

Memo til:

Troms Fylkeskommune
v/Liv Evenstad

Memo Nr.:

10118023-1

Fra:

Arne Øvrebø Lie

Dato:

02.10.2018

Skrevet av:

Beate Norheim,
Arne Øvrebø Lie

KRAFTFORSYNING FOR ELFERGER I TROMS

Dette notatet er utarbeidet av DNV GL for Troms Fylkeskommune v/ Liv Evenstad i forbindelse med utforming av konkurransegrunnlaget for fergesamband hvor det er søkt om Enovastøtte i Troms. DNV GL har blitt bedt om å hente inn informasjon vedrørende nødvendige nettoppgraderinger, kvalitetssikre denne, vurdere teknisk og økonomisk risiko, samt gi sine anbefalinger til utforming av konkurransegrunnlaget med tanke på nettoppgraderinger.

DNV GL har fremskaffet nødvendige data i dialog med nettselskapene Troms Kraft Nett, Hålogaland Kraft Nett, Ymber og Vesterålskraft. Behovet for denne datainnhenting, før utlysningen, er på bakgrunn av erfaring høstet fra tidligere anbudskonkurranser der det i ettertid har vist seg å bli betydelig høyere nettoppgraderingskostander enn først antatt. Ved å gjøre en nøyere analyse på et tidligere tidspunkt er målsetningen å minimere risikoen for økte nettoppgraderingskostander etter utført anbud.

Kostnadskurvene vil kunne benyttes av tilbydere for å finne optimal fordeling mellom nettoppgraderinger og batteribanker på land.

Anbefalinger for utforming av konkurransegrunnlag

I Tabell 1 - 4 vises de anbefalte kostnadskurvene for nettoppgraderinger DNV GL foreslår å legge til grunn i anbudet. Kostnadskurvene for nettoppgraderinger er basert på beregninger fra de lokale nettselskapene. I tillegg har DNV GL lagt til en kostnad på 1 MNOK per kai for å dekke «lokale tiltak»; nettstasjon på kaia og kabling fra lavspentsiden av den aktuelle nettstasjonen frem til ladeutstyret på kaia. Anslaget tar høyde for usikkerheten rundt valg av ladeutstyr og dets spenningsnivå.

NVE har nylig vedtatt endringer i anleggsbidragsregelverket (se kapittel Annet). I det nye regelverket legger de opp til at kostnadsoverskridelser utover 15 %, etter en eventuell nettavtale er signert, ikke kan belastes kunden så fremt kunden selv ikke har forandret tilknytningsvilkårene. For å håndtere risikoen ved underestimert av kostnadene fra nettselskapenes side har vi derfor valgt å legge til 15 % i våre estimater.

De fleste kaiene vil bli tilknyttet på relativt svake punkter i distribusjonsnett. Nettselskapene har varslet at de vil kunne stille krav om at fergene vil måtte rampe opp effektuttaket (ladingen) gradvis, og enkelte steder kunne tilby reaktiv kompensering. DNV GL anbefaler at det legges til teknisk krav til fergene i anbudskonkurransen som sørger for at de kan bistå med reaktiv kompensering til nettet ved behov. Dersom dette ikke gjøres kan det bli behov for ytterligere nettoppgraderinger.

Utfyllende informasjon for hvert samband er gitt i kapitlene under.

Tabell 1: Olderdalen - Lyngseidet

Kai 1: Olderdalen	Kai 2: Lyngseidet	Kommentarer														
<p>Estimated cost [MNOK] vs. Power demand [kW] for Kai 1: Olderdalen.</p> <table border="1"> <tr><th>Effektbehov [kW]</th><th>Estimert kostnad [MNOK]</th></tr> <tr><td>0 - 800</td><td>8.5</td></tr> <tr><td>800 - 1000</td><td>10.5</td></tr> <tr><td>1000 - 2000</td><td>21.5</td></tr> <tr><td>2000 - 2500</td><td>21.5</td></tr> </table>	Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]	0 - 800	8.5	800 - 1000	10.5	1000 - 2000	21.5	2000 - 2500	21.5	<p>Estimated cost [MNOK] vs. Power demand [kW] for Kai 2: Lyngseidet.</p> <table border="1"> <tr><th>Effektbehov [kW]</th><th>Estimert kostnad [MNOK]</th></tr> <tr><td>0 - 6000</td><td>1.5</td></tr> </table>	Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]	0 - 6000	1.5	<p>Maksimalt effektuttak:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2,4 MW for Olderdalen - 6,0 MW for Lyngseidet
Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]															
0 - 800	8.5															
800 - 1000	10.5															
1000 - 2000	21.5															
2000 - 2500	21.5															
Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]															
0 - 6000	1.5															

Tabell 2: Revsnes - Flesnes

Kai 1: Revsnes	Kai 2: Flesnes	Kommentarer														
<p>Estimated cost [MNOK] vs. Power demand [kW] for Kai 1: Revsnes.</p> <table border="1"> <tr><th>Effektbehov [kW]</th><th>Estimert kostnad [MNOK]</th></tr> <tr><td>0 - 500</td><td>1.0</td></tr> <tr><td>500 - 1000</td><td>15.0</td></tr> <tr><td>1000 - 1500</td><td>17.5</td></tr> <tr><td>1500 - 3000</td><td>17.5</td></tr> </table>	Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]	0 - 500	1.0	500 - 1000	15.0	1000 - 1500	17.5	1500 - 3000	17.5	<p>Estimated cost [MNOK] vs. Power demand [kW] for Kai 2: Flesnes.</p> <table border="1"> <tr><th>Effektbehov [kW]</th><th>Estimert kostnad [MNOK]</th></tr> <tr><td>0 - 300</td><td>2.9</td></tr> </table>	Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]	0 - 300	2.9	<p>Maksimalt effektuttak:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 3,0 MW på Revsnes - 0,3 MW på Flesnes
Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]															
0 - 500	1.0															
500 - 1000	15.0															
1000 - 1500	17.5															
1500 - 3000	17.5															
Effektbehov [kW]	Estimert kostnad [MNOK]															
0 - 300	2.9															

Tabell 3: Stornes - Bjørnerå

Begge kaier	Kommentarer
<p>— Effektuttak Bjørnerå kai <1,4 MW — Effektuttak Bjørnerå kai < 4 MW</p> <p>Estimert kostnad [MNOK]</p> <p>Maksimalt samtidig effektbehov begge kaier [kW]</p>	<p>Maksimalt effektuttak:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 4,0 MW på begge kaier (samtidig) <p>Her er begge kaier forsynt fra samme sted, hvilket innebærer at nødvendige nettoppgraderinger vil avhenge av det maksimale effektuttaket for begge kaier. Den blå grafen er kun gyldig dersom effektuttaket på Bjørnerå er under 1,4 MW.</p>

Tabell 4: Svensby - Breivikeidet

Kai 1: Svensby	Kai 2: Breivikeidet	Kommentarer
<p>Estimert kostnad [MNOK]</p> <p>Effektbehov [kW]</p>	<p>Estimert kostnad [MNOK]</p> <p>Effektbehov [kW]</p>	<p>Maksimalt effektuttak:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Svensby 3,1 MW - Breivikeidet 2,9 MW

Samband 1: Olderdalen – Lyngseidet

Olderdalen kai ligger i konsesjonsområdet til Ymber, mens Lyngseidet ligger i området til Troms Kraft. Dette innebærer at kraftforsyningen til kaiene vil komme fra deres distribusjonsnett. Troms Kraft eier og drifter også regionalnettet i området. Opplysningene om kraftforsyningen er basert på deres innspill.

Ymber og Troms Kraft har gjennomført studier for å utrede muligheten for tilknytning av elektriske ferger ved henholdsvis Olderdalen og Lyngseidet kai. Nettselskapene har beregnet tilgjengelig effekt samt vurdert hvilke kostnader for nettoppgraderinger som må påregnes. Studiene analyserer hvorvidt alle komponenter tåler maksimal påkjenning både i lett- og tunglast, samt at krav til spenningsvariasjon tilfredstilles.

Tabell 5 viser effektbehov som er lagt til grunn for beregningene for de ulike lokasjonene ved direkteledning og lading via batteribank.

Tabell 5: Estimert effektbehov for direkteledning og batteribank for Olderdalen - Lyngseidet

Lokasjon	Direkteledning [MW]	Batteribank [MW]
Olderdalen	3,1	0,8
Lyngseidet	6,3	0,8

Resultatet av studiene er gjengitt i figur 2 og figur 3. Her vises den estimerte kostnaden for ulike effektbehov ved kaiene. Dagens tilgjengelige nettkapasitet i Olderdalen og Lyngseidet er estimert til henholdsvis 0 MW og 6 MW. Det er ikke mulig med en full-elektrisk løsning med kun direkteledning uten større nettoppgraderinger i Olderdalen og Lyngseidet.



