

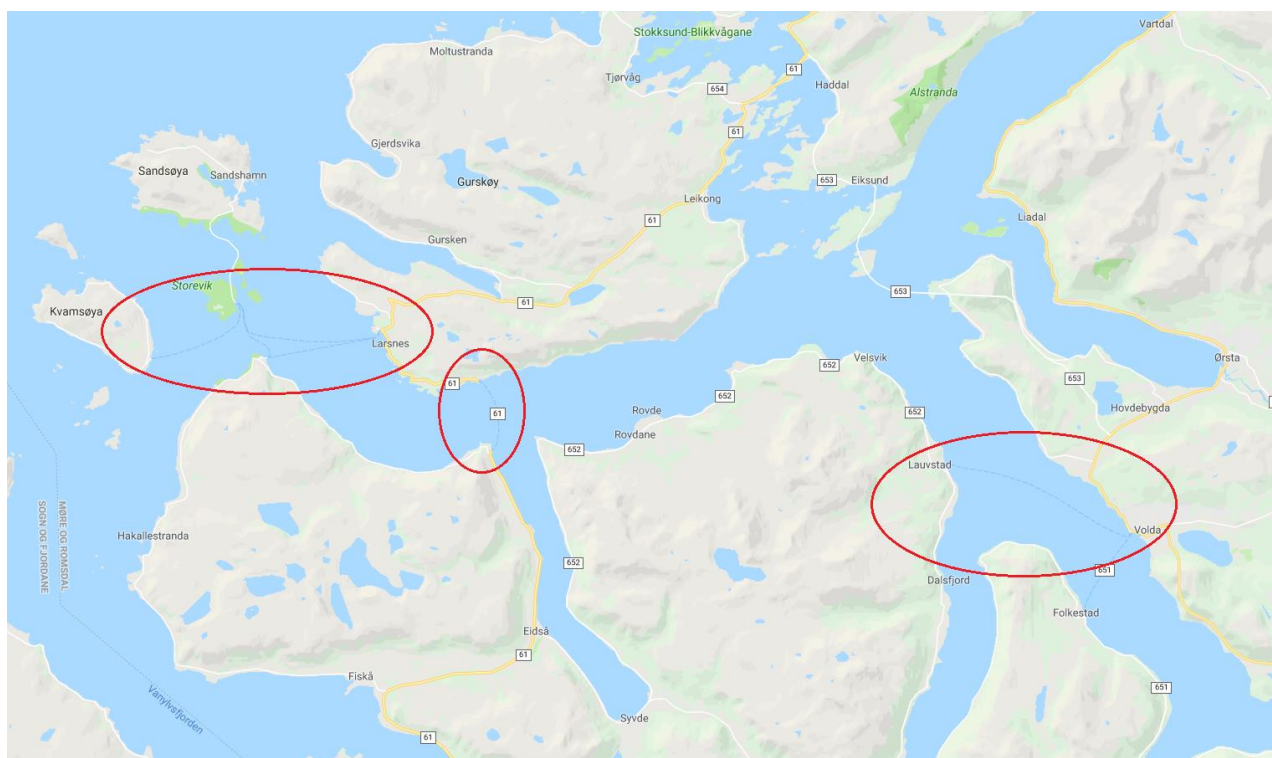
Memo til:
Victor Størdal
Statens vegvesen
Kopiert til:
-

Memo Nr.: 11826M4U-9/ JOFRIDA, rev. 1
Fra: Alvar Mjelde
Dato: 2018-10-04
Skrevet av: Joakim Frimann-Dahl og
Beate Norheim

Kartlegging av energibehov og infrastruktursituasjon på kaiene for Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya, Årvik-Koparnes og Volda-Lauvstad

1 GENERELT

Figuren nedenfor viser de tre fergesambandene som er omtalt i dette memoet; Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya, Årvik-Koparnes og Volda-Lauvstad. Her presenteres en kartlegging av energibehov og vurderinger knyttet til elektrifisering, inkludert kostnadsberegninger for nettoppgradering til kaiene i disse sambandene.





Side 2 av 29

Rapporten er strukturert som følger:

- I kapittel 2 beskrives den generelle fremgangsmåten for å estimere energibehovet for et fergesamband ved bruk av operasjonsprofiler.
- Kapittel 3 beskriver kraftforsyningen og gir generelle betraktninger relevant for alle sambandene.
- Kapittel 4 tar for seg metodebeskrivelse for estimering av kostnader knyttet til ny fergeutlysning og inkluderer en gjennomgang av antagelser og grunnlaget for disse.
- Kapittel 5 til 7 gjennomgår rutetabeller, energibehov, kraftforsyning og kostnader for oppgradering av infrastruktur for hver av sambandene.

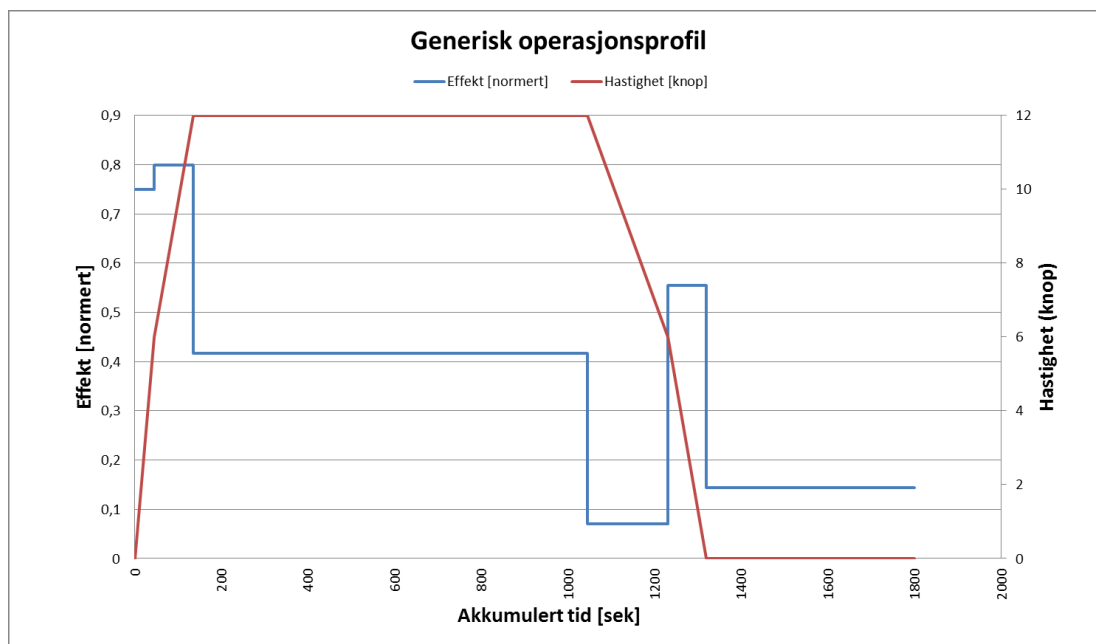
2 ENERGIBEHOV VED ELEKTRIFISERING AV FERGE

Hensikten med dette notatet er å presentere en kartlegging av muligheten for elektrisk drift og behovet for elektrisk kraft for drift av dagens fergeruter ved hjelp av elektriske batteriferge. Videre kartlegges tilgjengeligheten av elektrisk kraft ved kaiene i dag. Følgende alternativer er mulig for elektrifisering av fergedriften:

- Helelektrisk drift med hurtiglading direkte fra strømmettet.
- Helelektrisk drift med batteribank på land som hurtiglader ferge.
- Plug-in hybrid drift med hurtiglading direkte fra strømmettet.
- Plug-in hybrid drift med batteribank på land som hurtiglader ferge.

Behovet for elektrisk kraft er beregnet basert på energimengden som er påkrevet for å operere en ferge over en gitt distanse. Denne energimengden er avhengig av en rekke variabler foruten selve distansen. Ved jevn fart er energimengden som skal til for å holde denne farten avhengig av våt overflate (friksjonsmotstand) og skrogform (bølgemotstand). Videre beregner vi energibruk for en fergestørrelse tilsvarende den som i dag opererer på de aktuelle strekningene.

For relativt korte strekninger, som er typisk for bilferger, er det ikke tilstrekkelig å anta en konstant fart for beregning av energimengde for overfarten. Man er isteden nødt til å modellere effektene av endepunktene (manøvrering, akselerasjon, retardasjon, manøvrering og liggetid i havn) i tillegg til selve overfarten. Vi antar at alle faktorer for akselerasjon og manøvrering er felles for strekningene.



Figur 2-1 Illustrasjon av en generisk driftsprofil for 120 PBE ferge (én overfart).

Generiske verdier for gjennomsnittshastigheter for manøvrering til og fra kai, akselerasjon og retardasjon ble brukt for å finne overfartshastigheten. Tid i landligge er hentet i tilgjengelige rutetabeller og i noen tilfeller justert slik at modellerte transithastigheter samsvarte bedre med reelle transithastigheter.

Basert på driftsprofilen, distanse og rutetabell for hver enkelt strekning, er energibehovet beregnet. Estimatenes er ment å gi et bilde av hva konvensjonelle ferger trenger av energi for operasjon på

Side 4 av 29

sambandet. Det vil av flere grunner være store variasjoner i faktisk energibruk mellom spesifikke ferger, så operatørene må naturligvis gjøre egne vurderinger for sine fartøy.

Generelt er det en utfordring med kort liggetid ved kai hvis strekningen skal betjenes av en helelektrisk ferge eller en ferge med høy andel av lading fra land. For å lade nok strøm til overfarten er det ofte ønskelig med opp mot 10 minutter liggetid ved kai. Dette er fordi det tar tid med oppkoblingen til ladestasjonen, oppnåelse av tilstrekkelig effekt i overføringssystemet, selve strømovertøringen, effektreduksjon og frakoblingen før fergeren kan legge fra kai. Elektrisk drift er imidlertid også ofte mulig med kortere liggetider.

Tilnærming til undersøkelsen av enkeltsamband:

I gjennomgangen av de aktuelle sambandene nedenfor vises de nye ruteplanene og liggetider grafisk. I tillegg er det i tabeller gitt forenklede oversikter over mulighetene for kraftoverføring med gitte rammebetingelser. Det understrekes at verdiene for energi- og effektbehov er estimerer og eventuelle begrensninger i effektoverføring i ladeplugg mv. ikke er vurdert nærmere.

Bruk av batteribank på land vil redusere nødvendig effekt fra strømnettet til batteribanker på land, sammenlignet med lading av ferge direkte fra strømnettet. En slik løsning kan ha flere fordeler slik som lavere kostnader for effekt (effektled i strømprisen), lave spenningsvariasjoner i strømnettet, potensiell energireserve i batteribank ved kortvarig utfall i strømforsyningen, osv. Installasjon av batteribank på land vil imidlertid gi en ekstra kostnad ved installasjon og økte vedlikeholdskostnader, samt at det må forventes at en batteribank har kortere teknisk levetid enn en oppgradering av nettet.

