miljønivå der ytterligere forbedringer ikke premieres i anbudet, men der tilbyder står fritt til å tilby en lavere pris enn den definerte fastprisen for anskaffelsen (netttilskuddet). I et slikt tilfelle vil tilbudet med laveste pris vinne. Dette er en ny modell som ikke har vært utprøvd i ferje/hurtigbåtmarkedet (i hvert fall ikke som DNV GL er kjent med), men den vil likevel gjenbruke mange elementer som er velkjent blant tilbyderne og oppdragsgiverne i ferjesektoren. En vil måtte definere en evalueringsmodell med tildelingskriterier med et Miljøbudsjett og

implementere metodikk for beregning av utslipp og energi, samt sannsynligvis et sanksjonsregime knyttet opp til CO<sub>2</sub> og/eller energi/NO<sub>x</sub>. Slik sett er det ikke unaturlig å se på det som en variant av alternativ 1 over, og det vil i hovedsak være snakk om mindre tilpasninger av velprøvde anbudsmaler.

En konkret utfordring som må løses for en slik modell er å fordele den totale kostnadsrammen til oppdragsgiver over de tre rutepakkene. Dette vil være en krevende øvelse, da det ikke sjelden er betydelige forskjeller mellom oppdragsgivers byggherreoverslag og tilbydernes tilbud. Det er også ulike prinsipper som kan legges til grunn for oppdragsgivers fordeling; en intensjon om å utløse tiltak med liknende kostnadseffektivitet (kr/tonn CO<sub>2</sub>) i hver pakke, eller en intensjon om å utløse/legge til rette for spesifikke teknologier på spesifikke samband/rutepakker (innovasjonsrettet). Om en kan finne en tilstrekkelig forutberegnelig måte å sikre seg rom for å justere fordelingen av kostnadsrammene mellom rutepakke underveis i forhandlingene vil det være en stor fordel.

En annen potensiell nedside er at en gitt fastpris vil kunne være kostnadsdrivende dersom tjenesten kunne vært levert rimligere, men dette vil mest sannsynlig løses med mekanismen som gir mulighet for å tilby en prisrabatt. Gitt den tilsynelatende tydelige føringen om å holde seg innenfor en bestemt kostnadsramme for anbudet, er DNV GLs initielle vurdering at Skyss sitt forslag er godt og vi anbefaler at en utreder dette alternativet i detalj for eventuell anvendelse, for å sikre at det er praktisk gjennomførbart.

Vi understreker igjen at valg av miljømodell må baseres på nøye vurderinger av hele konkurransegrunnlaget, da krav og mekanismer på miljø kan skape uheldige incentiver og mekanismer i andre sammenhenger (f. eks insentiv for å kansellere avganger for å spare utslipp og unngå miljøstrafker). Dette gjelder spesielt når nye miljømodeller vurderes. Det er sikkert også flere andre utfordringer som må håndteres med innføring av en slik ny modell.

Vi vil og understreke at det er flere ulike måter å gjennomføre en slik konkurranse på, med tilfredsstillende og liknende utfall. Å endre miljømodell på nåværende tidspunkt vil åpenbart være en stor inngripen som høyst sannsynlig vil medføre forsinkelser sammenlignet med nåværende tidsplan. Eventuelle ulemper som følger av dette må vurderes av oppdragsgiver.

Uavhengig av hvilken miljømodell som velges er vår anbefaling å legge opp til krav om (eller anledning til) at tilbyderne leverer alternative tilbud (med og uten nullutslippskrav/ambisjoner). For eksempel kan en følge prinsippene etablert av Møre og Romsdal fylkeskommune der oppdragsgiver står fritt til å velge mellom beste tilbud med miljøteknologi og beste tilbud uten miljøteknologi. Dette er den eneste måten (muligens med unntak av alternativ 3 over) DNV GL kan se at oppdragsgiver kan skaffe seg full kontroll over kostnader og samtidig sikre seg at en uansett faktisk får tilbud på hurtigbåttjenester. I tillegg vil man skaffe seg viktig dokumentasjon på faktiske merkostnader for nullutslippsløsningene, med tanke på grunnlag for etablering av eventuell støtteordning fra staten. Skyss har imidlertid gitt uttrykk for at de finner det svært vanskelig å skulle gjennomføre en konkurranse med en slik modell, med tanke på krav om forutsigbarhet i henhold til forskrift om offentlig anskaffelse. DNV GL har ikke vurdert de juridiske aspektene ved en slik konkurranseform. Dersom Skyss konkluderer med at en slik modell ikke er aktuell, anbefaler DNV GL at en likevel vurderer om det er grep som kan tas for å gjøre tildelingsmodellen tilstrekkelig forutsigbar for tilbyderne. Dette kunne f. eks vært fastsettelse av en maksimal kostnadsdifferanse mellom beste tilbud med og uten miljøteknologi (som bestemmer når miljøtilbudet vil velges), eller alternativt noen vilkår rundt en totalkostnadsramme for tilbudet med miljøteknologi.