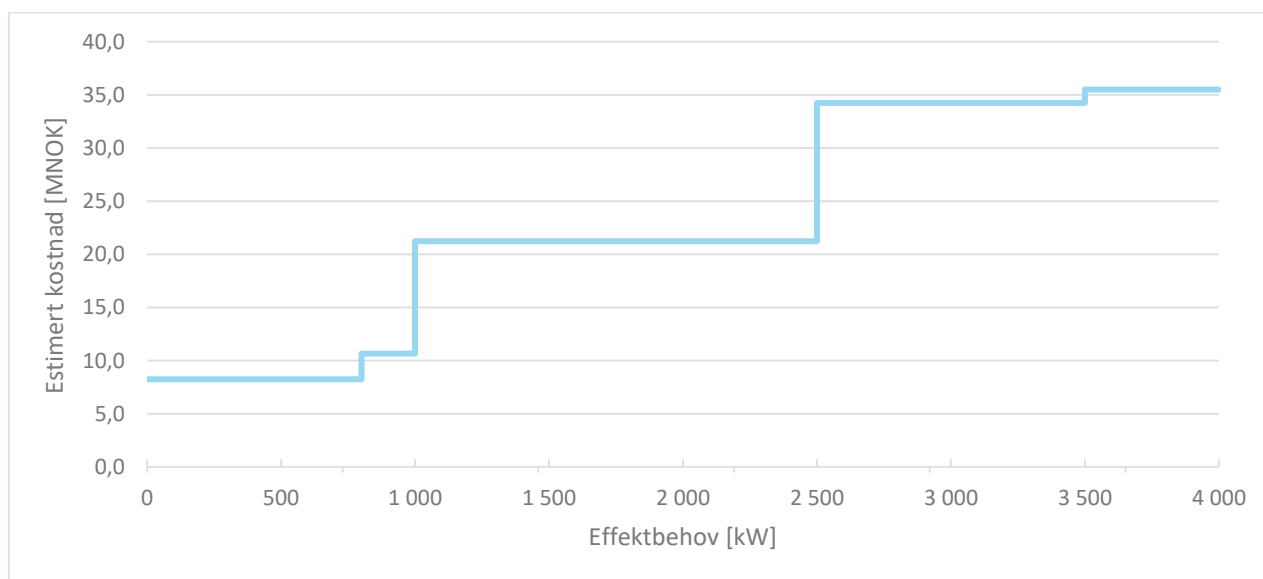
Figur 1: Oversiktskart over nettinfrastrukturen ved fergesambandet Lyngseidet- Olderdalen

Olderdalen

Olderdalen kai er tilknyttet et veldig svakt punkt i distribusjonsnettet, der det ikke er ledig kapasitet uten større nettoppgraderinger per dags dato. Olderdalen er forsynt med kraft fra det lokale 22 kV distribusjonsnettet, som igjen blir forsynt via regionalnettet på 66 kV. Den ca. 40 km radialen består hovedsakelig av luftnett med linjetype FEAL25¹.

Nettilknytning med effektuttak på opptil 1 MW vil innebære at en må forsterke nettet fra Goulas til Trollvik, en strekning på ca. 10,4 km. Forsterkningen innebærer at en oppgraderer dagens linje til en tykkelse av type FEAL97 eller FEAL150. Kostandene for et slikt tiltak er estimert å gi et anleggsbidrag på 6,3 MNOK (FEAL97) til 8,4 MNOK (FEAL150).

Effektuttak opptil omtrent 3,2 MW vil innebære at en forsterker nettet fra Goulas til Olderdalen, en strekning på 24 km. Dagens linje med FEAL25 blir i tilfelle oppgradert til FEAL 150/240. Kostnaden for tiltaket er estimert å gi et anleggsbidrag i størrelsesorden 17,6 MNOK (FEAL 150) til 28,9 MNOK (FEAL 1240). Effektuttak utover 3,2 MW vill innebære enten 1) en ny sjøkabel fra Lyngen Transformatorstasjon og kabel inn til ladetrafo (totalt ca. 12 km), eller 2) nytt uttak fra 66/132 kV regionalnett med ny transformatorstasjon. Dette er vurdert til å være uaktuelle tiltak for fergesambandet, da de vil medføre anleggsbidrag på over 40 MNOK.



Figur 2: Estimert kostnad ved nettilknytning på Olderdalen kai (Ymber, September 2018)

Et planlagt kraftverk i området samt en industribedrift med økt effektbehov kan påvirke kraftforsyningen. Disse er imidlertid ikke forsynt fra samme transformatorstasjon som Olderdalen kai i normal drift.

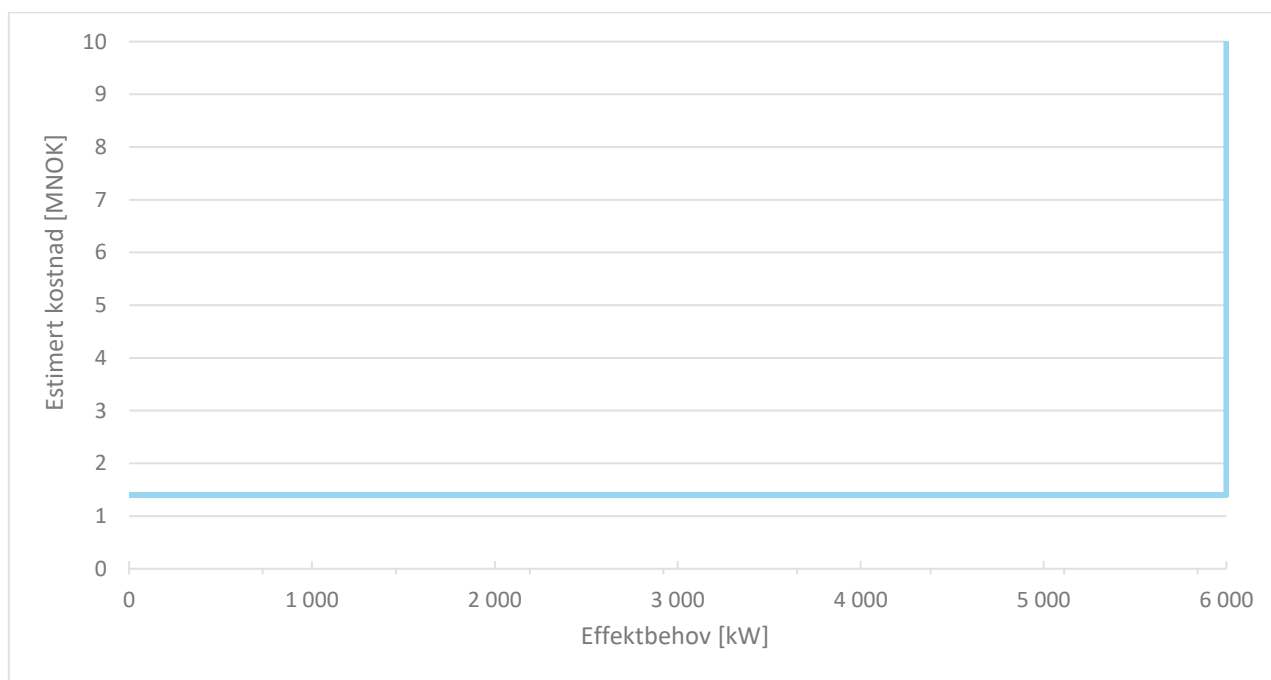
¹ FeAl betegner ledermaterialet; stål og aluminium. 25 betegner ledertversnittet; 25mm².

Lyngseidet

Lyngseidet kai er tilknyttet et sterkt punkt i distribusjonsnett, der det er betydelig ledig kapasitet uten større nettoppgraderinger per dags dato. Tilgjengelig kapasitet ved kaien er estimert til 6 MW. Lyngseidet er forsynt med kraft fra det lokale 22KV distribusjonsnett, som igjen blir forsynt fra 132 kV regionalnettet via en 132/22 kV transformator på Lyngen.

Nettanalysen viser at det er tilstrekkelig god kapasitet gitt at effektuttaket holdes under 6 MW. Troms Kraft har ikke identifisert andre aktører som etterspør kapasitet i nærheten, som vil ha påvirkning for kapasiteten til Lyngseidet. Kapasitet utover 6 MW vil innebære betydelige investeringer i nettet. Det må da etableres en egen 22 kV avgang fra trafostasjon og frem til nettstasjon på kai; forsterkning av eksisterende nett er ikke tilstrekkelig. Kostnaden for et slikt tiltak er estimert å gi et anleggsbidrag på over 50 MNOK.