3 KRAFTFORSYNING

Elektriske ferger kan påvirke kraftsystemet i stor grad, spesielt ved bruk av direkteledning. Det er ofte store energi- og effektbehov¹ på kaiene sammenlignet med etablert kraftforbruk i området, og kaiene ligger ofte på radialer («avstikkere» fra nettet), hvor nettkapasiteten er lavere. I tillegg kan høye effektbehov utløse investeringsbehov lenger bak i nettet. Det faktiske effektbehovet vil være avhengig av tid tilgjengelig for lading, hvorvidt det velges en batteribank på land eller ikke, hvor mange ferger som skal lades fra samme kai, samt energibehovet – som beskrevet i kapittel 2.

Hvor mye av investeringskostnadene som må dekkes av kunden – anleggsbidraget - avgjøres av hvor mange kunder som har nytte av oppgraderingen. Ettersom fergekaiene ofte ligger ytterst på radialer og det som regel er nytt forbruk som krever helt ny infrastruktur, vil ofte hele investeringskostnaden tilfalle kunden. For å estimere kostnadene for nettoppgraderinger kreves beregninger av det lokale nettselskapet for å fastslå ledig kapasitet i nettet (linjer og transformatorer), og dermed hvor stor andel av nettinfrastrukturen frem til kaia som må oppgraderes. Det vil også være behov for en nettstasjon i nærheten av kaia, som kobles til kraftnettet på høyspentsiden. Nettstasjonen vil inneholde en transformator for å transformere ned spenningen til det nivået som kreves av ladeutstyret, samt annet utstyr påkrevet av nettselskapet. I tillegg kommer mindre kabling fra lavspentsiden av nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia. DNV GL anslår at den totale kostnaden for dette er 1 MNOK, et anslag som tar høyde for usikkerheten rundt valg av ladeutstyr og dets spenningsnivå. I de tilfellene der nettoppgraderingskostnadene er estimert innenfor et intervall er middelveiden benyttet.

3.1 Direkteledning eller lading via batteribank på land?

Bruk av batteribank på land vil redusere nødvendig effekt fra kraftnettet til batteribanker på land, sammenlignet med lading av ferge direkte fra strømmettet. En slik løsning kan ha flere fordeler slik som lavere kostnader for effekt (forklart nærmere videre i kapitlet), lave spenningsvariasjoner i strømmettet og potensiell energireserve i batteribank ved kortvarig utfall i kraftforsyningen. Installasjon av batteribank på land vil imidlertid gi en ekstra kostnad ved installasjon og økte vedlikeholdskostnader, samt at en batteribank har kortere teknisk levetid enn nettoppgraderinger.

Direkteledning vil føre til et høyere effektbehov og kreve større kapasitet i nettet. Fra et kraftsystemperspektiv representerer direkteledning av ferger et lite gunstig forbruk. Opp- og nedtrapping til høye effekter kan gjøre det krevende å opprettholde leveringskvaliteten i området – dog ikke teknisk umulig². Slitasjen dette vil påføre komponenter i kraftsystemet over tid er heller ikke kartlagt.

Med tanke på nettleiekostnaden for de ulike måtene å lade på er ikke disse forskjellene synlige med dagens praksis for beregning av nettleie. I utgangspunktet består nettleie for høyspent i dag blant annet av et effektledd, basert på det høyeste målte effektbehovet i en måned for å bedre gjenspeile belastningen på kraftsystemet. I praksis er høyt forbruk over korte perioder (som ved direkteledning) lite utbredt, og derfor blir effektuttaket målt som et gjennomsnitt over en time. Med andre ord vil for eksempel 6 minutters direkteledning på én time bli målt til en tiendedel av den momentane effekten – som nettet må dimensjoneres og driftes for. Dette innebærer at nettleien en kunde med høyt forbruk over korte perioder må betale ikke reflekter netteiers faktiske kostnader.

Ettersom nettselskapene er monopolvirksomheter fastsetter NVE deres tillatte inntekter, og dette skal dekkes inn gjennom nettleie. Dersom én kunde fører til økte kostnader for nettselskapet men inntektene

¹ Energi og effekt henger sammen slik: Energi = effekt x tid. Dersom man vil dekke et gitt energibehov på kort tid vil det kreve høyere effekt enn dersom man bruker lenger tid.

² Forutsatt innmating av reaktiv effekt ved uttak av aktiv effekt (lading).

fra kunden ikke øker tilsvarende, vil konsekvensen være at øvrige kunder, slik som husholdninger, næring etc. får økt nettleie for at nettselskapet skal få dekket sine utgifter.

Fra myndighetenes side er det fokus på likebehandling av alle kraftforbrukere i Norge. NVE har varslet at det i 2018 kommer et forslag til forskriftsendring av tariffer på høring, som innebærer at kundens effektforbruk vil være bestemmende for hoveddelen av nettleien for alle forbrukere. Dette kan medføre at nettleien i hovedsak vil bestemmes av kapasiteten i nettet kunden legger beslag på – lignende et bredbåndsabonnement. Argumentet er nettopp at nettleien bedre skal gjenspeile belastningen den enkelte forbruker utgjør på kraftnettet, og vil slå negativt ut for direkteledning.

3.2 Beregning av nettleie

Som nevnt i kapittel 3.1 fastsetter NVE tillatt inntekt for nettselskapene, som nettselskapene igjen krever inn gjennom nettleie. Nettselskapene står imidlertid relativt fritt til å velge struktur på nettleien, for eksempel størrelsen på effektledd kontra energiledd. Nettleien kan derfor variere fra kai til kai på samme samband.

I beregningene for økonomisk resultat er det antatt en total kostnad for kraftpris og nettleie på 55 øre/kWh. Gjennomsnittlig kraftpris for området i 2012-2016 var omtrent 30 øre/kWh, og det er da antatt gjennomsnittlig nettleie på 25 øre/kWh. Til sammenligning blir også nettleien med dagens satser ved gjennomsnittlig effekt (dagens praksis, se kapittel 3.1) og momentan effekt presentert i underkapitlene.

Det må også tas høyde for at tariffstrukturen sannsynligvis vil bli endret i 2018/19 slik at effektuttaket utgjør en større del av beregningsgrunnlaget for nettleien enn i dag. Dette kan føre til at forskjellen i nettleie mellom høyere (direkteledning) og lavere (batteribank) effektuttak blir enda høyere enn i dag. Enkelte steder kan også nettselskapet bli nødt til å gjøre mindre justeringer i nettleien ettersom det store forbruket fra elfergene kan skape ubalanse mellom deres faktiske og tillatte inntekt.

3.3 Leveringssikkerhet og utkoblbar tariff

På mellomlang sikt (timer) vil en fullelektrisk ferge være avhengig av tilgang på elektrisk kraft, og eventuelle bortfall i denne størrelsesordenen vil hindre driften. Dette gjelder uansett ladeløsning. På kort sikt (minutter) kan imidlertid en batteriløsning sørge for at driften kan opprettholdes, dersom batteribanken på land er dimensjonert for å lagre noe mer energi enn det som er absolutt nødvendig for normal drift. Dette vil ofte være tilfellet uansett, med hensyn til operasjonell sikkerhet og levetid.

En hybridferge vil være uberørt av eventuelle bortfall, og driftes med alternativt drivstoff dersom kraftforsyningen skulle svikte. Utkoblbar tariff, som gir en lavere nettleie mot at kraftforsyningen kobles fra i ekstreme situasjoner hvor nettet er spesielt belastet kan også være aktuelt med en hybridferge. Dette vil normalt gi besparelser i størrelsesordenen 20-50% på nettleie.

4 KOSTNADER OG ANTAGELSER FOR LAV- OG NULLUTSLIPPSLØSNINGER

I beregningen av forventede årlige merkostnader for de ulike relevante løsningene har DNV GL benyttet en modell som har vært utviklet i forbindelse med bistand til Hordaland fylkeskommune. Modellen beregner og hensyntar alle forventede investeringskostnader, samt operasjonelle besparelser og kostnader. Besparelser og kostnader fordeles ut i tid basert på antagelser om levetider og nedskrivningstider. Økte PBE-kapasiteter vil ha betydning på totaløkonomien sammenlignet med operatørs nåværende inntekter og utgifter.

DNV GL har gjort vurderinger av kostnader for ombygging av eksisterende skip. Tiltakskostnadene er basert på et antatt ombyggingsprosjekt hvor det er lagt til 20% på miljøtiltakskostnadene om bord, i forhold til det vi ville antatt for et nybygg. Anslaget er basert på et design som er hensiktsmessig mtp. ombygging, men den tillagte merkostnaden kan i realiteten være lavere (nybygg) eller høyere. Batteripakken er antatt å ha en nedskrivningstid på 10 år. Stålskrog er brukt i beregningene av energibehov.

Det er lagt til grunn en kapitalkostnad/diskonteringsfaktor på 5,5% i beregningene. Potensialet for støtte fra NO_x-fondet og Enova er estimert basert på dagens modeller og DNV GLs erfaringer. NO_x-fondets praksis og retningslinjer er i stadig utvikling og det er viktig at fylkeskommunen tidlig går i dialog med fondet. NO_x-fond-støtte er ikke tatt med i resultatet over kontraktperioden. Støtteordningene bedrer resultatet for batteriløsninger vesentlig. Potensialet for Enova-støtte kan være noe underestimert ettersom Enova så langt har vurdert samband/sambandspakker samlet sett, mens alle støttekriterier er vurdert på fergenivå i beregningene som presenteres i dette notatet. Antatt støttesats fra Enova er 2,15 kr/kWh fossil fuelreduksjon.

I de økonomiske beregningene er resultatene sammenlignet mot et grunnlag med konvensjonell MGO som drivstoff. MGO-prisen er satt til 5500 NOK/tonn, som er noe over dagens nivå. Antatt endring i drivstoffkostnader for batteri (helelektrisk) sammenlignet med MGO er 50% reduksjon. Dette tilsvarer en total strømpris (kraftpris + nettleie) på omtrent 55 øre/kWh. Merk at reduksjonsfaktoren tar hensyn til energitetthet i energibærerne og virkningsgrad på teknologien. Kontraktperioden er antatt å være 10 år.

Energibesparelser fra automatisk fortøyning er beregnet for hvert enkelt samband og ligger i alle tilfeller mellom 0-2%. Denne energibesparelsen er tatt med i videre beregninger og kostnadene for automatisk fortøyning er inkludert i økonomisk resultat for alle sambandene.

Batteribank på land er antatt brukt for alle elektrifiseringsløsningene i dette notatet og vil således være inkludert i de økonomiske resultatene. Størrelse på batteriet vil variere med energibehovet til fergene, antall opp- og utladninger samt lade- og utladningstid. Det må dimensjoneres for en bruk av batteriet som sikrer minimal degradering av batteriet. For batterier på fergene og batteribanker på land er det anslått kostnader for det billigste alternativet av litium-ion- og litium-titanat-batterier, ettersom de to alternativene vil variere i størrelse og pris per kWh (se Tabell 4-1).