## 5 ØVRIGE RISIKOREDUSERENDE TILTAK SOM BØR VURDERES:

Utover å vurdere andre miljømodeller i anbudet er det også andre tiltak som kan vurderes. Listen under må ikke ansees som en uttømmende oversikt, men det er et utvalg tiltak DNV GL mener er relevant å vurdere, og som det har vært mulig å identifisere innenfor den begrensede tiden vi har hatt til rådighet for denne vurderingen. Vi understreker her at vi ikke har hatt tid til å kommentere på høringsinnspillene som er kommet inn, og vi har heller ikke hatt anledning til å sammenholde dette konkurransegrunnlaget med et «state of the art» anbud innenfor fergesektoren, for å sikre at alle relevante erfaringer herfra er hensyntatt. Det er en rekke forhold og begrensninger DNV GL ikke har innsikt i for dette konkrete anbudet som vil ha betydning for hvilke av tiltakene beskrevet under (samt valg av miljømodell) som vil være mest hensiktsmessig å gjennomføre. Det er derfor på nåværende tidspunkt ikke mulig for oss å gi klare anbefalinger for eksakt hva som er best å gjøre.

1. Dersom det ikke har andre negative konsekvenser, bør en vurdere å bytte om rekkefølge på anbudene slik at tilbudsfrist og tildeling på rutepakke 1 og 2 flyttes lenger frem i tid. I tillegg (eller i stedet) bør en vurdere å differensiere tilbudsfrist og tildeling for rutepakke 1 og rutepakke 2 slik at både tilbydere og oppdragsgiver rekker å danne seg (design)erfaringer med én rutepakke først. Dette for å redusere risiko for alle parter.
2. Dersom det er akseptabelt fra et anskaffelsesperspektiv, kan en også vurdere å lyse ut en kort standard kontrakt uten særskilte nullutslippskrav eller ambisjoner. Dette ser vi spesielt som et relevant virkemiddel dersom man finner det nødvendig å gjøre betydelige endringer av konkurransegrunnlag og forutsetninger for anbudet (herunder tiltak som reduserer risiko og arbeid for tilbyder, som for eksempel nettoppgraderingsmodell, kartlegging av tiltaksmuligheter på kaier, osv.), og at det ikke er tilstrekkelig tid til å få dette på plass i den anbudsprosessen som skal lede frem til oppstart med nye ruter fra våren 2022. Dette vil også være et virkemiddel for å redusere risiko for tilbyderne, med tanke på å gi tid for regelverksutvikling for hydrogen spesielt, samt generell teknologimodning og konseptutvikling for nullutslippsteknologi på hurtigbåter.
3. Flere har pekt på at oppdragsgiver burde ta ansvar for hydrogenforsyning. Dette er ikke en urimelig forespørsel sett fra tilbydernes side, men det er også svært krevende for oppdragsgiver å skulle ta på seg denne oppgaven. Å løsrive anskaffelsen av hydrogen fra valg av løsninger på fartøy vil åpne for en suboptimalisering av løsninger, med stor risiko for økning av totalkostnader for dekning av dette gitte behovet isolert sett (om fylkeskommunen kan se dette i sammenheng med andre prosjekter vil det selvsagt telle i positiv retning). Dessuten vil ulike tilbud vil ha ulike behov for hydrogenleveranse (komprimert/flytende, mengde, lokasjoner mv.), og tildeling vil ikke finne sted på bakgrunn av vurdering av faktisk totalkostnad for oppdragsgiver. Videre kan en sette seg i en situasjon der teknologileverandør eller hydrogenleverandør mer eller mindre er gitt av utfallet av hurtigbåtanbudet, med tilhørende begrenset eller ingen konkurranse i det påfølgende anbudet for hydrogen (ref. erfaringene i Sør Trøndelag der en valgte en slik anbuds løsning for ladeutstyret for Flakk-Rørвик og Brekstad-Valset). En slik forenklet tilnærming (oppdeling av ansvar og innkjøp) kan potensielt være lovstridig og er ikke tilrådelig, men det kan godt være at det finnes måter å innrette dette på som likevel ville gitt en akseptabel gjennomføring av anbudskonkurransene.
4. Statens vegvesen benytter i sine anbud en definisjon av nullutslippsdrift som innebærer at 95 % av årlig energiforbruk kommer fra nullutslippsteknologi. Å åpne opp for at rutepakkene med krav til nullutslipp kan driftes med en viss andel av energiforbruket fra fossile eller lavutslippsdrivstoff (eksempelvis biodiesel) vil være et risikoreduserende tiltak for begge parter og DNV GL anbefaler

at en introduserer en slik definisjon også her. Det er for øvrig ikke gitt at denne prosentandelen må være den samme som Statens vegvesen benytter, og det er heller ikke gitt at den må være fast gjennom hele perioden med krav om nullutslipp. Om det tillates en viss andel fossile eller lavutslippsdrivstoff på sambandsnivå, kan operatør dekke dette enten ved å benytte konvensjonelle fartøy eller ha (mest sannsynlig forenklede) konvensjonelle systemer om bord på fartøy med nullutslippsteknologi. Det refereres for øvrig til ordlyden i kontrakten for fergesambandet Halså-Kanestråum (se Vedlegg B).