Anleggsbidraget for effektuttak under 6 MW er estimert til omtrent 1,5 MNOK (inkludert lokale tiltak og et risikopåslag på 15%).



Effektuttak [kW]	0	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000
Kostnad [MNOK]	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	50

Figur 3: Estimert kostnad ved nettilknytning på Lyngseidet kai (Troms Kraft, Sep 2018)

DNV GLs vurdering

Usikkerheten i kostnadsestimatene er relativt store for Olderdalen. Ymber har selv løftet at de har liten erfaring med nettutbygginger på dette spenningsnivået (22 kV), og har støttet seg på sprikende bransjetall. Ettersom nettselskapet selv har valgt å benytte seg av det de anser som konservative estimat har imidlertid ikke DNV GL valgt å legge på et ytterligere risikopåslag i kostnadsestimatene.

Side 7 av 22

DNV GL forstår at nye kunder i området ikke vil påvirke tilknytningen i en normalsituasjon. Dersom forholdene i feilsituasjoner viser seg å påvirke nettilknytningen kan dette sannsynligvis løses med en utkoblbar tariff eller KILE-avtale.

For Olderdalen anbefaler DNV GL å begrense maksimalt effektuttak til 2,4 MW, da en unngår de mest omfattende nettoppgraderingene med størst usikkerhet, og holder seg til oppgraderinger av eksisterende nett. Effektuttak over 2,4 MW vil sannsynligvis ikke være kostnadseffektive sammenlignet med bruk av batteribank.

For Lyngseidet er det få usikkerheter, da det allerede er god nettkapasitet i området, og nettselskapet har ikke mottatt interesse fra andre kunder som ønsker økt kapasitet. Maksimalt effektbehov er beregnet til 6,3 MW for Lyngseidet, 0,3 MW høyere enn tilgjengelig nettkapasitet. Dette er imidlertid basert på at fergen skal kunne fulllades via direkteledning på 5 minutter, noe som kun er aktuelt for et mindre antall avganger. Vi anbefaler derfor å begrense effektuttaket til 6 MW, som vil medføre en noe lavere hybridiseringsgrad eller økt bruk av batteribank dersom det er kostnadseffektivt.

Ettersom dette er en forhåndsutredning der kunden ikke har bestilt et uttak, omfattes ikke utredningen av NVEs regelverk om maksimalt 15% tillegg til oppgitt estimat ved etterberegning. DNV GL legger likevel til grunn 15% for å håndtere noe av usikkerheten i estimatene.

Samband 2: Revsnes – Flesnes

Revsnes kai ligger i konsesjonsområdet til Hålogaland Kraft, mens Flesnes kai ligger i området til Vesterålskraft. Dette innebærer at kraftforsyningen vil komme fra deres distribusjonsnett. Hålogaland Kraft eier og drifter også regionalnettet i området. Opplysningene om kraftforsyningen er basert på deres innspill. Det er svakt nett ved både Revsnes og Flesnes kai, og de ligger begge på radialer i nettet.

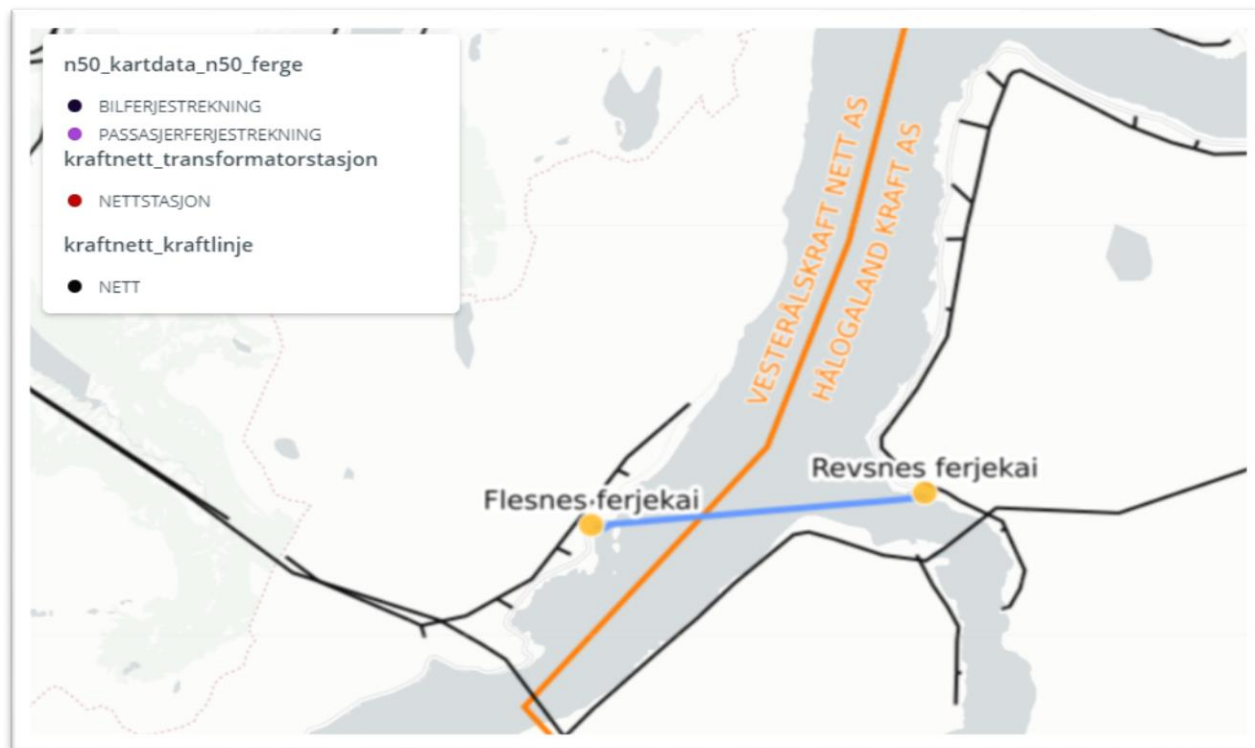
Hålogaland Kraft og Vesterålskraft har gjennomført studier for å utrede muligheten for tilknytning av elektriske ferger ved henholdsvis Revsnes og Flesnes kai. Nettselskapene har beregnet tilgjengelig effekt, samt vurdert hvilke kostnader for nettoppgraderinger som må påregnes. Studien undersøker hvorvidt alle komponentene tåler maksimal påkjenning både i lett- og tunglast, samt at krav til spenningsvariasjon tilfredstilles.

Tabell 6 viser effektbehov som er lagt til grunn for beregningene for de ulike lokasjonene ved direkteklading og lading via batteribank.

Tabell 6: Estimert effektbehov for hhv. direkteklading og batteribank for samband 2

Lokasjon	Direkteklading [MW]	Batteribank [MW]
Revsnes	1,5	0,3
Flesnes	1,5	0,3

Resultatet av studiene er gjengitt i figur 5 og figur 6. Her vises den estimerte kostnaden for ulike effektbehov. Dagens tilgjengelige nettkapasitet i Revsnes og Flesnes er estimert til henholdsvis 200 kW og 300 kW. Det er ikke mulig med en fullelektrisk løsning med direkteklading uten større nettoppgraderinger verken på Revsnes eller Flesnes kai.