Side 8 av 29

I hvert sambandskapittel vises forventet kostnadsøkning for fylkeskommunen. For å kunne sammenligne lønnsomheten i de ulike sambandene på tvers, og gjøre oppdragsgiver i stand til å vurdere hvilke prosjekter man får mest igjen for, med ulike miljøinvesteringer, er sambandenenes kostnadseffektivitet/tiltakskostnad (årlig kostnadsendring/tonn CO₂ redusert over kontraktperioden) angitt. Disse verdiene er angitt inklusive og eksklusive støtte fra Enova, for å gjøre tallene sammenlignbare med andre tilsvarende utlysninger for Statens vegvesen og øvrige fylkeskommuner. Beregningen av kostnadseffektivitet gjøres etter følgende metodikk:

$$KostEff = \frac{\Delta MiljøKost}{\Delta CO_2} = \frac{\sum \Delta CAPEX + \sum Støtte + \sum \Delta OPEX}{\Delta CO_2}$$

En oppsummering av de mest sentrale kvantitative forutsetningene som er benyttet i analysen er vist i tabellen under.

Tabell 4-1: Oversikt over antagelser brukt i analysene

Parameter	Verdi
MGO-pris [NOK/tonn]	5500
Rentesats [%]	5,5 %
Systemvirkningsgrad, elektrisk drift	87,5 %
Spesifikt drivstofforbruk, dieselmaskineri [tonn/MWh]	0,22
Avskrivningstid nybygg	25 år
Avskrivningstid batteri	10 år
Kontraktperiode	10 år
Batterikostnad [NOK/kWh] (avhenger av batteriteknologi; tre ulike kvaliteter av NMC, samt LTO) (Det er forenklet antatt et påslag for nødvendige komponenter på land (én per kai) og på fergene (to per båt) til US\$160/kW ladeeffekt)	NMC lav: 4 800 (C-rate <1) NMC medium: 6 000 (C-rate <3) NMC høy: 8 000 (C-rate, lading < 3; C-rate, utlading < 6) LTO: 12 000 (C-rate, lading < 5; C-rate, utlading < 8)
Enova-støttesats [NOK/kWh fossil fuelreduksjon]	2,15

5 LARSNES – ÅRAM – VOKSA – KVAMSØYA

5.1 Energi- og effektbehov for sambandet

Sambandets delstrekninger Larsnes-Åram, Åram-Voksa og Voksa-Kvamsøya er henholdsvis 4,1 km, 2,5 km og 4,0 km lange. Det betjenes i dag av en 35 PBE-ferge (M/F Kvam). I dette memoet har DNV GL tatt utgangspunkt i 35 PBE. Oppdragsgiver vurderer imidlertid en kapasitetsøkning til 50 PBE, så vurderinger for 50 PBE er også lagt inn. Overfartstider for strekningene er anslått til henholdsvis omtrent 14 min, 10 min og 14 minutter, som resulterer i transithastigheter mellom 11 og 12 knop på alle delstrekninger. Liggetider ved kai er svært korte, ofte under ett minutt, i alle kaier unntatt Kvamsøya, hvor minste liggetid er omtrent fem minutter. Rutespesifikke data med forbruk er spesifisert i Tabell 5-1.

Tabell 5-1 Spesifikke sambandsdata; Larsnes-Åram, Åram-Voksa og Voksa-Kvamsøya

Overfartstid [min]	14, 10, 14
Dimensjonerende liggetid [min]	~1 (Larsnes, Åram, Voksa) 5 (Kvamsøya)
Distanse [km]	4,1, 2,5 og 4,0
Transithastighet [kn]	11-12
Antall overfarter per år*	7091 (alle delstrekninger)
Energibehov per overfart [kWh] (35 PBE/50 PBE)	130, 90, 130 / 150, 100, 160
MGO-forbruk per år [tonn] (35 PBE/50 PBE)	540 / 640
CO ₂ -utslipp per år [tonn] (35 PBE/50 PBE)	1730 / 2070
Forbruksandel av Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya, Årvik-Koparnes og Volda-Lauvstad	36%

*Tar ikke hensyn til helligdager

I Tabell 5-2 vises effektbehovet per kai for sambandet (for 35 PBE) ved henholdsvis forsyning fra batteribank og direktelading. Det er lagt til grunn en ladetid på 3 minutter (5 minutter for Kvamsøya), men med overfartstider og energibehov som listet i Tabell 5-1 – se kapittel 5.4 for forklaring. I dette notatet er det satt opp lading i alle fire kaiene. Det skyldes at ladeeffektene for batteriet om bord vil bli svært høye med lading i færre kaier. Dette blir beskrevet nærmere i kapittel 5.4.

Tabell 5-2 Samlet oversikt over effektbehov per kai for full-elektrisk drift, Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya

Kai	Ladetid [min]	Dimensjonerende energibehov per overfart [kWh]	Estimert effektbehov ved fullelektrisk drift [MW]	
			Batteribank*	Direktelading
Larsnes	3	130	0,09	2,6
Åram	3	130	0,15	2,6
Voksa	3	130	0,17	2,7
Kvamsøya	5	130	0,09	1,6

* Maksimalverdier for de fire kaiene er benyttet ved beregning av effektbehov for batteribank

5.2 Kraftforsyning

Kaianleggene på Larsnes, Åram, Voksa og Kvamsøya ligger i Mørenetts konsesjonsområde. Mørenett eier og drifter også regionalnettet i området. Opplysningene om kraftforsyning er basert på innspill fra netteier. Det understrekes at det er forbundet stor usikkerhet knyttet til kostnadsestimatene som er oppgitt ettersom det, pga. den korte tidsfristen, ikke var mulig for netteierne å utarbeide annet enn grove estimater. Netteier påpekte også at det var behov for mer detaljerte analyser, deriblant dynamiske, for å fastsette eksakte kapasitetsgrenser og oppgraderingsbehov i eksisterende nett.

Elektrifisering av sambandet Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya må sees i sammenheng med elektrifisering av sambandet Årvik-Koparnes og Volda-Lauvstad ettersom forsyningen i Åram, Koparnes og Lauvstad er tilknyttet samme distribusjonsnett. Larsnes, Voksa og Kvamsøya er også tilknyttet samme transformatorstasjon som Årvik.

5.2.1 Dagens infrastruktur og investeringsbehov

Kaianleggene på Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya forsynes alle via hvert sitt 22 kV distribusjonsnett. Netteier, Mørenett, opplyser om at det er begrenset kapasitet både i lavspentnettet som forsyner kaianleggene og i transformatoren (Gursken) som knytter kaianleggene opp mot nærliggende regionalnett. De har imidlertid ikke formidlet at det eksisterer begrensninger i overliggende nett (regionalnettet), vi antar derfor i denne sammenheng at det er tilstrekkelig med kapasitet i dette nettet.

Fergekaiene på dette sambandet, med unntak av Åram, blir forsynt via samme transformatorstasjon, Gursken. Det er begrenset med kapasitet både i ledningsnettet og den aktuelle trafoen til å levere etterspurt effekt ved en fullelektrisk direktelading. Dette skyldes både at det er relativt kort liggetid ved de ulike kaiene samt lite tilgjengelig effekt, det er estimert at ledig kapasitet i nettet er ca. 0,3-0,5 MW per kai. Den aktuelle trafoen på Gursken må byttes ut om det er ønske om kapasitet utover dette, og kostnad for dette er estimert til 50 MNOK (ca. 25 MNOK i anleggsbidrag). Ved større effektuttak (direktelading) vil det kreves at dagens 22 kV distribusjonsnettslinje fra Gursken transformatorstasjon ut til de aktuelle kaiene oppgraderes. Dette vil i prinsippet innebære en større oppgradering av hele lavspentnettet i området. Kostanden for dette er estimert til ca. 100 MNOK (inkludert transformator), med et estimert anleggsbidrag på ca. 60-70 MNOK. Dette er en investering de nærliggende sambandene ville nytt godt av, så kostanden for dette ville kunne ligge 10-20 MNOK per kai hvis alle de tre fergesambandene i umiddelbar nærhet elektrifiseres. Hvis antall kaier som elektrifiseres reduseres, f.eks. ved at det kun lades i en havn, vil denne felleskostnaden (10-20 MNOK) øke da kostanden fordeles på færre kaier. Dette er basert på svært grove analyser, og tallene er derfor svært usikre.

Alternativet med direktelading er derfor vurdert som uaktuelt for dette fergesambandet som følge av at det vil kreve nettoppgraderinger som innebærer svært høye kostnader.

Larsnes

Kaianlegget på Larsnes forsynes i dag av et 22 kV lavspentnett. Nettet ut til kaianlegget er koblet til nærliggende 66 kV høyspentnett via nettstasjonen lokalisert i Gursken, samme distribusjonsnett som Årvik, Voksa og Kvamsøya kaianlegg. Elektrifisering av sambandet må derfor sees i sammenheng med elektrifisering av øvrige samband i samme nettområdet.

Netteier har opplyst om at det er ca. 0,5 MW med ledig kapasitet ved Larsnes. Effektbehovet for lading av batteribank er estimert til 0,09 MW, altså er bør det være tilstrekkelig kapasitet til en fullelektrisk løsning via batteribank. På dette kapasitetsnivået vil det eneste nødvendige tiltaket være å trekke en ny 22 kV høyspentkabel på Larsnes kai. Et grovt estimat av anleggsbidraget for dette tiltaket er estimert til 1,3 MNOK.

Side 11 av 29

Ved større effektuttak (direktelading) kreves det at dagens 22 kV distribusjonsnettslinje fra Larsnes til Gursken transformatorstasjon oppgraderes. I tillegg vill vil det være behov for å øke kapasiteten på transformator i Gursken, enten ved å oppgraderinger av eksisterende trafo eller å kjøpe en ekstra. Estimert anleggsbidrag for dette tiltaket er estimert til 25 MNOK. Det er et eldre nett i området, der store deler av nettet ble bygget ut på 1960- og 70-tallet. Det er derfor forventet at deler av nettet vil kunne bli skiftet ut i løpet av en ti- til tjueårs periode. Dette kan medføre at anleggsbidraget kan bli noe redusert, men i hvor stor grad er usikkert. Ved utbedring av større deler av distribusjonsnettet i området, som beskrevet i Avsnitt 5.2.1, vil total kostanden kunne fordeles på flere kaier. I et slikt tilfelle vil anleggsbidraget grovt estimert bli 10-20 MNOK.

Kostnaden knyttet til lokale tiltak på kaia, mindre kabling fra lavspentsiden av nærliggende nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia, er estimert til 1 MNOK.

Åram

Kaianlegget på Åram forsynes i dag av et 22 kV lavspennnett. Lavspennnettet som forsyner kaianlegget er koblet til nærliggende 66 kV høyspentnett via 66/22 kV transformatorer lokalisert Åheim. Elektrifisering av sambandet må sees i sammenheng med elektrifisering av øvrige samband i samme nettområdet.

Netteier har opplyst om at det er ca. 0,5 MW med ledig kapasitet ved Åram. Effektbehovet for lading av batteribank er estimert til 0,15 MW, altså er bør det være tilstrekkelig kapasitet til en fullelektrisk løsning via batteribank. På dette kapasitetsnivået er det eneste nødvendige tiltaket innebære å trekke en 500 meter ny 22 kV høyspentkabel på Åram kai. Et grovt estimat av anleggsbidraget for dette tiltaket er estimert til 1,3 MNOK.