5. Når det gjelder nettilknytning er vår generelle oppfatning at en modell der fylkeskommunen tar en viss risiko for kostnadsoverskridelser, samt at de tar jobben med å innhente informasjon om mulighet for og kostnad ved ulike utbyggingsnivåer i forkant av utlysning, er en rimelig risikofordeling. Det vil også kunne bidra positivt i å stimulere til økt konkurranse da terskelen for å delta blir lavere. Oppdragsgiver må i midlertid da akseptere risiko for kostnadsoverskridelser, noe som feks har vært problematisk for Skyss i etterkant av fergeanbudene i Hordaland. Her kan nok imidlertid mye løses med bedre forventningsstyring. Vi anbefaler at oppdragsgiver tar stilling til om en vil bære denne risikoen, og evt starter kartlegging av slik informasjon og evt deler slik info med tilbyderne etter utlysning.
6. I tråd med flere av høringsinnspillene anbefaler vi at det vurderes en økonomisk kompensasjon til tilbydere som leverer kvalifiserende tilbud. Omfang bør vurderes nærmere, men et sted mellom 1-3 MNOK kan være hensiktsmessig.

## 6 OPPSUMMERING

Her sammenfatter vi de mest fremtredende risikoelementene, slik vi ser det.

- DNV GL er enig med fylkeskommunen i at nullutslipp teknisk sett kan la seg realisere i 2024 og det er store potensialer for teknologiutvikling og utslippsreduksjoner som følge av kravene som foreslås. Krav om nullutslipp er også i tråd med politiske ambisjoner på nasjonalt nivå. Den store utfordringen er etter vårt skjønne tidsløpet til tilbudsinnlevering og kontraktsgivning som er svært knapt, samt ubalanse i risiko- og arbeidsfordeling mellom oppdragsgiver og tilbyderne.
- Fylkeskommunens anslag for merkostnader for nullutslipp virker å være lavere enn det de reelt sett kan vise seg å bli, særlig på grunn av lave anslag for blant annet infrastruktur knyttet til batterielektrisk drift. DNV GL mener at merkostnaden fylkeskommunen har beregnet for hydrogendrift - 70 MNOK/år – er et representativt anslag for merkostnader for nullutslipp på rutepakke 1. Vi kan imidlertid ikke utelukke at kostnaden vil bli høyere, og Rambøll har estimert nærmere 80 MNOK/år. Fylkeskommunens eget estimat på 45 MNOK/år for batterielektrisk drift for rutepakke 1 er etter vårt syn lite robust og svært optimistisk. For rutepakke 2 – der både Rambøll og fylkeskommunen konkluderer med batterielektrisk drift som mest gunstige løsning, ender fylkeskommunen på en merkostnad på 25 MNOK/år. Batteribankkostnadene som fylkeskommunen har lagt til grunn synes lave, og DNV GL vurderer det slik at merkostnaden derfor svært sannsynlig er underestimert.
- Om estimert merkostnad for batteridrift på rutepakke 2 burde være høyere enn 25 MNOK/år, og vi holder på vurderingen om at 70 MNOK/år er merkostnaden for rutepakke 1, er det ikke usannsynlig at total merkostnad ligger over 100 MNOK/år. Ambisjonene om nullutslipp på rutepakke 1 og rutepakke 2 samlet sett kan derfor kostnadmessig se ut til å ligge over rammen for merkostnader. Merk imidlertid at potensiell støtte fra virkemiddelapparatet eller annen støtte fra staten ikke er regnet inn (diskuteres nedenfor).