Figur 4: Oversiktskart over nettinfrastrukturen ved fergesambandet Revsnes- Flesnes

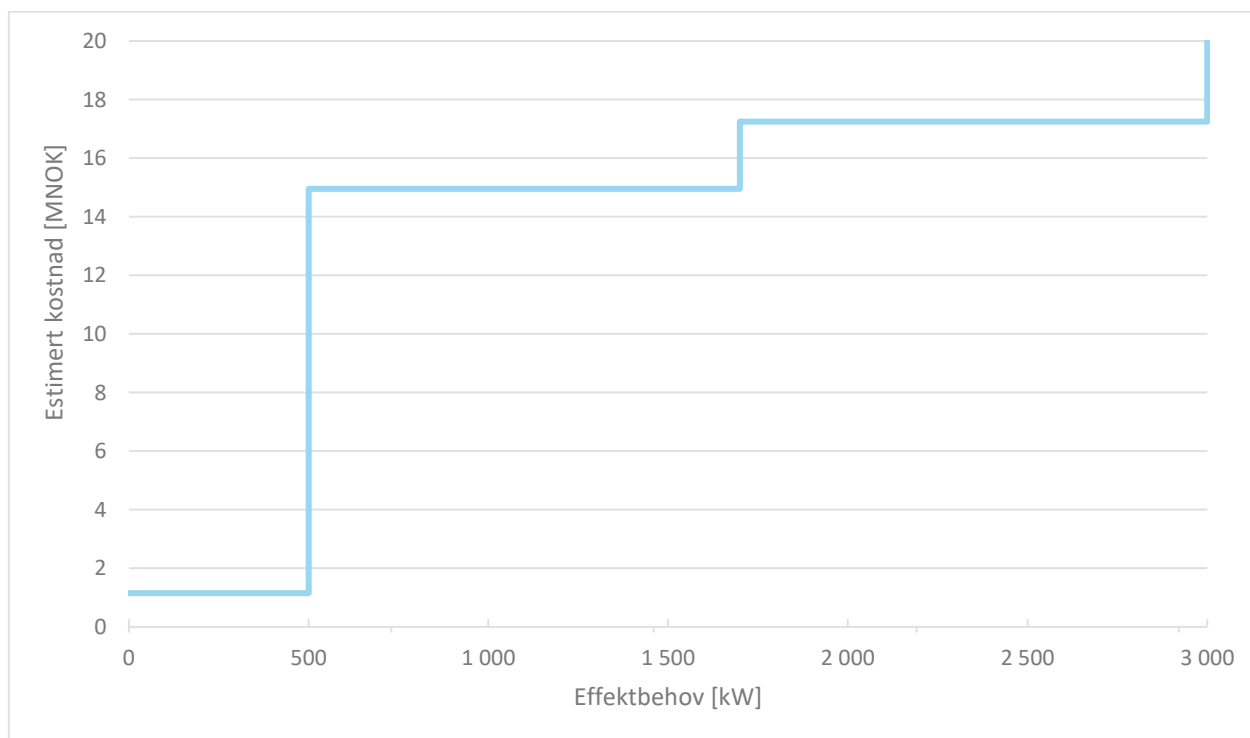
Revsnes

Revsnes kai er tilknyttet et veldig svakt punkt i distribusjonsnett, der det er begrenset med ledig kapasitet uten større nettoppgraderinger per dags dato. Tilgjengelig kapasitet på kaien i dag er estimert til 200 kW. Revsnes blir forsynt med kraft fra det lokale 22 kV distribusjonsnett, som blir forsynt fra regionalnettet 132kV via en 132/22 kV trafo på Gåre. Radialen på omtrent 20 km består hovedsakelig av luftnett med linjetype FEAL 50-16.

Ved kapasitet fra 200 til 500 kW vil det være behov for tiltak for å hindre uønskede spenningsvariasjoner og spenningsprang. Dette kan løses ved å sette krav om teknisk spesifikasjoner til elfergen/ladesystemet i anbudsprosessen om levering av reaktiv effekt. Et alternativ vil være et kondensatorbatteri som leverer reaktive kompensasjon (kapasitiv) et sted på linjen.

Kapasitet utover 500 kW (opp til 3 MW) vil medføre behovet for å forsterke linjenettet fra Gåre til Revsnes fergekai. Avhengig om man forsterker linjen til type BLL99 eller BLL159, er estimert anleggsbidrag 12-14 MNOK. Dette forutsetter bygging av 19 km ny linje i eksisterende linjetrasé (se kart). Merk at det vil være en rimeligere løsning å bygge BLL99, men det vil føre til et svakere nett og problemer med spenningskvalitet i overliggende nett. HLK mener derfor at denne løsningen ikke er egnet.

Kostnadsestimatet i Figur 5 tar utgangspunkt i informasjonen i de foregående avsnittene. Det inkluderer i tillegg kostnaden ved tilknytning (1 MNOK) og et usikkerhetspåslag.



Figur 5: Estimert kostnad ved nettilknytning på Revsnes kai. (Hålogaland kraft, Sep 2018)

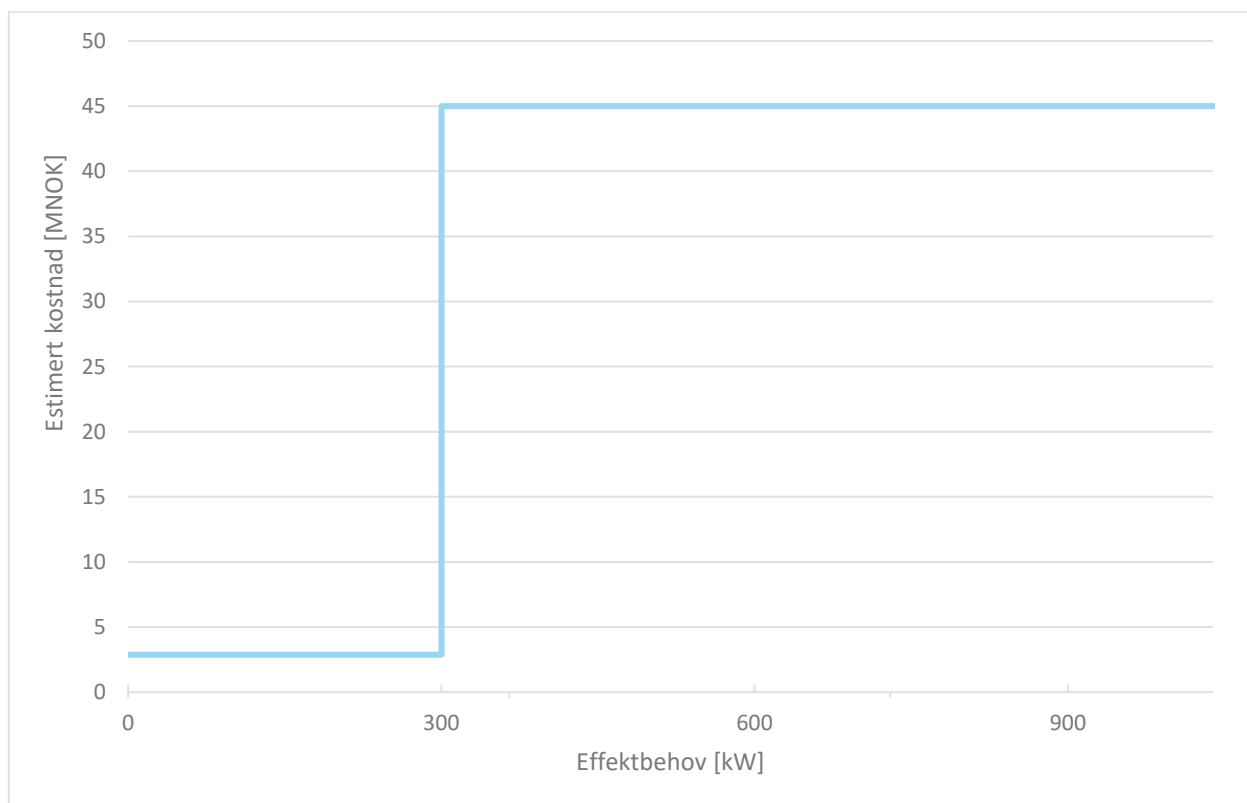
Flesnes

Flesnes kai er tilknyttet et veldig svakt punkt i distribusjonsnett, der det ikke er noen ledig kapasitet uten enkelte nettoppgraderinger per dags dato. Flesnes blir forsynt med kraft fra det lokale 22kV distribusjonsnett, som igjen blir forsynt fra en 5 km 150Al kabel tilknyttet regionalnettet (66kV) via en 66/22 kV trafostasjon på Sortlandsund. Den ca. 24 km radialen til Flesnes er tilknyttet ca. midt på denne strekningen og består hovedsakelig av luftnett med linjetype FEAL 16.

Det er tilgjengelig kapasitet tilsvarende 300 kW i dagens nett, forutsatt at Vesterålkraft utfører mindre tiltak i eksisterende nett for å heve spenningen. Dette tiltaket vil innebære at deler av dagens linjer erstattes med 24 kV TSLF 3x1x240 Al. Kostandene for et slikt tiltak er estimert å gi et anleggsbidrag på 1.5 MNOK.

Ved uttak utover 300 kW må det gjøres netttiltak over mange kilometers ledningstrekk. Det er mulig å legge sjøkabel fra Langvassbukta til Gombogen (5,2 km) samt en 0,9 km sjøkabel over Sigerfjord og oppgradering siste linjestykke mot Flesnes. Kostnad for dette anslås til 40-50 MNOK.

Kostnadsestimatet i Figur 6 tar utgangspunkt i informasjonen i de foregående avsnittene. Det inkluderer i tillegg kostnaden ved tilknytning (1 MNOK) og et usikkerhetspåslag (15 %).