Ved større effektuttak (direktelading) vil det utløse behov for ytterligere oppgradering i området, noe netteier opplyser at vil innebære svært høye kostnader (>20 MNOK). Dette alternativet forventes dermed å være urealistisk. Nærmere beregninger må gjennomføres før dette kan slås fast.

Kostnaden knyttet til lokale tiltak på kaia, mindre kabling fra lavspentsiden av nærliggende nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia, er estimert til 1 MNOK.

Voksa

Voksa kaianlegget er lokalisert på øyen Voksa, og er tilknyttet et 22 kV distribusjonsnett som er matet via sjøkabel fra Gursken transformatorstasjon.

Netteier har opplyst om at det er ca. 0,4-0,5 MW med ledig kapasitet ved Voksa. Dette estimatet er svært usikkert, ettersom det er et svakt nett i området med til tiders store utfordringer knytte til spenningsregulering. Effektbehovet for lading av batteribank er estimert til 0,17 MW, altså er bør det være tilstrekkelig kapasitet til en fullelektrisk løsning via batteribank. På dette kapasitetsnivået vil imidlertid det eneste nødvendige tiltaket, forutsatt at fergen kan tilby reaktiv kompensering i tilknytningspunktet, innebære å trekke en 400 meter ny 22 kV høyspentkabel på Voksa kai. Et grovt estimat av anleggsbidraget for dette tiltaket er estimert til 1,3 MNOK.

Ved større effektuttak (direktelading) kreves det at dagens 22 kV distribusjonsnettslinje, 9 km luftlinje og 6 km sjøkabel, fra Voksa til Gursken transformatorstasjon oppgraderes. I tillegg vill vil det være behov for å øke kapasiteten på transformator i Gursken, enten ved å oppgraderinger av eksisterende trafo eller å kjøpe en ekstra. Estimert anleggsbidrag for dette tiltaket er estimert til minimum 25 MNOK. Ved utbedring av større deler av distribusjonsnettet i området, som beskrevet i Avsnitt 5.2.1, vil total

Side 12 av 29

kostanden kunne fordeles på flere kaier. I et slikt tilfelle vil anleggsbidraget reduseres, et grovt estimert er på 10-20 MNOK

Kostnaden knyttet til lokale tiltak på kaia, mindre kabling fra lavspentsiden av nærliggende nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia, er estimert til 1 MNOK.

Kvamsøya

Kvamsøya kaianlegget er lokalisert på øyen Kvamsøy, og er tilknyttet et 22 kV distribusjonsnett som er matet via sjøkabel fra Gursken transformatorstasjon.

Netteier har opplyst om at det er ca. 0,4-0,5 MW med ledig kapasitet ved Kvamsøya kai. Dette estimatet er svært usikkert, ettersom det er et svaknett i området med til tiders store utfordringer knytte til spennings regulering. På dette kapasitetsnivået vil det eneste nødvendige tiltaket innebære å trekke en 400-500 meter ny 22 kV høyspentkabel på Kvamsøya kai. Et grovt estimat av anleggsbidraget for dette tiltaket er estimert til 1,3 MNOK.

Det er svært kostbart å utvide nettkapasiteten i området som følge av at det er et gammelt nett med begrenset kapasitet, mye uregulerbar kraftproduksjon som ikke kan legges til grunn ved dimensjoneringen av nettet og delvis lange avstander. Store avstander gir særlige utfordringer mht. spenningsfall fra transformatorstasjon til ladepunkt og spenningsprang i ladepunktet ved inn/utkobling av lading. Alternativet med direktelading forventes å være uaktuelt som følge av at det vil kreve nettoppgraderinger som innebærer svært høye kostnader (~30 MNOK). Ved lading med batteribank vil effektbehovet mest sannsynlig kunne forsynes med eksisterende infrastruktur. Ved utbedring av større deler av distribusjonsnettet i området, som beskrevet i Avsnitt 5.2.1, vil total kostanden kunne fordeles på flere kaier. I et slikt tilfelle vil anleggsbidraget grovt estimert bli 10-20 MNOK

I tillegg til tiltak beskrevet over vil det både ved en batteribankløsning og ved direktelading (hybridløsning) være behov for mindre kabling fra lavspentsiden av nærliggende nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia, estimert til 1 MNOK jf. kapittel 3 per kai.

Tabell 5-3 Kostnader for nettoppgraderinger ved batteribank og direktelading [MNOK]

Nettoppgraderinger	Ladeløsning, Larsnes		Ladeløsning, Åram		Ladeløsning, Voksa		Ladeløsning, Kvamsøya	
	Batteri-bank	Direkte 3 min	Batteri-bank	Direkte 3 min	Batteri-bank	Direkte 3 min	Batteri-bank	Direkte 5 min
Nettoppgradering (MNOK)	2,3	10-25	2,3	>20	2,3	10-25	2,3	10-30

5.2.2 Nettleie

Tabell 5-4 inneholder en oversikt over de estimerte årlige nettleiekostnadene (2018-tariffer). Beregningen er basert på DNV GLs estimer av fergesambandenenes årlige energi- og effektbehov, og innhenting av prisdata fra nettselskapenes hjemmesider. Det fremgår av tabellen at effektleddet vil utgjøre en betydelig del av elfergens fremtidige nettleie.

Tabell 5-4 Estimert årlig nettleiekostnad fordelt på energi- og effektledd per fergekai [MNOK]

Kai	Nettselskap	Årlige energiledd-kostnader (MNOK)	Årlig effektledd kostnader (MNOK)	Årlige nettleie-kostnader (MNOK)	Effektleddets % av årlig nettleiekostnad
Larsnes	Mørenett	0,02	1,54	1,58	98%
Åram	Mørenett	0,04	1,54	1,60	97%
Voksa	Mørenett	0,04	1,59	1,64	97%
Kvamsøya	Mørenett	0,03	0,95	0,98	96%

Beregningen er basert på tariff for kundegruppen «Årsforbruk > 100 00 kWh» i 2018.

Framover står nettselskapene overfor flere endringer:

Norske nettselskaper er inne i en periode med store reinvesteringer. Dette gir seg utslag i økte kostnader, og dermed et økt inntektsbehov. Som en konsekvens er det ventet at nettleien vil øke fremover.

Effektuttaket blir i dag målt som gjennomsnitt over en time (60 min). Det er sannsynlig at det i fremtiden vil endres slik at effektuttaket vil bli målt som et gjennomsnitt over et kvarter (15 min). Elferger med direkteledning vil med dagens avregningsmetodikk få gevinsten av at deres høye momentaneffekt blir glattet ut over en time, fordi de kun benytter denne effekten i noen få minutter. I Tabell 5-5 har vi beregnet hvilken endring det vil medføre for de ulike kaiene ved å endre metoden fra å måle effektuttak som et gjennomsnitt over en time (60 min) til et gjennomsnitt over et kvarter (15 min). Ettersom direkteledning ikke anses som aktuelt har vi kun beregnet endringen for alternativet med batteribank. Av tabellen fremgår det at avregningsgrunnlaget for Larsnes, Åram, Voksa og Kvamsøya vil være uendret så lenge det kun lades med batteribank. Dette skyldes at man tar ut en konstant momentaneffekt av nettet, og er dermed upåvirket av avregningsperioden.

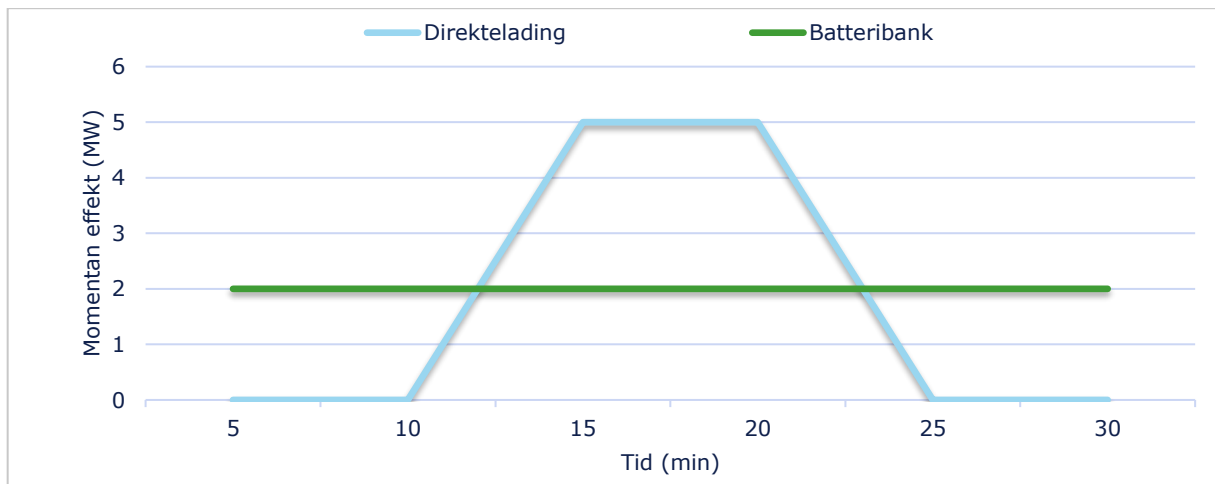
Det faktum at avregningsgrunnlaget vil kunne øke betyr ikke nødvendigvis at kostnadene for effektleddet vil øke tilsvarende, dette vil avhenge av hva som skjer med avregningsgrunnlaget til de andre kundene i og med at inntektsrammen til nettselskapet ikke endres. Generelt kan man si at elferger representerer en kundegruppe med relativt kortvarige høye momentaneffekter, sett i forhold til andre kundegrupper på samme spenningsnivå. I så fall vil en omlegging til finere tidsoppløsning (15 min) medføre økte kostnader for fergene. Størrelsen er imidlertid umulig å anslå ettersom vi ikke har tilstrekkelig informasjon om hvordan de resterende kunders avregningsgrunnlag endres.

Tabell 5-5 Endring i ulike kaiers avregningsgrunnlag ved å gå fra times til kvarters oppløsning ved lading med batteribank

	Batteribank*		
Kai	Avregning 15 min [MWh/0,25 h]	Avregning 60 min [MWh/h]	% (Avregnings-grunnlag)
Larsnes	0,09	0,09	0%
Åram	0,15	0,15	0%
Voksa	0,17	0,17	0%
Kvamsøya	0,09	0,09	0%

*Antar batteriet trekker en konstant momentan effekt fra nettet.

NVE sendte i november 2017 ut på høring et forslag om å endre strukturen på nettariffen. I høringsdokumentet foreslår NVE å erstatte dagens valgfrie³ tariffutforming, med en tvungen effekttariff utformet som et abonnement hvor prisen avhenger av hvor mye strøm kunden vil bruke i løpet av én time (kWh/h) (eller eventuelt et kvarter en gang i fremtiden). For elferger vil konsekvensene avhenge av i hvor stor grad de benytter direkte-lading. Ved direkte-lading vil de ha en høy effekt i få minutter, mens energiforbruket vil være begrenset sammenlignet med forbrukere med et jevnere forbruk. Ved en kombinasjon mellom nett og batteri, kan effekttoppen reduseres og dermed vil en oppnå et betydeligere jevnere energiforbruk (se Figur 5-1). Overgangen til abonnert effekt kan derfor medføre økte nettleiekostnader i tilfeller med direkte-lading, mens muligens redusere nettleien i tilfeller der det er en optimal kombinasjon mellom nett og batterier.