- Videre er blant annet kostnader for kaitilpasning ikke tatt høyde for i estimatene over, og disse kan være betydelige. Her kan fylkeskommunen kontakte Møre og Romsdal fylkeskommune, som har opplyst om flere store summer til utbedringer av ferjekaier for fire anbudspakker uten at vi kjenner detaljene, men erfaringer fra ferjekaier er naturligvis ikke direkte overførbare til hurtigbåtkaier. Vi antar at Skyss også har erfaringer fra ferjekaiene i Hordaland.
- Generelt er det viktig å huske på at tilbydere vil prise inn sin opplevde risiko i tilbudet på tidspunktet for innlevering våren 2020, selv om denne risikoen trolig vil være redusert ved oppstart i 2024. Med andre ord, dersom risiko og usikkerhet er/opleves som høy, vil nullutslipp kunne bli priset vesentlig høyere i tilbudene våren 2020, sammenliknet med hva som blir den faktiske kostnaden i 2024. Risikoprising er etter det DNV GL kan se ikke vurdert i særlig grad, og vil utgjøre en ytterligere kostnadsøkning.
- Potensialet for støtte fra Enova er høyst uklart og potensialet for støtte fra NOx-fondet er lavt, relativt sett (~25 MNOK). Det er imidlertid ikke usannsynlig at staten vil finne andre måter å kompensere for slik satsing, og dersom en (eksempelvis) legger til grunn en støttesats på 1000 NOK/tonn CO<sub>2</sub>, så endres bildet. DNV GLs vurdering er at fylkeskommunen i et slikt tilfelle mest sannsynlig vil holde seg innenfor den skisserte kostnadsrammen. Vi kan imidlertid ikke utelukke at det motsatte vil være tilfelle, selv med et slikt omfang av støtte. Hvorvidt slik støtte vil bli tilgjengelig, samt eventuelt omfang, er selvsagt usikkert.
- Vi er enige med fylkeskommunen i at nullutslipp vil være teknisk mulig i 2024, men den tekniske risikoen er som sagt likevel betydelig når tilbyderne må identifisere og prise sine løsninger våren 2020. Dette gjelder særlig infrastrukturen som kreves på kai. Hydrogendrift ser ut til å forutsette daglig bunkring fra flere kaier, og batteribanker er store sammenlignet med det vi har sett i fergesektoren. Det kreves en ikke ubetydelig prosess for å klarere hva det vil være plass til og tillatelse/mulighet for å oppføre/bygge om på kaiene. Mye av ansvar og risiko ser ut til å ligge på tilbyder, og basert på våre erfaringer fra fergesektoren kan vi si med relativt stor sikkerhet at det er urealistisk at tilbyderne skal kunne avklare alle slike store usikkerhetslementer før tilbudsinnlevering våren 2020. Eventuelle tilbydere vil altså måtte ta stilling til hvordan betydelige risikoelementer skal prises.
- For hydrogenalternativet er hydrogenkostnaden er sterk driver for merkostnaden. Prising av levert hydrogen må også settes av tilbyder ved tilbudstidspunkt, og selv om vi anser fylkeskommunens anslag for fornuftig er det ikke utenkelig at tilbyder vil legge til grunn en høyere pris enn 50 NOK/kg i sitt tilbud.
- Total arbeids- og ansvarsbyrde som legges på tilbyder, og forhold som må avklares før tilbudsfrist, er etter vårt skjønn svært stor - langt større enn det vi har sett i fergeanbud. Dette er summen av en rekke forhold diskutert i dette notatet, men spesielt er det prinsipielle avklaringer rundt tiltaksmuligheter og omfang på kai (for et stort antall kaier med ulike interessenter) vi ser som utfordrende. Vi tror ikke tilbyderne på tilbudstidspunkt vil evne å skaffe seg sikkerhet for hvorvidt det vil kunne gis tillatelser for tiltak på kai/land som er helt nødvendig for å innfri minstekravene i konkurransen. Slike risikoelementer er på ingen måte nytt for tilbyderne. Det har vært ulik praksis blant oppdragsgiverne i fergesektoren med tanke på sentral innhenting av informasjon i forkant av utlysning, samt risikoavlastning fra oppdragsgivers side. Total arbeidsbyrde og risiko synes imidlertid i dette anbudet som svært ensidig og vi vil forvente at tilbyderne vil fremme en stor mengde forslag og krav med tanke på risikoavlastning før kontrakt skal inngås.

## VEDLEGG A – GJENNOMGANG AV KOSTNADSANSLAG

Tabell 1 viser energipriser lagt til grunn i estimatene, med DNV GLs kommentar.

**Tabell 1: Energipriser antatt av Rambøll og Sogn og Fjordane fylkeskommune i deres kostnadsanslag**

Kostnadselement		Rambølls estimat	SFFKs estimat	DNV GL vurdering
Strømkostnad (inkl. nettleie)		45 øre/kWh	50 øre/kWh	Representativt for strøm levert til fartøy (sammenlignbart med nivået for ferjer). Det er sannsynlig at tilbyder legger inn en margin her, så fylkeskommunen bør se på den økonomiske robustheten ved f.eks. 50 % økt strømkostnad.
Hydrogenkostnad	Komprimert hydrogen	Rundt 45 NOK/kg for komprimert (analysen holder kapitalkostnaden for produksjonsanlegget og produksjonskostnaden (strøm) separert)	50 NOK/kg	Samsvarer med det vi benytter i egne analyser og det som ligger til grunn i Klimakur 2030. Kan variere mye avhengig av logistikk, strømpris og volum.
	Flytende hydrogen	80 NOK/kg for flytende, elektrolysebasert, sentralisert produksjon inkl. transport	-	Robust estimat
Dieselkostnad (MGO)		6,50 kr/l (ca. 7650 kr/tonn)	7 kr/l (ca 8250 kr/tonn)	-
Biodieseldkostnad (HVO)		12,69 kr/l		-

## RUTEPAKKE 1 – EKSPRESSBÅTRUTER BERGEN – SOGN/NORDFJORD

En sammenfatting av kostnadstall fra Rambølls analyse og SFFKs eget kostnadsoppsett er gitt i Tabell 2.

I denne rutepakken er det lagt opp til at rutene driftes av fire fartøy, som i dag. Rambøll har i sin rapport vurdert teknisk gjennomførbarhet og kostnader ved ulike caser for hydrogen- og batteridrift (nybygg, nullutslippsløsninger) og dagens båt på HVO+Tier III (ved hjelp av katalysator) som lavutslippsløsning. Det er tatt utgangspunkt i et av dagens fartøy, MS Njord, slik at det ikke er tatt høyde for eventuelt mer energieffektive nybygg som vil redusere energibehovet noe. Det er fornuftig å være litt konservativ, men det ligger altså sannsynligvis en oppside her da den høye hydrogenprisen og utstyrskostnadene betyr at energieffektivisering gir stor økonomisk gevinst. Fra utviklingsprosjektet i Sør-Trøndelag hevdes det inntil 40% energibesparelse sammenlignet med konvensjonelle løsninger.