Effektuttak [kW]	0	200	300	400	2000	3000
Kostnad [MNOK]	2.9	2.9	2.9	45	45	45

Figur 6: Estimert kostnad ved nettilknytning på Flesnes kai. (Vesterålkraft, Sep 2018)

DNV GLs vurdering

Hålogaland Kraft Nett har estimert at det vil være mulig å levere opp til 3 MW i Revsnes med enkelte nettoppgraderinger (12-14 MNOK), forutsatt at det installeres noe ekstra kompensering/mykstart i tilknytningspunktet. Dette kan løses ved å stille tekniske krav om reaktiv kompensering fra ladeutstyret i anbudet. Vi velger derfor ikke å legge til en ekstra kostand for kondensatorbatteri. Hålogaland kraft har ikke tatt høyde for eventuelle investeringsbehov i overliggende nett.

Vesterålkraft har lagt til en usikkerhetspost på 100 000 NOK i sitt kostandestimat for effektuttak opp til 300 kW. Det er heller ikke andre kunder som har etterspurt ytterligere kapasitet på radialen. Det er en kunde som har spurt om kapasitet på kabelen der Flesnes er tilknyttet via en radial, men dette vil ikke påvirke tilgjengelig kapasitet på Flesnes.

Ettersom dette er en forhåndsutredning der kunden ikke har bestilt et uttak, omfattes ikke utredningen av NVEs regelverk om maksimalt 15% tillegg til oppgitt estimat ved etterberegning. DNV GL legger likevel til grunn en usikkerhetsprosent på 15%, for å håndtere noe av usikkerheten i estimatene.

DNV GL anbefaler å sette grensen for maksimalt effektuttak til 3 MW for Revsnes og 0,3 MW for Flesnes, ettersom effektuttak utover dette vil medføre svært høye kostnader.

Samband 3: Stornes – Bjørnerå

Begge kaiene ligger i konsesjonsområdet til Hålogaland Kraft, som innebærer at kraftforsyningen vil komme fra deres 22 kV distribusjonsnett. Hålogaland Kraft eier og drifter også regionalnettet i området. Opplysningene om kraftforsyningen er basert på deres innspill.

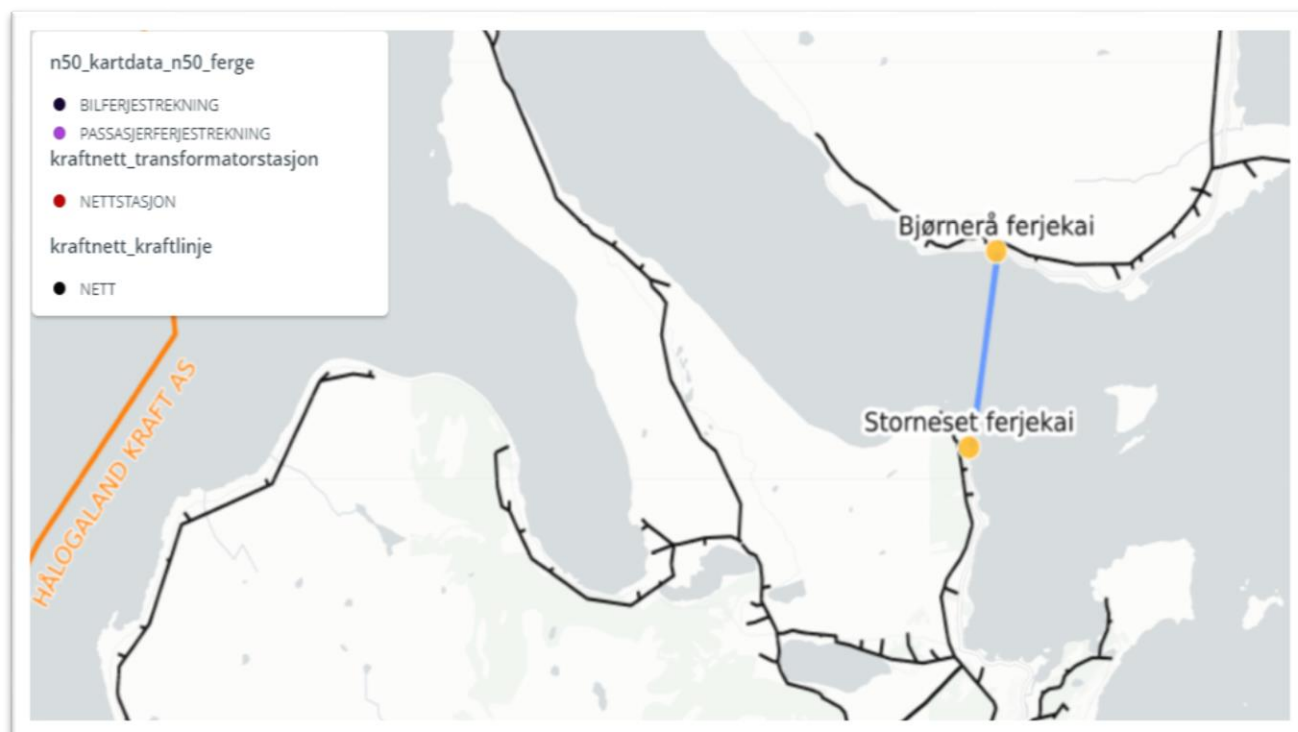
Hålogaland Kraft har gjennomført en studie for å utrede muligheten for tilknytning av elektriske ferger ved henholdsvis Stornes (Hinnøy) og Bjørnerå (Grytøya). Nettselskapet har beregnet tilgjengelig effekt samt vurdert hvilke kostnader for nettoppgraderinger som må påregnes. Studien undersøker hvorvidt alle komponentene tåler maksimal påkjenning både i lett- og tunglast, samt at krav til spenningsvariasjon tilfredstilles.

Tabell 7 viser effektbehovet som er lagt til grunn for beregningene for de ulike lokasjonene ved direkteledning og lading via batteribank.

Tabell 7: Estimert effektbehov for hhv. direkteledning og batteribank for samband

Lokasjon	Direkteledning [MW]	Batteribank [MW]
Stornes	3,3	0,3
Bjørnerå	3,3	0,3

Resultatet av studien er gjengitt i figur 8. Her vises den estimerte kostnaden for ulike effektbehov. Dagens tilgjengelige nettkapasitet i Stornes og Bjørnerå er estimert til 200 kW i begge kaiene. Da fergekaiene er tilknyttet samme radial i nettet, bør investeringen i nettilknytning vurderes samlet.



Figur 7: Oversiktskart over nettinfrastrukturen ved Stornes - Bjørnerå/Grytøya

Stornes

Stornes kai er tilknyttet et veldig svakt punkt i distribusjonsnettet, der det er begrenset med ledig kapasitet uten større nettoppgraderinger per dags dato. Tilgjengelig kapasitet på kaien i dag er estimert til 200 kW. Stornes blir forsynt med kraft fra det lokale 22kV distribusjonsnettet, som igjen blir forsynt fra regionalnettet (132kV) via den 132/22 kV trafostasjonen på Møkkeland. Den ca. 7 km radialen består hovedsakelig av luftnett med linjetype FEAL 70.

Tilgjengelig kapasitet på kaien i dag er estimert til 200 kW forutsatt at HLK utfører planlagte tiltak i eksisterende nett for å heve spenningen. Anleggsbidrag vil da kun være de kundespesifikke kostnadene med tilknytning for Stornes anslått til 1 MNOK.

Kapasitet utover 200 kW vil medføre behovet for å forsterke linjenettet fra Møkkeland til Stornes. Dette forutsetter bygging av 7 km ny linje i eksisterende linjetrasé. Avhengig av hvilken linjetykkelse man velger å oppgradere den eksisterende linjen til, er estimert anleggsbidrag ventet å bli enten 10,6 MNOK (linjetype BLL159) eller 12 MNOK (linjetype BLL241).

Bjørnerå

Bjørnerå kai er tilknyttet et veldig svakt punkt i distribusjonsnettet, der det er begrenset med ledig kapasitet uten større nettoppgraderinger per dags dato. Tilgjengelig kapasitet på kaien i dag er estimert til 200 kW. Bjørnerå blir forsynt med kraft fra det lokale 22kV distribusjonsnettet, som igjen blir forsynt fra regionalnettet (132kV) via 132/22 kV trafostasjonen på Møkkeland (samme som Stornes). Den ca. 11 km radialen består hovedsakelig av luftnett med linjetype FEAL 95- 50 (via Stornes), samt lange sjøkabler og kortere kabelinnføringer.