Figur 5-1. Illustrasjon av forskjellen på momentaneffektbehov for en elferge ved direkte-lading og ved lading med batteribank (prinsipielt). Figuren er kun ment som en forklarende illustrasjon og gjenspeiler ikke aktuelle tider for opptrapping og nedtrapping av effekt.

³ Norske distribusjonsnettselskaper har i dag stor grad av frihet til å designe sine egne nettariffer innenfor kontrollforskriftens rammer. Det er noen overordnede elementer som skal følges, men hvorvidt de velger å ha en energibasert eller effektbasert tariffing har vært valgfritt.

5.2.3 Leveringssikkerhet og utkoblbar tariff

Næringskunder, inkludert fergesamband, med installert ytelse over 250 kW kan inngå avtale om «utkoblbar tariff» i Mørenett sitt nettområde. Nettselskapet har formidlet at det er svært ønskelig at ferger inngår slike kontrakter i området, grunnet behov for fleksibilitet i nettdriften. Avtalen gir Mørenett myndighet til å koble fra strømmen ved anstrengte situasjoner i nettet, mot at elfergen mottar en reduksjon i nettleie. Anlegget må ha utstyr for fjernutkopling, og kostanden ved installasjon av slik fjernutkobling må dekkes av kunden. Av Tabell 5-6 fremgår det at fergesambandet Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya har en potensiell oppside på opptil 96% av nettleien ved å bytte fra kundegruppen «Forbruk > 100 000 kWh» til «Fleksibel tariff/utkoblbar tariff».

Tabell 5-6 Estimert årlig nettleiekostnad fordelt på energi- og effektledd per fergekai [MNOK]

Kai	Nettselskap	Årlig nettleiekostnader - utkoblbar	Årlige nettleiekostnader - effekttariff	%-vis endring
Larsnes	Mørenett	0,06	1,58	96%
Åram	Mørenett	0,09	1,60	94%
Voksa	Mørenett	0,09	1,64	94%
Kvamsøya	Mørenett	0,06	0,98	94%

* Beregningen er basert på estimert energiforbruk og nettleiepriser knyttet til kundegruppen «fleksibelt forbruk»

5.3 Økonomisk resultat

Tabell 5-7 og Tabell 5-8 oppsummerer de økonomiske resultatene for Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya. Negative verdier indikerer en merkostnad for fylkeskommunen, knyttet til investering av batteri på ferge og infrastruktur på land. I investeringskostnaden for infrastruktur på land inngår batteribank, automatisk fortøyningsystem, ladeplugg og nettoppgradering for batteribank. Investeringskostnadene for batterier på skip og land er grovt beregnet. Videre viser tabellene støtte fra NO_x-fondet (ikke tatt med i sluttresultatet over kontraktperioden) og Enova, samt reduserte drivstoffkostnader for elektrisk løsning. Det er tatt utgangspunkt i bruk av batteribank i beregningen av de økonomiske resultatene.

Retrofit innebærer en noe høyere investeringskostnad for batteri ombord enn nybygg. I dette notatet er kun ombyggingsalternativet vist. Ettersom driftsbesparselsene ved elektrisk drift i størrelsesorden ofte er mindre enn de økte kapitalkostnader for et nybygg vil retrofitalternativene som regel ha et gunstigere økonomisk resultat for fylkeskommunen enn nybyggalternativene.

Merk at effekten av eventuell støtte fra Enova og NO_x-fondet er større enn den direkte beregnede støtten, da en også sparer kapitalkostnader (renter).

Tabell 5-7 Økonomisk resultat

Drivstoff- teknologi 35 PBE (50 PBE)	Investeringskostnader [MNOK]				Reduserte drivstoff- kostnader [MNOK/år]	Resultat over kontrakts- perioden (inkl. Enova- støtte) [MNOK]	Resultat over kontrakts- perioden (ekskl. Enova- støtte) [MNOK]
	Batteri- teknologi på skip*	Land *	Støtte NO _x - fondet**	Støtte Enova			
Plug-in hybrid 99,9% hyb.grad	-9 (-10)	-66 (-71)	7 (8)	14 (16)	1,4 (1,8)	-61 (-62)	-77 (-82)
Plug-in hybrid 75% hyb.grad	-7 (-8)	-59 (-63)	5 (6)	10 (12)	1,1 (1,3)	-56 (-57)	-69 (-72)

*I dimensjoneringen av batterier om bord og på land har DNV GL tatt utgangspunkt i 3 minutters liggetid, men med samme overfartstid og energibehov som listet i Tabell 5-1. Se forklaring i kapittel 5.4. DNV GL har tatt utgangspunkt i like nettoppgraderingskostnader med batteribanklading for 35 og 50 PBE. Med lading i fire kaier blir effektene fra nettet i alle tilfeller < 0,5 MW med batteribanklading.

**Betydelig støtte fra NO_x-fondet kan også for disse sambandene være mulig, men må ikke tas for gitt. NO_x-fondets praksis og retningslinjer er i stadig utvikling og det er viktig at fylkeskommunen tidlig går i dialog med fondet. NO_x-fond-støtte er ikke tatt med i resultatet over kontraktperioden.

Kostnadseffektivitetsparameteren inkluderer alle kostnader og besparelser knyttet til miljøløsningen. Parameteren er satt opp slik at man kan vurdere hvilke samband som gir mest igjen for investeringen.

Tabell 5-8 Reduserte NO_x- og CO₂-utslipp, samt kostnadseffektivitet

Drivstoffteknologi 35 PBE (50 PBE)	Reduserte CO ₂ - utslipp [tonn/år]	Reduserte NO _x -utslipp [tonn/år]	Kostnadseffektivitet (inkl. ENOVA-støtte) [kr/tonn CO ₂]	Kostnadseffektivitet (ekskl. ENOVA-støtte) [kr/tonn CO ₂]
Plug-in hybrid 99,9% hyb.grad	1556 (1853)	24 (29)	2327 (1707)	3122 (2502)
Plug-in hybrid 75% hyb.grad	1224 (1458)	18 (22)	3041 (2289)	3837 (3084)

5.4 Vurdering av elektrifiseringsmuligheter for sambandet

DNV GL har hentet ut AIS-data for transhastighetene for dagens ferge drift (med M/S Kvam) på Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya. Fergen opererer i mellom 10 til 12 kn i transit. I modelleringen av hver delstrekning finner DNV GL at dersom fergen skal holde tilsvarende transithastigheter blir liggetidene i kai svært korte (ofte under ett minutt). Det kan være tilstrekkelig med tid for lasting og lossing av kjøretøy og passasjerer, men det vil være problematisk mtp. lading av batterier om bord. Den svært korte dimensjonerende liggetiden gjelder i alle kaiene bortsett fra i Kvamsøya, der fergen har omtrent fem minutters minimal liggetid.

En økning av transithastigheten for å muliggjøre lenger tid til lading kan resultere i signifikante økninger i energibehov. Eksempelvis, på delstrekningen Larsnes-Åram, kan energibehovet øke med i størrelsesorden 50% dersom det skal legges til rette for to minutters liggetid. Dersom ruteplanen er fast og ikke skal endres anser DNV GL det som svært krevende å oppnå betydelig hybridiseringsgrad på sambandet. Selv med to minutters liggetid vil det være svært begrenset tid til lading, også med induksjonsløsninger. Derfor har DNV GL hentet inn nettoppgraderingskostnader for energibehovene og overfartstidene som er listet i Tabell 5-1, men med minimum tre minutters ladetid. Et slikt alternativ fordrer endringer i dagens rutetabell.

I dette notatet er det satt opp lading i alle fire kaiene, både for 35 PBE- og 50 PBE-alternativet. Det skyldes at med lading i færre kaier vil oppladningseffekten for batteriet om bord bli svært høy, og dermed batteriteknologisk krevende. Dersom Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya skal delelektrifiseres burde det utføres en kostnadsoptimering mtp. antall ladepunkter. Færre kaier med lading vil kunne medføre en kostnadsreduksjon totalt ettersom man har færre batteribanker, fortøyningssystemer og ladeplugg, men til gjengjeld vil de gjenværende batteribankene og batteriet om bord øke i størrelse og kostnad.

Med tre minutters liggetid er sambandet sårbart for forsinkelser og det vil være begrenset mulighet til å hente inn forsinkelser, ettersom fergen vil trenge hele liggetiden til lading. Likevel vil det, med nevnte endring i rutetabell og oppgradering av infrastruktur for lading, etter DNV GLs vurdering være teknisk mulig å oppnå en høy grad av hybridisering, opp mot 100%, både for 35 og 50 PBE. Dette fordrer at tilbyder klarer å sette opp et svært tidseffektivt ladesystem, hvor det går lite tid tapt til tilkobling og opp-/nedkjøring av effekt. For mer fleksibel drift og for å redusere risikoen for gjentagende forsinkelser



Side 18 av 29

på sambandet anbefaler DNV GL å etterstrebe at ruteplanen tilrettelegger for minimum fem minutters tid til lading.

Estimert effektbehov fra nettet for opplading av batteribank på land er rundt 0,1 til 0,2 MW for de fire kaiene. Ved direktelading og helelektrisk drift kreves i underkant av 3 MW ved alle kaiene unntatt Kvamsøya, der effektbehovet vil være under 2 MW. Direktelading av fergen fra nettet vil innebære en relativt kostbar oppgradering av nettet (10-30 millioner kroner i hver kai) sammenlignet med batteribanklading (rundt 2,3 millioner kroner i hver kai).

Effektkapasiteter rundt 3 MW er teknisk mulig, både mtp. ladeplugg og batteriteknologi. Ettersom fergen har svært kort liggetid ved kai vil forsinkelser ha stor betydning på nødvendig ladeeffekt dersom fergeoperatøren forsøker å hente inn tapt tid. Batteriteknologisk er hovedkonklusjonene for gjennomførbarhet med 50 PBE de samme som for 35 PBE.

Med Enova-støtte estimeres 35 PBE-alternativet med 75% hybridisering og batteribank å utgjøre en merkostnad for fylkeskommunen over kontraktperioden på i rundt 56 millioner kroner, sammenlignet med MGO-drift, mens løsningen med helelektrisk drift gir en merkostnad på rundt 61 millioner kroner. Tilsvarende verdier for 50 PBE-alternativet er 57 og 62 millioner kroner. Dersom en får utløst NOx-fondstøtte vil resultatene bedres ytterligere.

Kostnadseffektiviteten viser laveste merkostnader per utslippsreduksjon for alternativene med helelektrisk drift. Dette gjelder både med og uten Enova-støtte (se Tabell 5-8).