Rambøll har i analysen for batterielektrisk drift beregnet at lading er nødvendig ved 7 kaier langs ruten. For at ikke seilingstiden for ruten skal økes på grunn av tid til lading, konkluderes det med at Flying Foil med økt hastighet sammenlignet med dagens katamaraner er eneste alternativ for batterielektrisk drift. Dette krever svært høye ladeeffekter (10 MW), noe det oss bekjent per i dag ikke eksisterer løsninger for for hurtigbåt, og Rambøll beregner en total kapitalkostnad på 98 MNOK (10 år avskrivningstid) for infrastrukturen. Det er uklart for oss hvorvidt Rambøll har vurdert teknisk gjennomførbarhet og realismen i dette, og ladeeffekten kan fort bli dimensjonerende for batteripakken i slike tilfeller (grunnet begrensninger i C-rate) med tilhørende vektutfordringer. Fordelt over strømforbruket gir dette en kapitalkostnad per kWh på over 4 kr. Det er uklart for oss hvorvidt anleggsbidrag er medregnet her, eller om dette kun dekker infrastruktur på kai. Videre estimerer Rambøll at batterielektrisk Flying Foil vil ha en noe høyere merinvesteringskostnad enn hydrogenkatamaran, og de konkluderer med at løsningen med komprimert hydrogen og lokalproduksjon og bunkring ved tre ulike steder langs rutene er den mest kostnadseffektive av nullutslippsløsningene. Årlig merkostnad inkl. kapital og avskrivning og driftskostnader med denne løsningen estimeres av Rambøll til i underkant av 20 MNOK/år for fartøyet, altså totalt **80 MNOK/år** hvis vi antar kostnadene like per fartøy. Det bemerkes at HVO+Tier III har lavere kostnad.

Sogn og Fjordane har videre gjort sine egne kostnadsvurderinger<sup>1</sup> av nullutslippsløsningene for rutepakken. Sentrale aspekter ved deres vurderinger er:

- Merinvestering for både hydrogenfartøy og batterifartøy er anslått til 65 MNOK; dette synes basert på dialog med markedet (Br. Aa har opplyst om et anslag på 79 MNOK for hydrogenfartøy, men at dette vil gå nedover). Utover dette anslås også 20 MNOK høyere skipskostnad enn nåværende flåte. Merkostnaden avskrives over 14 år (kontraktvarighet pluss halve opsjonstiden) og skipskostnaden avskrives over 30 år. Dette kan synes som en litt lang avskrivningstid, spesielt med tanke på at nullutslippsløsninger mest sannsynlig vil være en så integrert løsning av totaldesignet at det i realiteten ikke er sikkert at man vil kunne fysisk skille ut nullutslippsteknologien etter kontraktperioden. Det har imidlertid liten effekt på total netto merkostnad om nedskrivningstiden antas å være kortere. Med dette anslås en total kapital- og avskrivningskostnad **på 38 MNOK/år** for fire fartøy (samme anslag for både hydrogen- og batterifartøy). At fylkeskommunen ikke har inkludert nybyggskostnaden forstår vi som at det antas at kapitalkostnadene for nye fartøy vil være tilsvarende kapitalkostnadene i dagens kontrakt. Tre av dagens fire fartøy (MS Njord, MS Frøya, MS Vingtor) er fra 2012, mens MS

<sup>1</sup> Tallene er tatt fra exceldokumentet 22.10.2019 *Ekstrakostnader nullutslipp og andre tiltak*, mottatt på e-post 22. oktober. Disse tallene er oppdatert fra tidligere versjon av 13. oktober, der tallene er noe høyere


Tyrving er fra 2007. Fartøyene var altså stort sett nye ved kontraktsoppstart og antagelsen synes således rimelig.

- I fylkeskommunens oppsett for batteridrift av rutepakken legger de til grunn lading ved endestoppene, samt tre steder underveis (totalt sju kaier). Ladingen er forutsatt gjort via batteribank, samt bytte av batteri på fartøy for å redusere batteristørrelse og ladeeffektbehov. Investeringskostnadene for ladere er satt til 7,5 MNOK per lader, og for batteribanker/byttebatteri 20 og 30 MNOK. Ved bruk av batteribank forutsetter de lave anleggsbidrag for nettoppgradering på 3 MNOK per kai. Totalt gir dette kapital- og investeringskostnader på **38,6 MNOK/år** for infrastruktur knyttet til batteridrift.
- For driftskostnadene for hydrogendrift tar fylkeskommunen som Rambøll utgangspunkt i dagens forbruk på rundt 6,86 mill liter per år, omregnet til 1580 tonn hydrogen. Det tas ikke høyde for redusert energibehov ved nye skrog, da det reduserte energibehovet ved nye skrog antas «utlignet» på grunn av økningen i vekt som hydrogensystemene gir<sup>2</sup>. Med dette forbruket og diesel- og hydrogenpriser som oppgitt i Tabell 2 anslås merkostnadene for hydrogendrift ved alle fire fartøy til **31 MNOK/år**.
- For driftskostnadene for batteridrift legger fylkeskommunen til grunn 15 % økt energibehov sammenlignet med dagens fartøy grunnet høy vekt. Med utgangspunkt i dagens fartøy får fylkeskommunen med dette et elektrisk energiforbruk på 31,5 GWh. Med antatt strømpris og dieselpriis gir dette en besparelse på **32 MNOK/år** for elektrisk drift, sammenlignet med konvensjonell drift.