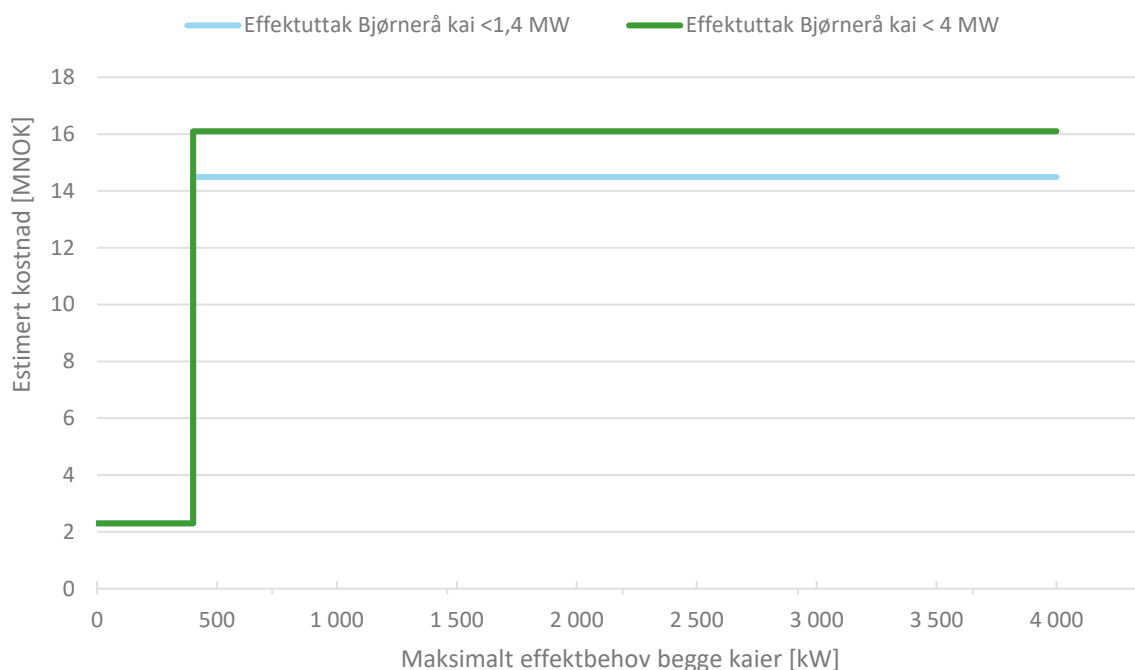
Tilgjengelig kapasitet på kaien i dag er estimert til 200 kW, forutsatt at HLK utfører planlagte tiltak i eksisterende nett for å heve spenningen. Anleggsbidrag vil da kun være de kundespesifikke kostnadene med tilknytning for Bjørnerå anslått til 1 MNOK.

For å kunne forsyne 1,4 MW til Bjørnerå fergekai kreves en ny luftlinje med kapasitet BLL159 fra Møkkeland trafostasjon og frem til Stornes fergekai. Ønsker man kapasitet opp mot 3,5 MW må den samme linjen bygges med en kapasitet på BLL241. Dette innebærer at det eksisterende nettet kan forsyne kaianlegget på Stornes, mens ny luftlinje vil kunne forsyne Bjørnerå fergekai. Det vil ikke være behov for å gjøre noe med sjøkablene til Grytøy eller luftnettet der dersom man bygger en relativt kraftig ny linje.

Kostnadsestimat

De estimerte kostnadene ved tiltakene som beskrevet over vil påvirke tilgjengelig kapasitet ved begge kaier. Vi ser det derfor hensiktsmessig å legge til grunn maksimal last for de to kaiene samlet i anbudsprosessen. Av figur 8 fremgår det at det i dag er omtrent 400kW tilgjengelig kapasitet for de to kaiene samlet. Kostnaden ved nettkapasitet opp til maksimalt 4 MW for kaiene samlet vil være i underkant av 15 MNOK, gitt at effektuttaket på Bjørnerå kai begrenses til 1,4 MW. Dersom effektuttaket på Bjørnerå er over 1,4 MW vil et effektuttak på maksimalt 4 MW for kaiene samlet være omtrent 17 MNOK.

Siden dette er en forhåndsutredning der kunden ikke har bestilt et uttak, omfattes ikke utredningen av NVEs regelverk om maksimalt 15% tillegg til oppgitt estimat ved etterberegning. DNV GL legger likevel til grunn en usikkerhetsprosent på 15%, for å håndtere noe av usikkerheten i estimatene.



Effektuttak [kW]	0	400	1000	1400	3000	5000	6000	7000
Kostnad [MNOK] (Bjørnerå kai<1.4 MW)	2.3	2.3	14.5	14.5	14.5	14.5	16.1	16.1
Kostnad [MNOK] (Bjørnerå kai<3.5 MW)	2.3	2.3	14.5	16.1	16.1	16.1	16.1	16.1


Figur 8: Estimert kostnad ved nettilknytning på Stornes og Bjørnerå kaier (Hålogaland Kraft, Sep 2018)

DNV GLs vurdering

Det er et svakt nett ved både Stornes og Bjørnerå, og kaiene er knyttet til samme distribusjonsnettsradial. Det vil være noe høyere sannsynlighet for svekket driftssikkerhet ettersom samme feil vil kunne føre til avbrudd på begge kaier. Konsekvensen av dette dersom fergene er hybride og kan driftes på et alternativt drivstoff anslås likevel som svært lav.

Hålogaland Kraft Nett har estimert at det vil kunne gå fint å levere opp til 4 MW i både Bjørnerå og Stornes med de foreslåtte investeringene beskrevet over, men dette effektuttaket vil kreve at det installeres noe ekstra kompensering/mykstart i tilknytningspunktet. Dette kan løses ved å stille tekniske krav om reaktiv kompensering via elfergebatteriet/ladestasjonen i anbudet. Vi velger derfor ikke å legge til en ekstra kostnad for kondensatorbatteri.

Hålogaland kraft har ikke tatt høyde for eventuelle investeringsbehov i overliggende nett i deres analyse. Vi forventer at det er en lav risiko for at tilknytningen vil medføre investeringer i



Side 15 av 22

overliggende nett, da det er snakk om en relativ liten effektstørrelse på dette tilknytningsnivået (132 kV regionalnett).

DNV GL anbefaler å sette grensen for maksimalt effektuttak til 4 MW for begge kaier samlet, som gir en margin med tanke på estimert effektbehov ved direkteledning for fullelektrisk drift på 3,3 MW.

Samband 4: Svensby – Breivikeidet

Begge kaiene ligger i konsesjonsområdet til Troms Kraft Nett, som innebærer at kraftforsyningen vil komme fra deres 22 kV distribusjonsnett. Troms Kraft eier og drifter også regionalnettet i området. Opplysningene om kraftforsyningen er basert på deres innspill.

Troms Kraft har gjennomført en studie for å utrede muligheten for tilknytning av elektriske ferger ved Svensby og Breivikeidet. Nettselskapet har beregnet tilgjengelig effekt samt vurdert hvilke kostnader for nettoppgraderinger som må påregnes. Studien undersøker hvorvidt alle komponentene tåler maksimal påkjenning både i lett- og tunglast, samt at krav til spenningsvariasjon tilfredsstilles.

Tabell 8 viser effektbehov som er lagt til grunn for beregningene for de ulike lokasjonene ved direkteledning og lading via batteribank.

Tabell 8: Estimert effektbehov for hhv. direkteledning og batteribank for samband 4

Lokasjon	Direkteledning [MW]	Batteribank [MW]
Breivikeidet	3,7	0,5
Svensby	3,7	0,5

Resultatet av studien er gjengitt i figur 10 og figur 11. Her vises den estimerte kostnaden for ulike effektbehov. Dagens tilgjengelige nettkapasitet på de to kaiene er estimert til 1500 kW. Uten særlige krav til reaktiv kompensering er det ikke mulig med direkteledning uten større nettoppgraderinger.