6 ÅRVIK – KOPARNES

6.1 Energi- og effektbehov for sambandet

Sambandet er 2,6 km langt og betjenes i dag av en 50 PBE-ferge (M/F Sand). Overfartstiden er anslått til omtrent 11,5 min, og resulterer i en transithastighet mellom 8 og 10 knop. Liggetider ved kaiene er relativt korte, omtrent 3,5 minutter. Rutespesifikke data med forbruk er spesifisert i Tabell 6-1.

Tabell 6-1 Spesifikke sambandsdata; Årvik-Koparnes

Overfartstid [min]	11,5
Dimensjonerende liggetid [min]	3,5
Distanse [km]	2,6
Transithastighet [kn]	8-10
Antall overfarter per år*	23 360
Energibehov per overfart [kWh]	80
MGO-forbruk per år [tonn]	390
CO ₂ -utslipp per år [tonn]	1250
Forbruksandel av Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya, Årvik-Koparnes og Volda-Lauvstad	27%

*Tar ikke hensyn til helligdager

I Tabell 6-2 vises effektbehovet per kai for sambandet ved henholdsvis forsyning fra batteribank og direkteledning. Det er lagt til grunn en ladetid på 3,5 minutter. Oversikten av effektbehovet forutsetter lading i begge sider av sambandet.

Tabell 6-2 Samlet oversikt over effektbehov per kai for full-elektrisk drift, Årvik-Koparnes

Kai	Ladetid [min]	Energibehov per overfart [kWh]	Estimert effektbehov ved fullelektrisk drift [MW]	
			Batteribank*	Direkteledning
Årvik	3,5	80	0,15	1,3
Koparnes	3,5	80	0,15	1,3

* Maksimalverdier for de fire kaiene er benyttet ved beregning av effektbehov for batteribank

6.2 Kraftforsyning

Kaianlegget på Årvik og Koparnes ligger i Mørenett sitt konsesjonsområde, Mørenett eier og drifter også regionalnettet i området. Opplysningene om kraftforsyning er basert på innspill fra netteier. Det understrekes at det er forbundet stor usikkerhet knyttet til kostnadsestimatene med som er oppgitt ettersom det pga. den korte tidsfristen ikke var mulig for netteierne å utarbeide annet enn grove estimater.

Elektrifisering av sambandet Årvik-Koparnes må sees i sammenheng med elektrifisering av sambandet Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya og Volda-Lauvstad som følge av at forsyningen i Åram, Koparnes og Lauvstad er tilknyttet samme distribusjonsnett jf. avsnitt 5.2.

6.2.1 Dagens infrastruktur og investeringsbehov

Kaianlegget på Årvik og Koparnes forsynes i dag av hvert sitt 22 kV lavspentnett. Netteier, Mørenett, opplyser at det er begrenset kapasitet både i lavspentnettet som forsyner kaianleggene og i transformatoren (Gursken) som knytter kaianleggene opp mot nærliggende regionalnett. De har imidlertid ikke formidlet at det eksisterer begrensninger i regionalnettet, vi antar derfor i denne sammenheng at det er tilstrekkelig med kapasitet i overliggende nett.

Årvik

Kaianlegget på Årvik forsynes i dag av et 22 kV lavspentnett. Nettet ut til kaianlegget er koblet til nærliggende 66 kV høyspentnett via nettstasjonen lokalisert i Gursken, samme distribusjonsnett som Larsnes, Voksa og Kvamsøya kaianlegg. Elektrifisering av sambandet må sees i sammenheng med elektrifisering av øvrige samband på Ytre Sunnmøre.

Netteier har opplyst om at det er ca. 0,6-0,8 MW med ledig kapasitet ved Årvik. Effektbehovet for lading ved batteribank er estimert til 0,15 MW, altså er det tilstrekkelig kapasitet til en fullelektrisk løsning via batteribank. På dette effektnivået er vil det eneste nødvendige tiltaket innebære å trekke en ny 22 kV høyspentkabel på 500 meter til Årvik kai. Et grovt estimat av anleggsbidraget for dette tiltaket er estimert til 1,8 MNOK.

Ved større effektuttak (direktelading) kreves det at dagens 22 kV distribusjonsnettslinje fra Årvik til Gursken transformatorstasjon oppgraderes. I tillegg vil det være behov for å øke kapasiteten på transformator i Gursken, enten ved å oppgraderinger av eksisterende trafo eller å kjøpe en ekstra. Estimert anleggsbidrag for dette tiltaket er estimert til 25 MNOK. Ved utbedring av større deler av distribusjonsnettet i området, som beskrevet i Avsnitt 5.2.1, vil total kostanden kunne fordeles på flere kaier. I et slikt tilfelle vil anleggsbidraget grovt estimert bli 10-20 MNOK.

Koparnes

Kaianlegget på Koparnes forsynes i dag av et 22 kV lavspentnett. Nettet ut til kaianlegget er koblet til nærliggende 66 kV høyspentnett via en 66/22 kV transformatorer lokalisert i Åheim. Det er en begrenset med tilgjengelig kapasitet både i lavspentnettet som forsyner kaianleggene og nærliggende transformator.

Netteier har opplyst at det er begrenset med kapasitet i området, og anslår grovt at det er 0,3-0,8 MW med ledig kapasitet ved Koparnes. En mer nøyaktig fastsettelse forutsetter dynamiske analyser, ettersom det er et svakt nett i området. Effektbehovet for lading av batteribank er estimert til 0,15 MW, altså er det tilstrekkelig kapasitet til en fullelektrisk løsning via batteribank. Nødvendig tiltak ved tilknytning på denne kapasiteten vil være å legge 200 meter med ny 22 kV høyspentkabel til Koparnes kai. Estimert anleggsbidrag for dette tiltaket er beregnet til 1,2 MNOK.

Ved større effektuttak (direktelading) kreves det at dagens 22 kV distribusjonsnettslinje fra Koparnes til Åheim transformatorstasjon oppgraderes. I tillegg vil det kunne være behov for å øke kapasiteten på transformator. Dette er i midlertidig svært usikkert, og netteier hadde ikke mulighet, grunnet begrenset med tid, til å gjennomføre dynamiske analyser som er nødvendig for å fastsette kapasiteter og nødvendige tiltak. Et grovt estimat tilsier at kostanden ved dette vil medføre et anleggsbidrag på ca. 30-40 MNOK. Det er et eldre nett i området, der store deler av nettet ble bygget ut på 1960- og 70-tallet. Det er derfor forventet at deler av nettet vil kunne bli skiftet ut i løpet av en ti års periode. Dette kan medføre at anleggsbidraget kan bli noe redusert, men i hvor stor grad er usikkert.

I tillegg til tiltak beskrevet over vil det både ved en batteribankløsning og ved direktelading være behov for mindre kabling fra lavspentsiden av nærliggende nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia, estimert til 1 MNOK per kai, jf. kapittel 3.

Tabell 6-3 Kostnader for nettoppgraderinger ved batteribank og direktelading [MNOK]

	Ladeløsning, Årvik		Ladeløsning, Koparnes	
	Batteribank	Direkte 5 min	Batteribank	Direkte 5 min
Nettoppgraderinger	2,8	10-25	2,2	30-40

6.2.2 Nettleie

Tabell 6-4 inneholder en oversikt over de estimerte årlige nettleiekostnadene (2018-tariffer). Beregningen er basert på DNV GLs estimer av fergesambandenenes årlige energi- og effektbehov, og innhenting av prisdata fra nettselskapenes hjemmesider. Det fremgår av tabellen at effektleddet vil utgjøre en betydelig del av elfergens fremtidige nettleie.

Tabell 6-4 Estimert årlig nettleiekostnad fordelt på energi- og effektledd per fergekai [MNOK]

Kai	Nettselskap	Årlig energiledd kostnader (MNOK)	Årlig effektledd kostnader (MNOK)	Årlige nettleiekostnader (MNOK)	Effektleddets % av årlig nettleiekostnad
Årvik	Mørenett	0,05	0,80	0,85	93%
Koparnes	Mørenett	0,05	0,80	0,85	93%

* Beregningen er basert på tariff for kundegruppen «Årsforbruk > 100 00 kWh» i 2018.

6.2.3 Leveringssikkerhet og utkoblbar tariff

Næringskunder, inkludert fergesamband, med installert ytelse over 250 kW kan inngå avtale om «utkoblbar tariff» i Mørenett sitt nettområde. Nettselskapet har formidlet at det er svært ønskelig at ferger inngår slike kontrakter i området, grunnet behov for fleksibilitet i nettdriften. Avtalen gir Mørenett myndighet til å koble fra strømmen ved anstrengte situasjoner i nettet, mot at elfergen mottar en reduksjon i nettleie. Anlegget må ha utstyr for fjernutkopling, og kostanden ved installasjon av slik fjernutkobling må dekkes av kunden. Av Tabell 6-5 fremgår det at fergesambandet Årvik-Koparnes har en potensiell oppside på opptil 88 % av nettleien ved å bytte fra kundegruppen «Forbruk > 100 000 kWh» til «Fleksibel tariff/utkoblbar tariff».

Tabell 6-5 Estimert årlig nettleiekostnad fordelt på energi- og effektledd per fergekai [MNOK]

Kai	Nettselskap	Årlig nettleiekostnader - Fleksibel tariff (MNOK)	Årlig nettleiekostander- effekttariff (MNOK)	Endring
Årvik	Mørenett	0,1	0,85	88 %
Koparnes	Mørenett	0,1	0,85	88 %

* Beregningen er basert på estimert energiforbruk og nettleiepriser knyttet til kundegruppen «fleksibelt forbruk»

6.3 Økonomisk resultat

Tabell 6-6 og Tabell 6-7 oppsummerer de økonomiske resultatene for Årvik-Koparnes. For dette sambandet, med kun to kaier og lave energibehov, er kun to hybridiseringsalternativer satt opp, helelektrisk drift og 75% hybrid. Negative verdier indikerer en merkostnad for fylkeskommunen, knyttet til investering av batteri på ferge og infrastruktur på land. I investeringskostnaden for infrastruktur på land inngår batteribank, automatisk fortøyingssystem, ladeplugg og nettoppgradering for batteribank. Investeringskostnadene for batterier på skip og land er grovt beregnet. Videre viser tabellene støtte fra NO_x-fondet (ikke tatt med i sluttresultatet over kontraktperioden) og Enova, samt reduserte drivstoffkostnader for elektrisk løsning. Det er tatt utgangspunkt i bruk av batteribank i beregningen av de økonomiske resultatene.

Retrofit innebærer en noe høyere investeringskostnad for batteri ombord enn nybygg. I dette notatet er kun ombyggingsalternativet vist. Ettersom driftsbesparelsene ved elektrisk drift i størrelsesorden ofte er mindre enn de økte kapitalkostnader for et nybygg vil retrofitalternativene som regel ha et gunstigere økonomisk resultat for fylkeskommunen enn nybyggsalternativene.

Merk at effekten av eventuell støtte fra Enova og NO_x-fondet er større enn den direkte beregnede støtten, da en også sparer kapitalkostnader (renter).