Årlig merkostnad for hydrogenalternativet beregner altså fylkeskommunen (**70 MNOK/år**) ganske tilsvarende som Rambøll (80 MNOK/år). Fylkeskommunen regner en noe lavere fartøyinvesteringskostnad, men avskriver over 14 år i stedet for 10 år, men legger til grunn en noe høyere hydrogenpris. Etersom driftskostnaden er en stor driver for merkostnaden for hydrogendrift, er det rimelig å legge til grunn et konservativt anslag for hydrogenprisen. Det er viktig å være bevisst den store økningen i merkostnaden sammenlignet med diesel bare en økning fra 50 til 60 kr/kg gir. Prisen på 50 kr/kg synes imidlertid å være representativ for anslagene vi ser omtalt for hydrogenleveranser til maritim sektor, og henger sammen med strømprisen på 50 øre/kWh (som Rambøll skriver krever det 57 kWh å produsere ett kg komprimert hydrogen, og kapitalkostnaden for produksjonsanlegget i Rambølls caser ligger rundt 20 kr per kg komprimert hydrogen).

For batteridrift konkluderer imidlertid fylkeskommunen annerledes enn Rambøll; batteridrift gir lavere årlige merkostnader (**45 MNOK/år**) enn hydrogen. Fylkeskommunen anslår samme merinvestering for batterifartøyet som for hydrogenfartøyet, noe som i utgangspunktet synes konservativt. Rambøll har også lagt til grunn en noenlunde lik merinvestering som hydrogenfartøy. Det store usikkerhetsmomentet her er etter DNV GLs syn infrastrukturen, og her er Rambølls estimat betydelig høyere enn fylkeskommunens estimat. Fylkeskommunen ser ut til å ta utgangspunkt i en løsning med batteribytte underveis. Løsningen inkluderer også kostnader for batteribank og ladeplugg. DNV GL er ikke kjent med hvordan dette konkret er tenkt løst, men det kan tenkes det er basert på Transportutvikling AS' konsept i Trøndelagsprosjektet, med helelektrisk drift med batteribytte for ruten Trondheim-Kristiansund. Norled nevner også i høringssvar at bytte til fulladet båt underveis kan være tilrådelig (altså en dobling av antall fartøy), og ser ut til å foretrekke dette fremfor batteribytte, som er teknologisk og regelverksmessig usikkert. I fylkeskommunens anslag for infrastrukturkostnader kan kostnadsestimatet for batteribank synes å være for lav. Installasjoner på kai omfatter både teknisk bygg, kraftelektronikk, kjølesystemer

<sup>2</sup> Forrige versjon (13. oktober) la til grunn 25 % reduksjon i energibehov, basert på informasjon fra markedet om nye skrog

**Side 13 av 18**

etc. i tillegg til selve batteriene, men det kan synes som fylkeskommunen utelukkende har tatt høyde for selve battericellekostnaden. Videre er det fra arbeidet med elektrifisering av ferjer kjent at anleggsbidrag kan være vanskelig å estimere og at faktisk anleggsbidrag kan bli høyere enn på forhånd anslått. I Rambølls rapport ser det ikke ut til å være hentet inn konkrete tall på kostnader ved nettoppgradering. Det er imidlertid ikke urimelig å forvente i snitt moderate anleggsbidrag ved bruk av batteribankløsninger, og eksempelvis vil en tredobling i gjennomsnittlig anleggsbidrag kun utgjøre en liten økning av den årlige merkostnaden til fylkeskommunen. Det samme gjelder driftskostnadene; om en eksempelvis øker strømprisen eller tar hensyn til noe høyere strømforbruk på grunn av tap i energioverføring vil fortsatt merkostnaden for batteridrift med fylkeskommunens estimer være betydelig lavere enn hydrogendrift.

**Tabell 2: Ulike kostnadskomponenter benyttet av Rambøll og Sogn og Fjordane fylkeskommune i kostnadsanslagene for rutepakke 1**

Kostnadselement		Rambølls estimat	SFFKs estimat	DNV GL vurdering
Fartøypris, ekspress 290 PAX	Nybyggpris konvensjonelt fartøy	Rundt 95 MNOK (katamaran)	Ikke inkludert nybyggpris som merinvestering i ny kontrakt, men antatt 20 MNOK i økt byggekostnad sammenlignet med nybyggpris for nåværende fartøy (universell utforming, skjerpede krav)	Rambølls estimat synes fornuftig. LMG Marin (2016) ligger noe lavere for nybyggpriser for dieselmekanisk katamaran. Vi forstår SFFKs anslag som at de antar samme kapitalkostnader knyttet til fartøy som i dagens kontrakt (pluss 20 MNOK)
	Merinvestering hydrogenfartøy	Rundt 95 MNOK	65 MNOK	Til sammenligning estimerte DNV GL en merinvestering på 60 MNOK for hydrogenfartøy på nordhordlandsruten (270 PAX, kortere rute)
	Merinvestering batterifartøy	103 MNOK (Flying Foil, basert på Trøndelagsprosjektet)	65 MNOK	Lik merinvestering for batteri- som hydrogenfartøy synes konservativt, men rimelig når batteriene er store.
Infrastruktur for batterielektrisk fremdrift	Anleggsbidrag	-	3 MNOK per kai (ved sju kaier)	Ikke urimelig anslag ved mindre nettoppgraderinger
	Ladeplugg	7,5 MNOK (10 MW ladebehov 7 kaier, rutepakke 1)	7,5 MNOK per kai	Rimelig anslag for sammenlignbare systemer, eks. for ferje. Tekniske løsninger for ladeplugg for hurtigbåter er imidlertid usikre.
	Batteribank	75 MNOK	30 MNOK	Fylkeskommunens kostnadsanslag er trolig for lavt. Kostnaden benyttes også for byttebatterier.