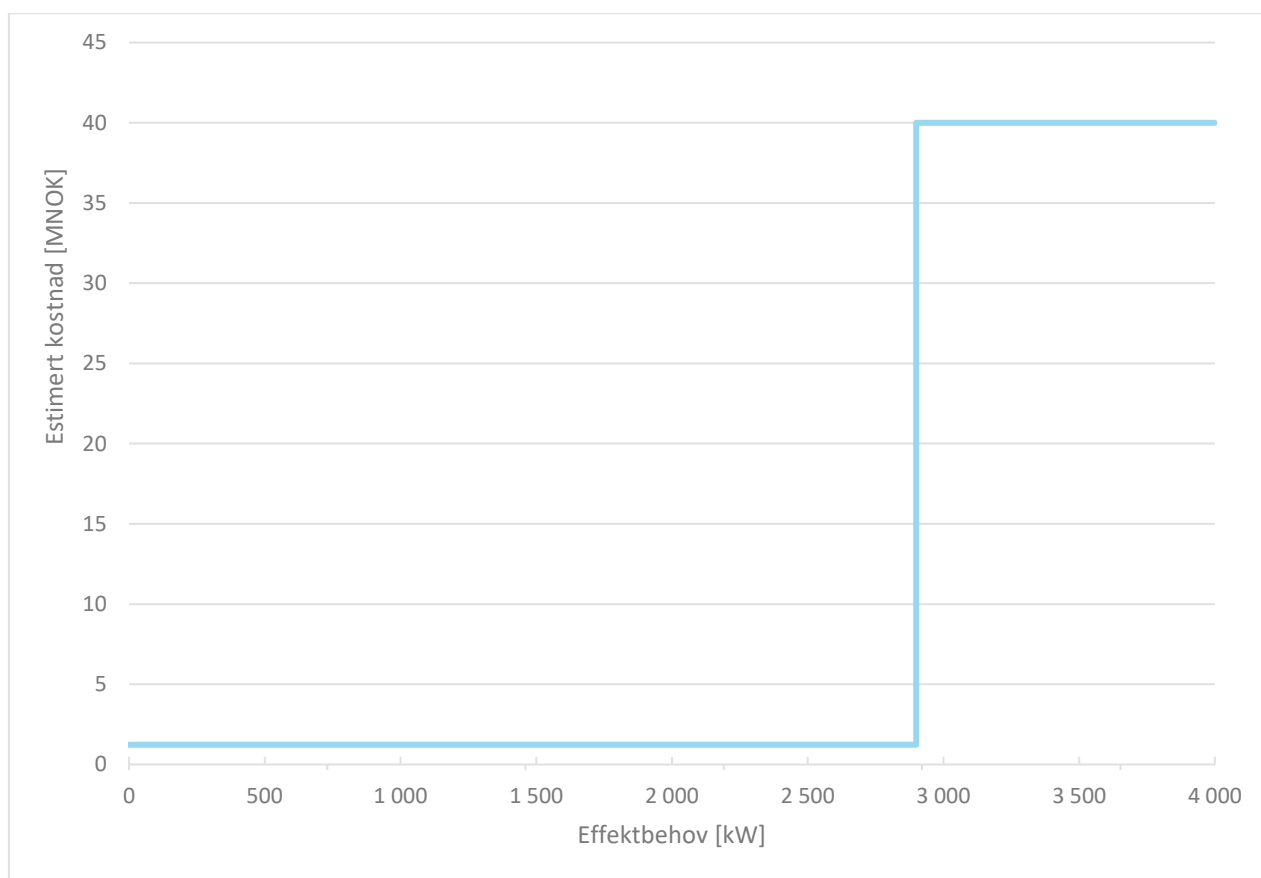
Figur 9: Oversiktskart over nettinfrastrukturen ved Svensby- Breivikeidet

Brevikeidet

Brevikeidet kai er tilknyttet et relativt sterkt punkt i distribusjonsnettet, der det er noe tilgjengelig kapasitet uten større nettoppgraderinger per dags dato. Tilgjengelig kapasitet på kaien i dag er estimert til 1 500 kW. Brevikeidet blir forsynt med kraft fra det lokale 22kV distribusjonsnettet.

Ved kapasitet fra 1500 kW til 2 900 kW er det nødvendig med enkelte mindre tiltak i nettet for å sikre at en holder seg innenfor kravene til spenningsvariasjon. Dette kan løses ved å sette krav om levering av reaktiv effekt. Det er estimert at den reaktive kapasiteten må være omtrent 1,8 MVar (kapasitivt) for å holde seg innenfor kravet. Tilknytningskostnaden er estimert til 1,2 MNOK (inkl. nettstasjonen).

Ved kapasitet utover 2,9 MW må det etableres ny avgang fra nærmeste trafostasjon og til det nye forbruket, denne avstanden er rundt 15km. Kostnaden ved dette tiltaket er estimert til 30 MNOK.



Effektuttak [kW]	0	1 000	2 000	2 900	3 000	10 000
Kostnad [MNOK]	1.2	1.2	1.2	1.2	40	40

Figur 10: Estimert kostnad ved nettilknytning på Brevikeidet kai (Troms Kraft, Sep 2018)

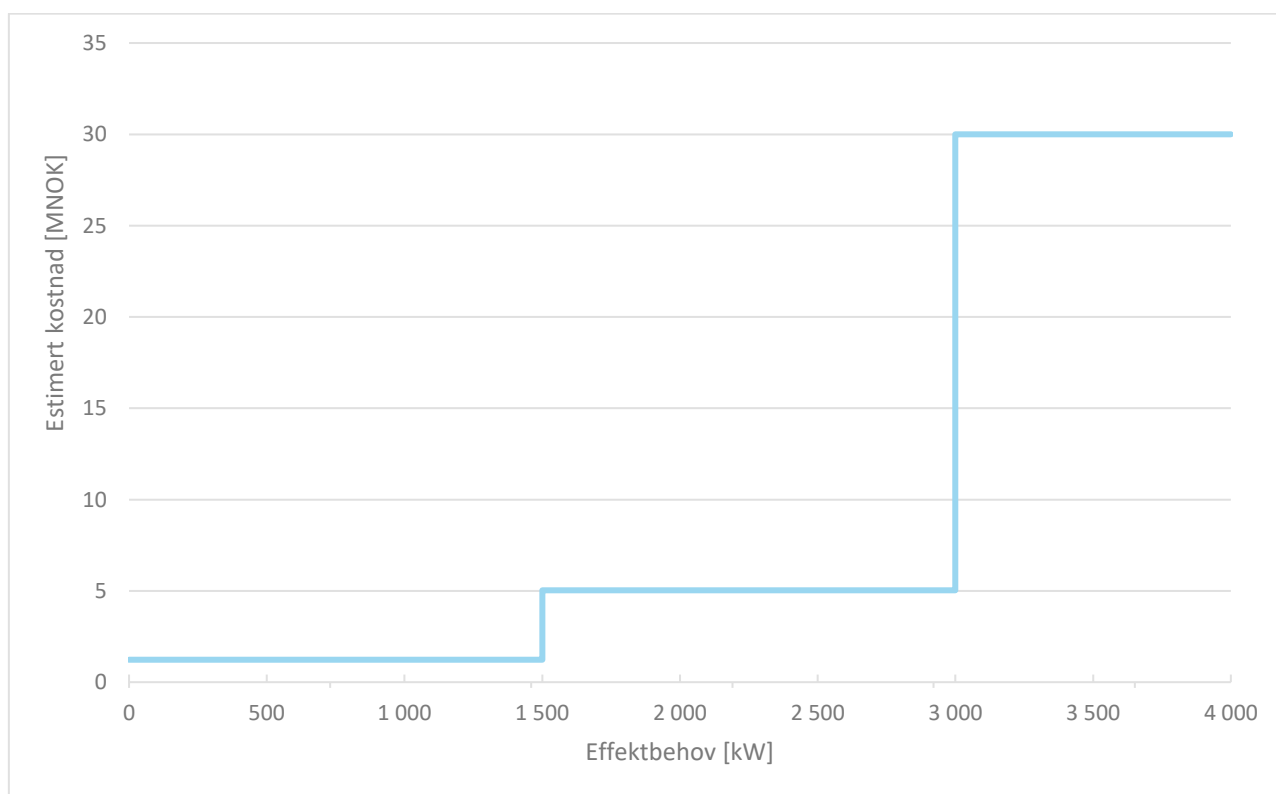
Svensby

Svensby kai er tilknyttet et relativt sterkt punkt i distribusjonsnett, der det er noe tilgjengelig kapasitet uten større nettoppgraderinger per dags dato. Tilgjengelig kapasitet på kaien i dag er estimert til 1 500 kW. Svensby blir forsynt med kraft fra det lokale 22kV distribusjonsnett.

Ved kapasitet fra 1500 kW til 3 100 kW er det nødvendig med enkelte mindre tiltak i nettet for å sikre at en holder seg innenfor kravene til spenningsvariasjon. Dette vil innebære at sjøkabelen over Kjosens skiftes ettersom denne ikke har tilstrekkelig termisk kapasitet og at tilknytningen utrustes med reaktiv kompensering. Reaktiv kompensering kan løses ved å sette krav om levering av reaktiv effekt i anbudsprosessen. Det er estimert at tilknytningspunktet må utrustes med en reaktiv kapasitet på omtrent 1,6 MVar (kapasitivt) for å holde seg innenfor kravet. Kostnaden for legging av ny sjøkabel er estimert å gi et anleggsbidrag på 3,5 MNOK.