Tabell 6-6 Økonomisk resultat

Drivstoff- teknologi	Investeringskostnader [MNOK]				Reduserte drivstoff- kostnader [MNOK/år]	Resultat over kontrakts- perioden (inkl. Enova- støtte) [MNOK]	Resultat over kontrakts- perioden (ekskl. Enova- støtte) [MNOK]
	Batteri- tekno- logi på skip	Land	Støtte NO _x - fondet*	Støtte Enova			
Plug-in hybrid 99,9% hyb.grad	-7	-30	5	10	1,1	-21	-33
Plug-in hybrid 75% hyb.grad	-5	-27	4	8	0,9	-21	-30

*Betydelig støtte fra NO_x-fondet kan også for disse sambandene være mulig, men må ikke tas for gitt. NO_x-fondets praksis og retningslinjer er i stadig utvikling og det er viktig at fylkeskommunen tidlig går i dialog med fondet. NO_x-fond-støtte er ikke tatt med i resultatet over kontraktperioden.

Kostnadseffektivitetsparameteren inkluderer alle kostnader og besparelser knyttet til miljøløsningen. Parameteren er satt opp slik at man kan vurdere hvilke samband som gir mest igjen for investeringen.

Tabell 6-7 Reduserte NO_x- og CO₂-utslipp, samt kostnadseffektivitet

Drivstoffteknologi	Reduserte CO ₂ -utslipp [tonn/år]	Reduserte NO _x -utslipp [tonn/år]	Kostnadseffektivitet (inkl. ENOVA-støtte) [kr/tonn CO ₂]	Kostnadseffektivitet (ekskl. ENOVA-støtte) [kr/tonn CO ₂]
Plug-in hybrid 99,9% hyb.grad	1127	18	874	1669
Plug-in hybrid 75% hyb.grad	889	13	1345	2140

6.4 Vurdering av elektrifiseringsmuligheter for sambandet

Selv om det er satt av fem minutters liggetider i ruteplanen er resultatet av DNV GLs modellering at dersom fergen skal operere med tilsvarende transithastighet som i dag, blir minimum liggetid mellom tre og fire minutter. Med 3,5 minutters liggetid i hver kai blir dimensjonerende ladeeffekt for batteriet om bord i underkant av 1,5 MW ved helelektrifisering. Med den korte liggetiden er sambandet sårbart for forsinkelser og det vil være begrenset mulighet til å hente inn tapt tid i kai, ettersom fergen vil trenge hele liggetiden til lading.

Likevel vil det, med oppgradering av infrastruktur for lading, etter DNV GLs vurdering, være teknisk mulig å oppnå en høy grad av hybridisering, opp mot 100%. Dette fordrer at tilbyder klarer å sette opp et svært tidseffektivt ladesystem, hvor det går lite tid tapt til tilkobling og opp-/nedkjøring av effekt. For mer fleksibel drift og for å redusere risikoen for gjentagende forsinkelser på sambandet anbefaler DNV GL at det vurderes om det er mulig å justere ruteplanen for å øke liggetidene i kai.

Estimert effektbehov fra nettet for opplading av batteribank på land er omtrent 0,2 MW i begge kaiene, mens ved direkte lading kreves rundt 1,3 MW med helelektrisk drift. Direkte lading av fergen fra nettet vil innebære en relativt kostbar oppgradering av nettet i begge kaier sammenlignet med batteribanklading.

Effektkapasiteter under 2 MW er teknisk mulig, både mtp. ladeplugg og batteriteknologi. Ettersom fergen har svært kort liggetid ved kai vil forsinkelser ha stor betydning på nødvendig ladeeffekt dersom fergeoperatøren forsøker å hente inn tapt tid.

Med Enova-støtte estimeres begge alternativene, både helelektrisk drift og 75% hybridisering, med batteribank, å utgjøre en merkostnad for fylkeskommunen over kontraktperioden på rundt 21 millioner kroner, sammenlignet med MGO-drift. Altså estimeres de to hybridiseringsalternativene til å ha relativt like merkostnader for fylkeskommunen. Dersom en får utløst NO_x-fond-støtte vil resultatene bedres ytterligere.

Kostnadseffektiviteten viser laveste merkostnader per utslippsreduksjon for alternativet med helelektrisk drift. Dette gjelder både med og uten Enova-støtte (se Tabell 6-7).

7 VOLDA – LAUVSTAD

7.1 Energi- og effektbehov for sambandet

Sambandet er 7,0 km langt og betjenes i dag av en 50 PBE-ferge (M/F Ørland). Overfartstiden er anslått til omtrent 23,5 min, og resulterer i en transithastighet mellom 10 og 12 knop. Liggetider ved kaiene er estimert til omtrent 6,5 minutter. Rutespesifikke data med forbruk er spesifisert i Tabell 7-1.

Tabell 7-1 Spesifikke sambandsdata for Volda-Lauvstad

Overfartstid [min]	23,5
Dimensjonerende liggetid [min]*	6,5
Distanse [km]	7,0
Transithastighet [kn]	10-12
Antall overfarter per år**	11 159
Energibehov per overfart [kWh]	220
MGO-forbruk per år [tonn]	540
CO ₂ -utslipp per år [tonn]	1731
Forbruksandel av Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya, Årvik-Koparnes og Volda-Lauvstad	37%

*Dimensjonerende liggetid på 6,5 minutter gjelder for de aller fleste avgangene, unntatt én avgang fra hver kai per dag. Det kreves altså en liten justering i ruteplanen for at 6,5 min skal være dimensjonerende.

**Tar ikke hensyn til helligdager

I Tabell 7-2 vises effektbehovet per kai for sambandet ved henholdsvis forsyning fra batteribank og direkteledning. Det er lagt til grunn en ladetid på 6,5 minutter. Oversikten av effektbehovet forutsetter lading i begge sider av sambandet.

Tabell 7-2 Samlet oversikt over effektbehov per kai for full-elektrisk drift, Volda-Lauvstad

Kai	Ladetid [min]	Energibehov per overfart [kWh]	Estimert effektbehov ved fullelektrisk drift [MW]	
			Batteribank*	Direkteledning
Volda	6,5	220	0,29	2,0
Lauvstad	6,5	220	0,26	2,0

* Maksimalverdier for de to kaiene er benyttet ved beregning av effektbehov for batteribank og direkteledning.

7.2 Kraftforsyning

Kaianlegget på Volda og Lauvstad ligger i Mørenett sitt konsesjonsområde, Mørenett eier og drifter også regionalnettet i området. Opplysningene om kraftforsyning er basert på innspill fra netteier. Det understrekes at det er forbundet stor usikkerhet knyttet til kostnadsestimatene med som er oppgitt ettersom det pga. den korte tidsfristen ikke var mulig for netteierne å utarbeide annet enn grove estimer. Netteier påpeker at nettet i området er eldre og svakt, og det er behov for dynamiske analyser for å fastslå nøyaktige kapasitetsgrenser og kostander ved ulike tiltak.

Elektrifisering av sambandet Volda-Lauvstad må sees i sammenheng med elektrifisering av sambandet Larsnes-Åram-Voksa-Kvamsøya og Årvik-Koparnes som følge av at forsyningen i Åram, Koparnes og Lauvstad er tilknyttet samme distribusjonsnett.

7.2.1 Dagens infrastruktur og investeringsbehov

Kaianlegget på Volda og Lauvstad forsynes i dag av hvert sitt 22(11) kV lavspennnett. Det er begrenset kapasitet både i lavspennnettet som forsyner kaianleggene og i transformatoren som knytter kaianleggene opp mot nærliggende regionalnett. Med mindre tiltak vil det være mulig med direkteledning i Volda, mens lading med batteribank ser ut til å være den gunstige løsningen i Lauvstad. Netteier har ikke formidlet at det eksisterer begrensninger i regionalnettet, vi antar derfor i denne sammenheng at det er tilstrekkelig med kapasitet i overliggende nett.

Volda

Kaianlegget på Volda forsynes av et 22 kV lavspennnett. Lavspennnettet som forsyner Volda kaianlegget er koblet til nærliggende 66 kV høyspentnett via en ca. 2 km linjenett som mates fra nettstasjonen Volda. Effekttuttak på Volda fergekai må sees i sammenheng med elektrifisering av sambandet Årvik-Koparnes, ettersom de forsynes via samme transformatorstasjon. Netteier, Mørenett, opplyser at det er tilstrekkelig kapasitet både i lavspennnettet som forsyner kaianlegget og i transformatoren som knytter kaianlegget opp mot nærliggende regionalnett.

Distribusjonsnetteier, Mørenett, opplyser at et uttak på opp til 0,5 MW kan bortimot forsynes med eksisterende infrastruktur, gitt at spenningskvaliteten kan opprettholdes. Effektbehovet for lading av batteribank er estimert til 0,29 MW, altså er bør det være tilstrekkelig kapasitet til en fullelektrisk løsning via batteribank. Det eneste netttiltaket som er nødvendig er at det legges 600 meter med ny 22/11 kV høyspentkabel. Det estimerte anleggsbidraget for dette tiltaket er estimert til 0,8 MNOK.

Ved større effekttuttak (direkteledning) kreves det at dagens 1,7 km lange 22/11kV distribusjonsnettslinje fra kaianlegget i Volda til Volda transformatorstasjon oppgraderes. I tillegg vil det være behov for enkelte oppgraderinger på transformatoren i Volda. Estimert anleggsbidrag for dette tiltaket er estimert til 3,4 MNOK.

Lauvstad

Kaianlegget på Lauvstad forsynes av et 22 kV lavspennnett. Lavspennnettet som forsyner Lauvstad kaianlegg er koblet til nærliggende 66 kV høyspentnett, via samme ringnett som for sambandet Årvik-Koparnes. Ringnettet blir matet via transformatorer lokalisert i Åmela. Distribusjonsnettet er lokalisert i et griskgrent område med mye små kraftprodusenter, hovedsakelig elvekraft, og lavt forbruk. Dette gjør nettet sårbart for store lastendringer, og nøyaktig fastsettelse av ledig kapasitet i nettet kan kun fastsettes ved å gjennomføre dynamiske beregninger.

Det er begrenset kapasitet i nettet som forsyner Lauvstad. Distribusjonsnetteier, Mørenett, opplyser at et uttak på opp til 0,5 MW kan forsynes med eksisterende infrastruktur, gitt at spenningskvaliteten kan

oppretholdes. Effektbehovet for lading av batteribank er estimert til 0,26 MW, altså er bør det være tilstrekkelig kapasitet til en fullelektrisk løsning via batteribank. Det eneste tiltaket som er nødvendig er at det legges 100 meter med ny 22 kV distribusjonsnettslinje. Det estimerte anleggsbidraget for dette tiltaket er estimert til 1,2 MNOK.

Ved større effektuttak (direktelading) kreves det at dagens 16,7 km lange 22 kV distribusjonsnettslinje fra Lauvstad til Åmela transformatorstasjon oppgraderes. I tillegg vil det være behov for enkelte oppgraderinger på transformatoren i Åmela. Estimert anleggsbidrag for dette tiltaket er estimert til 28 MNOK. Det er et eldre nett i området, der store deler av nettet ble bygget ut på 1960- og 70-tallet. Det er derfor forventet at deler av nettet vil kunne bli skiftet ut i løpet av en ti- til tjueårs periode. Ved utbedring av større deler av distribusjonsnettet i området, som beskrevet i Avsnitt 5.2.1, vil total kostanden kunne fordeles på flere kaier. I et slikt tilfelle vil anleggsbidraget grovt estimert bli 10-20 MNOK.