## RUTEPAKKE 2 – LOKALBÅT FLORA, BREMANGER, VÅGSØY, HØYANGER OG VIK

DNV GL forstår det slik at det er planlagt krav om nullutslipp for tre fartøy i rutepakken, to bilførende og ett passasjerfartøy. Dette omfatter ett fartøy på rutene i Florabassenget, ett fartøy for Kystvegekspressen Florø - Måløy og lokalbåt Vik – Ortnevik / Nordeide – Måren – Ortnevik (to ruter som betjenes av samme fartøy).

Rambøll har analysert batterielektrisk og hydrogendrift på alle rutene, med utgangspunkt i én antatt *basekai* per rute, der lading eller hydrogenbunkring gjøres. Analysen er gjort med utgangspunkt i fartøyene som i dag trafikkerer rutene, MS Sylvarnes, MS Fjordglytt og MS Tansøy (fra oversikt i Tabell 47 i Rambølls rapport). Sammenfattet estimerer Rambøll følgende merkostnader for nullutslipp for disse tre fartøyene:

- MS Sylvarnes (Florø - Måløy): Hydrogendrift 18 MNOK/år, batterielektrisk drift 7,5 / 11,5 MNOK/år
- MS Fjordglytt (Florabassenget): Hydrogendrift 19 MNOK/år, batterielektrisk drift 8 / 12 MNOK/år
- MS Tansøy (Ortnevikrutene): Hydrogendrift 16 MNOK/år, batterielektrisk drift 7 / 9 MNOK/år

De to verdiene for batterielektrisk drift gjelder ved hydrofoil (lavest) og katamaran (høyest). Ettersom batterielektrisk kommer ut som det billigste alternativet, ser vi videre kun på dette for disse rutene. Fylkeskommunen har også anslått kostnader for batterielektrisk drift i rutepakken.

En sammenfatting av kostnadstall fra Rambølls analyse og SFFKs eget kostnadsoppsett er gitt i Tabell 3.

**Tabell 3: Ulike kostnadskomponenter benyttet av Rambøll og Sogn og Fjordane fylkeskommune i kostnadsanslagene for rutepakke 2**

Kostnadselement		Rambølls estimat	SFFKs estimat	DNV GL vurdering
Fartøypriser (70-90 PAX, 7-10 PBE)	Nybygg, merinvestering batterielektrisk	Rundt 35 MNOK, noe varierende for de tre aktuelle fartøyene <sup>3</sup>	30 MNOK (merinvestering for batteri) + 20 MNOK generell økt byggekostnad sammenlignet med dagens standard	Rambøll ser ut til å ha benyttet en battericellepris på 5580 NOK/kWh + effektkomponent 1784 NOK/kW som utgangspunkt. Vi har erfart at effektiv battericellepris inkl. alle komponenter og installasjon for ferjer ofte er prissatt betydelig høyere enn det disse enhetskostnadene tilsier.
Infrastruktur	Anleggsbidrag	-	3 MNOK	Ikke urimelig anslag ved

<sup>3</sup> Så vidt vi kan se fra rapporten er dette total merinvestering sammenlignet med dagens eksisterende fartøy, inkludert nybyggkostnad for konvensjonelt fartøy. Tallet gjelder for hydrofoibåt – noe høyere pris for katamaran.

Kostnadselement		Rambølls estimat	SFFKs estimat	DNV GL vurdering
for batterielektrisk fremdrift				mindre nettoppgraderinger
	Ladeplugg	-	7,5 MNOK	Rimelig anslag for sammenlignbare systemer, eks. for ferje. Tekniske løsninger for ladeplugg for hurtigbåter er imidlertid usikre.
	Batteribank/lading	68 MNOK / 18 MNOK <sup>4</sup>	25 MNOK (batteribank)	Rambølls anslag for batteribank er rundt det dobbelte av fylkeskommunens, og etter vår vurdering mer realistisk.

Generelt er det tatt utgangspunkt i bruk av batteribanker da det ikke er klart hvor høy effekt som leveres ved de ulike kaiene til eventuell direkteledning (bortsett fra Ortnevik).


Fylkeskommunen har gjort følgende anslag for samlede merkostnader for batterielektrisk drift på de tre fartøyene:

- En total merinvesteringskostnad på 50 MNOK per fartøy (30 MNOK for batteri og 20 MNOK for generell økt nybyggkostnad) gir en merkostnad på **16 MNOK/år** for tre batterifartøy inkludert kapitalkostnader og med avskrivning over 14 år.
- Investeringer i infrastruktur gir en merkostnad på **12,6 MNOK/år**.
- Driftsbesparelse for alle tre fartøyene er estimert til **3,3 MNOK/år** ved overgang til strøm – samme forutsetninger som for rutepakke 1 er benyttet (strømpris og 15 % økt energibehov på grunn av økt vekt).