Ved kapasitet utover 3,1 MW må det etableres en ny avgang fra nærmeste trafostasjon og frem til kaien, denne avstanden er rundt 50 km. Kostnaden ved dette er estimert til 40 MNOK.

I tillegg til disse kostnadene er det estimert en tilknytningskostnad på 1,2 MNOK for lokale tiltak (inkl. nettstasjon).



Effektuttak [kW]	0	1 500	2 000	2 500	3 000	10 000
Kostnad [MNOK]	1.2	1.2	5	5	30	30

Figur 11: Estimert kostnad ved nettilknytning på Svensby kai (Troms Kraft, Sep 2018)

DNV GLs vurdering

Det er ingen som etterspør økt kapasitet i nettet per dags dato, derfor er risikoen lav for at noen vil begrense den estimerte tilgjengelig nettkapasitet til fergesambandet.

Ettersom dette er en forhåndsutredning der kunden ikke har bestilt et uttak, omfattes ikke utredningen av NVEs regelverk om maksimalt 15% tillegg til oppgitt estimat ved etterberegning. DNV GL legger likevel til grunn en usikkerhetsprosent på 15%, for å håndtere noe av usikkerheten i estimatene.

DNV GL anbefaler å sette grensen for maksimalt effektuttak til 3,1 MW for Svensby og 2,9 MW for Breivikseidet, ettersom effektuttak utover dette vil medføre svært høye kostnader.

ANNET

Ny regulering om anleggsbidrag

Nettselskaper i distribusjonsnettet har rett til, jf. § 16 (tidligere §17-5) i forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om teknisk og økonomisk rapportering², inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen (kontrollforskriften), å fastsette anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder.

Denne forskriften, forskrift om kontroll av nettvirksomhet (kontrollforskriften), har vært oppe til behandling hos NVE og 2. juli 2018 vedtok NVE endringer i forskriften. De nye endringene vil være gjeldene fra 1. januar 2019, og vil ha konsekvenser for nettilknytning for fremtidige fergeprosjekter.

En av disse endringene innebærer at nettselskapene skal fastsette og kreve inn anleggsbidrag når en kunde utløser investeringer i regional- og transmisjonsnettet. Dette har tidligere kun vært praksis som en «bør»-paragraf på distribusjonsnettnivå. Konsekvensen av dette avhenger av det spesifikke sambandet, og risikoen er knyttet til høyere tilknytningskostnad som følge av kostnader i overliggende nett.

En annen viktig endring er at nettselskapet kun kan kreve at kunden dekker kostnadsoverskridelser inntil 15 prosent av anleggsbidraget kunden får estimert i forkant, forutsatt at overskridelser ikke skyldes forhold på kundens side (§ 16-11). Dette styrker kundenes rettigheter og reduserer risikoen for store kostnadsoverskridelser som følge av mangelfull prosjektering fra nettselskapets side. Merk at «i forkant» innebærer at det eksisterer en avtale mellom nettselskapet og kunden.

Beregning av anleggsbidrag i eksisterende nettanlegg (distribusjonsnett, §16-7)

Et anleggsbidrag hvor man reinvesterer i eksisterende nettanlegg skal etter kontrollforskriften ikke dekkes av kunde i sin helhet. Anleggsbidraget for kunde vil i disse tilfellene bestå av følgende elementer:

- **Kostnader knyttet til fremskynding av reinvestering i eksisterende nett**

Fremskyndingskostnader er kostnader ved å gjøre endringer (reinvesteringer) i nettet på et tidligere tidspunkt enn ellers nødvendig, det vil si, før nettanleggets levetid utgår. Fremskyndingskostnadene beregnes ved å sammenligne dagens reinvesteringskostnad med nåverdien av fremtidig reinvestering som unngås.

- **Kostnader for kapasitetsøkning**

Merkostnaden for å bygge et nett med økt kapasitet for å forsyne ny kunde.

- **Anleggskostnader for kundespesifikt nettanlegg**

Alle anleggskostnader for nettanlegg som blir bygd og dimensjonert for å forsyne kundens anlegg. Disse kostnadene skal i sin helhet dekkes av kunden.

Nettleie

Elektriske ferger kan påvirke kraftsystemet i stor grad, spesielt ved bruk av direkteledning. Det er ofte store energi- og effektbehov 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

² *Oppsummeringsrapport: Forslag til endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomhet*, 02.02.2018, http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_67.pdf

Side 21 av 22

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.

Energikostnadene til en elferge er knyttet til disse to parameterne:

- Nettleie
- Kraftpris

Kraftprisen representerer kostnaden ved å produsere en mengde strøm (kWh). Fergens kraftkostnad er basert på hvor mye strøm (kWh) fergen har benyttet i løpet av en periode. Kraftprisen blir i dag fastsatt på en kraftbørs, og en opererer vanligvis med pris per time (kWh).

Nettleien dekker kostnaden for å transportere strømmen fra der den er produsert til der den er konsumert (elfergen). Dette inkluderer tapene i overføringen samt kostnader med å sikre tilgjengeligheten til kraftnettet og selve nettilknytningen.

Nettariffer skal sørge for at hvert enkelt nettselskap får dekket sine kostnader ved å eie og drifte kraftnettet. Størrelse på tariffene avhenger av det enkelte nettselskapets effektivitet og hvor store kostnader det er knyttet til å opprettholde nettet. Dette er ofte referert til som selskapets inntektsbehov. Norges Vassdrags- og Energidirektorat fastsetter tillatt inntekt for hvert nettselskap. Grovt sett er det samsvar mellom inntektsbehov og inntektsramme.

Generelt kan man si at jo større kostnader et nettselskap har med å drifte et nett, jo større inntektsbehov har de. Inntektsbehovet dekkes i all hovedsak inn gjennom innkreving av tariffer fra nettets brukere. Nettselskapene står imidlertid relativt fritt til å velge struktur på nettleien, for eksempel størrelsen på effektledd kontra energiledd, så lenge de er i overensstemmelse med kontrollforskriften. Nettleien kan derfor variere fra kai til kai på samme samband.

De fleste, om ikke alle, ferger vil eventuelt omfattes av det som i kontrollforskriften kalles effektavregnede kunder (§ 14-2, andre ledd):

Kunder med effektavregning i distribusjonsnettet skal belastes fastledd, energiledd og effektledd. Fastleddet skal som et minimum dekke kundespesifikke kostnader. Energileddet skal som et minimum dekke marginale tapskostnader i nettet. Effektleddet skal baseres på kundens effektuttak i definerte perioder.

Kundespesifikke kostnader betyr for eksempel kostnader til måling og avregning. Disse kostnadene er uavhengige av energibruken, men forskjellige mellom for eksempel husholdninger og store kunder. (Målerne som brukes for kunder på størrelse med fergekaier er vesentlig dyrere enn de som monteres hos husholdningene.) Nettselskap som velger relativt høye fastledd og energiledd vil nødvendigvis få lavere effektledd enn de som velger motsatt strategi – gitt at kostnadsforholdene ellers er sammenlignbare. Årsaken til at forskriften ikke sier noe om hva effektleddet minimum skal dekke, er at dette leddet ganske enkelt skal dekke resten av den tillatte inntekten, dvs. det som selskapet 'mangler' etter at alle har betalt fastledd og energiledd.

Et viktig begrep i forbindelse med nettariffer er avregningsgrunnlag – det er rett og slett 'antallet' som de ulike tariffelementene skal multipliseres med. For fastledd er avregningsgrunnlaget definert som måler-ID, ikke juridisk enhet. En kunde med uttak på to ulike kaier vil dermed normalt måtte betale to fastledd – fordi det er to kundeforhold. For energileddet er avregningsgrunnlaget målt energibruk i perioden. For effektleddet sier forskriften av regningsgrunnlaget skal være (målt) *effektuttak i definerte perioder*.

VEDLEGG

Tabell 9: Distanse, hyppighet og liggetider for de ulike sambandene.

Samband	Overfart [km]	Maks turer per dag	Snitt tid v kai [min]	Lengste stopp [time]	Nattpause [time]
Lyngseidet - Olderdalen	12.6	16	10	1.7	8.5
Svensby -Breivikeidet	6.2	18	5	1	7
Revsnes -Flesnes	5.5	16	8	0.12	8
Stornes -Bjørnerå	3.4	19	5	1	7