Ved både en batteribankløsning og ved direktelading vil det være behov for mindre kabling fra lavspentsiden av nærliggende nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia, estimert til 1 MNOK per kai, jf. kapittel 3.

Tabell 7-3 Kostnader for nettoppgraderinger ved direktelading og batteribank [MNOK]

	Ladeløsning, Volda		Ladeløsning, Lauvstad	
	Batteribank	Direkte 5 min	Batteribank	Direkte 5 min
Nettoppgraderinger	1,8	4,4	2,2	10-28

7.2.2 Nettleie

Tabell 7-4 inneholder en oversikt over de estimerte årlige nettleiekostnadene (2018-tariffer). Beregningen er basert på DNV GLs estimer av fergesambandenenes årlige energi- og effektbehov, og innhenting av prisdata fra nettselskapenes hjemmesider. Det fremgår av tabellen at effektleddet vil utgjøre en betydelig del av elfergens fremtidige nettleie.

Tabell 7-4 Estimert årlig nettleiekostnad fordelt på energi- og effektledd per fergekai [MNOK]

Kai	Nettselskap	Årlig energiledd kostnader (MNOK)	Årlig effektledd kostnader (MNOK)	Årlige nettleiekostnader (MNOK)	Effektleddets % av årlig nettleiekostnad
Volda	Mørenett	0,06	1,19	1,27	94%
Lauvstad	Mørenett	0,06	1,19	1,27	94%

**** Beregningen er basert på tariff for kundegruppen «Årsforbruk > 100 00 kWh» i 2018.**

Framover står nettselskapene overfor flere endringer. Dette inkluderer økte investeringer, sannsynlig endring av metoden for beregning av effektuttak og endring av strukturen for nettariffen, jf. avsnitt 3.2. Når det gjelder endring av metoden for beregning av effektuttak gir Tabell 7-5 under en indikasjon på hva slags utslag dette kan gi. Av tabellen fremgår det at avregningsgrunnlaget for Volda og Lauvstad vil økes med hhv 0 % og 200 %, avhengig av ladekonfigurasjon. Dette betyr ikke nødvendigvis at kostnadene for effektleddet vil øke tilsvarende, dette vil avhenge av hva som skjer med

avregningsgrunnlaget til de andre kundene i og med at inntektsrammen til nettselskapet ikke endres. Generelt kan man si at elferger representerer en kundegruppe med relativt kortvarige høye momentaneffekter, sett i forhold til andre kundegrupper på samme spenningsnivå. I så fall vil en omlegging til finere tidsoppløsning (15 min) medføre økte kostnader for fergene. Størrelsen er imidlertid umulig å anslå ettersom vi ikke har tilstrekkelig informasjon om hvordan de resterende kunders avregningsgrunnlag endres.

Tabell 7-5 Endring i ulike kaiers avregningsgrunnlag ved å gå fra times til kvarters oppløsning

Kai	Batteribank*			Direktelading		
	Avregning 15 min [MWh/0,25 h]	Avregning 60 min [MWh/h]	% (Avregnings- grunnlag)	Avregning 15 min [MWh/0,25 h]	Avregning 60 min [MWh/h]	% (Avregnings- grunnlag)
Volda	0,29	0,29	0 %	1,04	0,52	200 %
Lauvstad	0,26	0,26	0 %	1,04	0,52	200 %

*Antar batteriet trekker en konstant momentan effekt fra nettet.

7.2.3 Leveringssikkerhet og utkoblbar tariff

Næringskunder, inkludert fergesamband, med installert ytelse over 250 kW kan inngå avtale om «utkoblbar tariff» i Mørenett sitt nettområde. Nettselskapet har formidlet at det er svært ønskelig at ferger inngår slike kontrakter i området, grunnet behov for fleksibilitet i nettdriften. Avtalen gir Mørenett myndighet til å koble fra strømmen ved anstrengte situasjoner i nettet, mot at elfergen mottar en reduksjon i nettleie. Anlegget må ha utstyr for fjernutkopling, og kostanden ved installasjon av slik fjernutkobling må dekkes av kunden. Tabell 7-6 inneholder en oversikt over estimerte årlige nettkostnad ved å bytte til denne tariff gruppen. Av tabellen fremgår det at fergesambandet Volda-Lauvstad har en potensiell oppside på opptil 90 % av nettleien ved å bytte fra kundegruppen «Forbruk > 100 000 kWh» til «Fleksibel tariff/utkoblbar tariff».

Tabell 7-6 Estimert årlig nettleiekostnad fordelt på energi- og effektledd per fergekai [MNOK]

Kai	Nettselskap	Årlig nettleiekostnader - Fleksibel tariff/utkoblbar (MNOK)	Årlig nettleiekostander- effekttariff (MNOK)	%
Volda	Mørenett	0,14	1,27	90 %
Lauvstad	Mørenett	0,14	1,27	90 %

* Beregningen er basert på estimert energiforbruk og nettleiepriser knyttet til kundegruppen «fleksibelt forbruk/utkoblbar forbruk»

7.3 Økonomisk resultat

Tabell 7-7 og Tabell 7-8 oppsummerer de økonomiske resultatene for Volda-Lauvstad. For dette sambandet, med kun to kaier og lave energibehov, er kun to hybridiseringsalternativer satt opp, helelektrisk drift og 75% hybrid. Negative verdier indikerer en merkostnad for fylkeskommunen, knyttet til investering av batteri på ferge og infrastruktur på land. I investeringskostnaden for infrastruktur på land inngår batteribank, automatisk fortøyningsystem, ladeplugg og nettoppgradering for batteribank. Investeringskostnadene for batterier på skip og land er grovt beregnet. Videre viser tabellene støtte fra NO_x-fondet (ikke tatt med i sluttresultatet over kontraktsperioden) og Enova, samt reduserte drivstoffkostnader for helelektrisk løsning. Det er tatt utgangspunkt i bruk av batteribank i beregningen av de økonomiske resultatene.

Retrofit innebærer en noe høyere investeringskostnad for batteri ombord enn nybygg. I dette notatet er kun ombyggingsalternativet vist. Ettersom driftsbesparelsene ved elektrisk drift i størrelsesorden ofte er mindre enn de økte kapitalkostnader for et nybygg vil retrofitalternativene som regel ha et gunstigere økonomisk resultat for fylkeskommunen enn nybyggsalternativene.

Merk at effekten av eventuell støtte fra Enova og NO_x-fondet er større enn den direkte beregnede støtten, da en også sparer kapitalkostnader (renter).

Tabell 7-7 Økonomisk resultat

Drivstoff- teknologi	Investeringskostnader [MNOK]				Reduserte drivstoff- kostnader [MNOK/år]	Resultat over kontrakts- perioden (inkl. Enova- støtte) [MNOK]	Resultat over kontrakts- perioden (ekskl. Enova- støtte) [MNOK]
	Batteri- tekno- logi på skip	Land	Støtte NO _x - fondet*	Støtte Enova			
Plug-in hybrid 99,9% hyb.grad	-8	-38	7	14	1,6	-25	-42
Plug-in hybrid 75% hyb.grad	-6	-34	5	10	1,3	-24	-36

*Betydelig støtte fra NO_x-fondet kan også for disse sambandene være mulig, men må ikke tas for gitt. NO_x-fondets praksis og retningslinjer er i stadig utvikling og det er viktig at fylkeskommunen tidlig går i dialog med fondet. NO_x-fond-støtte er ikke tatt med i resultatet over kontraktsperioden.

Kostnadseffektivitetsparameteren inkluderer alle kostnader og besparelser knyttet til miljøløsningen. Parameteren er satt opp slik at man kan vurdere hvilke samband som gir mest igjen for investeringen.

Tabell 7-8 Reduserte NO_x- og CO₂-utslipp, samt kostnadseffektivitet

Drivstoffteknologi	Reduserte CO ₂ -utslipp [tonn/år]	Reduserte NO _x -utslipp [tonn/år]	Kostnadseffektivitet (inkl. ENOVA-støtte) [kr/tonn CO ₂]	Kostnadseffektivitet (ekskl. ENOVA-støtte) [kr/tonn CO ₂]
Plug-in hybrid 99,9% hyb.grad	1555	24	625	1421
Plug-in hybrid 75% hyb.grad	1225	18	951	1747

7.4 Vurdering av elektrifiseringsmuligheter for sambandet

For dette sambandet er resultatet av DNV GLs modellering at dersom fergen skal operere med tilsvarende transittthastighet som i dag, blir minimum liggetid mellom seks og syv minutter, altså mer enn de fem minuttene som er tilgjengelige for lading i dagens rutetabell. Det gir lavere ladeeffekter (rundt 2,0 MW) enn med fem minutters ligge og mer fleksibel operasjon.

Med oppgradering av infrastruktur for lading, vil det, etter DNV GLs vurdering, være teknisk mulig å oppnå en høy grad av hybridisering, opp mot 100%. Dette fordrer at tilbyder klarer å sette opp et tidseffektivt ladesystem, hvor det går lite tid tapt til tilkobling og opp-/nedkjøring av effekt.

Estimert effektbehov fra nettet for opplading av batteribank på land er omtrent 0,3 MW i begge kaiene, mens ved direkte lading kreves rundt 2,0 MW med helelektrisk drift. Direkte lading av fergen fra nettet vil innebære en relativt kostbar oppgradering av nettet ved Lauvstad (10-28 millioner kroner) sammenlignet med batteribanklading (rundt 8 millioner kroner). Dersom det vurderes direkte lading på dette sambandet burde det undersøkes hvorvidt den totale kostnaden kan reduseres dersom en større andel av energibehovet kan dekkes ved Volda. Som beskrevet tidligere antas det bruk av batteribank på land for de oppgitte totale økonomiske resultatene i dette notatet.

Effektkapasiteter rundt 2 MW skal være teknisk mulig, både mtp. ladeplugg og batteriteknologi. Ettersom fergen har relativt kort liggetid ved kai vil forsinkelser ha betydning på nødvendig ladeeffekt dersom fergeoperatøren forsøker å hente inn tapt tid.

Med Enova-støtte estimeres alternativet med 75% hybridisering og batteribank å utgjøre en merkostnad for fylkeskommunen over kontraktperioden på i rundt 24 millioner kroner, sammenlignet med MGO-drift, mens løsningen med helelektrisk drift gir en merkostnad på rundt 25 millioner kroner. Alternativene gir altså forholdsvis jevne merkostnader for fylkeskommunen. Dersom en får utløst NO_x-fond-støtte vil resultatene bedres ytterligere.

Kostnadseffektiviteten viser laveste merkostnader per utslippsreduksjon for alternativet med helelektrisk drift. Dette gjelder både med og uten Enova-støtte (se Tabell 7-8).