Netto anslår da fylkeskommunen en merkostnad på **25,3 MNOK/år** for nullutslipp på rutepakke 2. Merinvesteringskostnaden fylkeskommunen antar for batterifartøy (30 MNOK) synes å være basert på informasjon fra Trøndelagsprosjektet, og samsvarer med Rambølls estimat. Igjen er DNV GL av den oppfatning at infrastruktur er det mest usikre aspektet som gjør at merkostnaden kan være underestimert. Fylkeskommunen skriver i en kommentar at batteribanken er stor i Florø (15 MW – menes det her MWh?) på grunn av betjening av to fartøy samtidig, mens den er 5 MW (MWh?) for de øvrige kaiene. DNV GL kjenner ikke energibehovet til rutene, men Figur 6 i Rambølls rapport viser spesifikt energiforbruk (kWh per PAX-km) på 0,30 og 0,13 for 100 PAX for henholdsvis konvensjonelt skrog og hydrofoil. Med en rundtur rundt 50 km for rutene (Tabell 52 i Rambølls rapport) kan det svært forenklet anslås et energibehov på  $0,3 \times 100 \times 50 = 1,5$  MWh for hver rute med konvensjonelt skrog og rundt halvparten for hydrofoil. En batteribank på 5 MWh virker da rimelig å anta, men kostnaden på 25

<sup>4</sup> 68 MNOK gjelder batteribank inkl. ladeplugg og 20 % påslag for bygging, 18 MNOK gjelder direkteledning for én kai der dette skal være bekreftet som mulig (Ortnevik). Anleggsbidrag er ikke inkludert, men Rambøll anbefaler at 1,5 MNOK legges inn for dette.





**Side 17 av 18**

MNOK synes å være altfor lav. Våre anslag basert på faktiske batteribankinstallasjoner til maritim bruk ligger på det dobbelte, som også virker noenlunde i tråd med Rambølls estimat. Det skal sies enhetskostnadene for batteribanker til landbasert bruk (kraftnettet) i Europa ligger lavere og mer i tråd med det fylkeskommunen har estimert.

## VEDLEGG B – UTDRAK FRA KONKURANSEGRUNNLAGET FOR HALSA-KANESTRAUM

### Sambandsspesifikke miljøkrav: Null- og lavutslippsteknologi

Minimum 95 pst. av energiforbruket til de tre hovedfartøyene på sambandet skal komme fra nullutslippsteknologi. Energiforbruket knyttet til drift av de tre hovedfartøyene skal i ruteproduksjon eller ved kailigge hentes fra nullutslippsløsninger. Energibærere (som f. eks. hydrogen og ammoniakk) som ikke er produsert med strøm fra det nordiske el-nettet må tilfredsstille CO<sub>2</sub>-krav i pkt. 3.2.3.

Dersom et hovedfartøy under ruteproduksjon ikke mottar planlagt lading ved et kailigge skal hovedfartøyet likevel gjennomføre minimum en rundtur (ferjekai A – ferjekai B – ferjekai A) ved bruk av nullutslippsløsninger ombord på fartøy. Det åpnes likevel for at inntil 5 % av samlet årlig energiforbruk på hovedfartøyene, kan komme fra generator drevet på biodrivstoff/LNG. Ruteproduksjon skal utføres selv om hovedfartøyene ikke mottar strøm fra land. Dersom hovedfartøyene ikke mottar strøm fra land i mer enn 24 timer og dette ikke skyldes forhold Operatør svarer for gjelder følgende:

- Bruk av biodrivstoff/LNG vil ikke inngå i den maksimalt tillatte andelen på 5 % biodrivstoff/LNG
- Det vil ikke sanksjoneres for økt energiforbruk
- Oppdragsgiver vil dekke dokumenterte merkostnader for bruk av annen energikilde

### 3.2.3 CO<sub>2</sub>-krav

For energibærere (som f. eks. hydrogen og ammoniakk) som ikke er produsert med strøm fra det nordiske el-nettet må tilbyder dokumentere at:

- Hele produksjonskjeden<sup>1</sup> skal ikke generere mer CO<sub>2</sub> utslipp, enn 130 g CO<sub>2</sub> per kWh. For å dokumentere dette skal Operatør, innen 3 måneder før energien benyttes, levere livsløpsanalyse basert på følgende standarder;
  - NS-EN ISO 14040:2006 Miljøstyring – Livsløpsvurdering – Prinsipper og rammeverk.
  - NS-EN ISO 14044:2006 Miljøstyring – Livsløpsvurdering – Krav og retningslinjer.
- Livsløpsanalysen må være godkjent av en uavhengig EPD-verifikator, som er godkjent av en fullverdig medlem av ECO Platform (bl.a. EPD-Norge).
- Data for elektrisitet benyttet ved produksjon (når dette ikke er med strøm fra det nordiske el-nettet), skal vise fysisk forbruk, justert for import, direkte utslipp, tap fra infrastruktur og overføringstap (el-miks). Dokumentasjon som viser grunnlag og beregning av relevant el-miks skal fremgå av livsløpsanalysen.