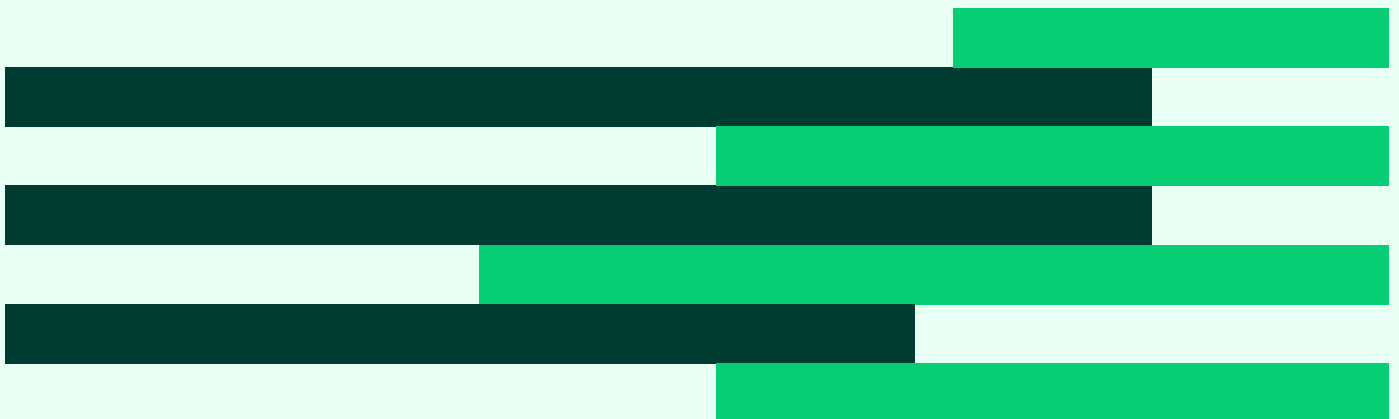


Utredning av nye traséalternativer mellom Samnanger og Øygarden transformatorstasjoner

Oppdatert 12.05.2026



Innholdsfortegnelse

1	Innledning	3
1.1	Bakgrunn for utredningen	3
1.2	Prosjektbeskrivelse	3
2	Utredning av ledningstraseer	4
2.1	Tekniske rammebetingelser	5
2.2	Behov for utkobling/kryssing/parallellføring	5
2.3	Nytt ledningsalternativ 6.2	6
2.4	Nytt ledningsalternativ 6.0/6.0.1	11
2.5	Kryssing av byfjorden med luftledning	14
3	Utredning av kabelanlegg	14
3.1	Teknologivalg og forutsetninger	14
3.2	Sjøkabel over Byfjorden	14
3.3	Alternative plasseringer av landtak på østsiden av Byfjorden	15
3.4	Alternative plasseringer av landtak på vestsiden av Byfjorden	17
4	Hvorfor 420 kV kabler er krevende for kraftsystemet	19
4.1	Kabler på høyere spenningsnivå gir større tekniske utfordringer enn på lavere spenningsnivå	19
4.2	Tekniske egenskaper ved kabler gir større risiko for feil	19
4.3	Ved feil tar det lengre tid å få kabel tilbake i drift	19
4.4	Likestrømforbindelser brukes i dag bare for svært lange forbindelser	19
4.5	Kabler medfører større direkte terrenginngrep	20
4.6	Investeringskostnader: 420 kV kabel er dyrere enn 420 kV luftledning	20
4.7	Driftskostnader: kabel gir større strømtap i nettet og er dyrere å vedlikeholde	20
4.8	Oppsummering av konsekvenser ved kabling 420 kV-nivå	21
5	Beskrivelse av kontakt med relevante myndigheter	21
6	Investeringskostnader	21
6.1	Estimert alternativ 6.0 kombinert med 6.0.1 på vestsiden av Byfjorden	21
6.2	Estimert alternativ 6.2 kombinert med tunnel og 6.0.1 på vestsiden av Byfjorden	22
7	Tidsplan	23
8	Anbefaling/konklusjon	23

1 Innledning

Dette tekniske underlaget er utarbeidet som et svar på NVEs krav om vurdering av en ny trasé for 420 kV forbindelsen mellom Samnanger og Øygarden. NVEs beskrivelse av traseen som skal utredes er gjengitt i kapittel 1.1. Formålet med det tekniske underlaget er å gi et tilstrekkelig beslutningsgrunnlag for at NVE skal kunne fastsette et utredningsprogram for ny 420 kV Samnanger-Øygarden.

Arbeidet er gjennomført med en detaljeringsgrad tilsvarende det som normalt inngår i en melding etter energiloven. Samtidig er det gjennomført mer inngående vurderinger av byggbarhet og tekniske forutsetninger enn det som vanligvis gjøres på meldingsnivå. Dette er særlig relevant fordi traseen flere steder vil komme i direkte konflikt med eksisterende bebyggelse, noe som gir begrenset handlingsrom og behov for mer presise vurderinger.

Oppdatering 12.05.2026: Oppdatert versjon av underlaget inneholder en retting i kapittel 6. I første versjon datert 07.05.2026 sto det at estimatene tar utgangspunkt i alternativ 6.0.1 på østsiden av Byfjorden. Dette er nå rettet opp til vestsiden av Byfjorden.

1.1 Bakgrunn for utredningen

Statnett sendte melding om ny 420 kV kraftledning mellom Samnanger og Øygarden i februar 2024. Bakgrunnen for ny 420 kV kraftledning på strekningen er å møte et økende forbruk i Bergensområdet. NVE gjennomførte høring av Statnetts melding for ny 420 kV Samnanger-Øygarden fra 16. oktober 2024 til 16. januar 2025. I høringen av meldingen kom det inn en rekke uttalelser som mente traseen for ny ledning burde gå lenger sør enn traseene Statnett hadde meldt. NVE ba derfor Statnett i brev datert 4. april 2025 om å se nærmere på et slik alternativ. Alternativet i brevet beskrevet som:

- mellom Samnanger og Fana parallelt med dagens 300 kV ledning på strekningen
- mellom Fana og Arna parallelt med dagens 300 kV ledning
- mellom Arna og Jordal parallelt med BKKs trasé for 132 kV ledning
- fra Jordal mot Byfjorden i BKKs trasé for 132 kV ledning
- krysse Byfjorden med sjøkabler og med muffehus på hver side
- fra Byfjorden til Storebotn som luftledning i ny trasé
- fra Storebotn til Merkesvik i BKKs trase for 132 kV ledning og med vurdering av kabling av BKKs anlegg
- fra Merkesvik til Øygarden som sjøkabel, eventuelt kombinert med jordkabel eller luftledning

Dette alternativet betegnes i dette dokumentet som **alternativ 6.2**.

I brev datert 21. mai 2025 presiserte NVE at Statnett skal vurdere en trasé som går lenger sør og som i større grad parallellføres med eksisterende infrastruktur enn meldte alternativer. Videre viste NVE til at Statnett også kan se på varianter og optimaliseringer som vil kunne være bedre enn traseen NVE beskrev i brevet datert 4. april 2025.

I meldingen for ny 420 kV kraftledning mellom Samnanger og Øygarden viste Statnett til et vurdert, men forkastet alternativ, omtalt som alternativ 6.0. Dette alternativet går noe lengre nord enn alternativet som NVE har pålagt Statnett å utrede. Statnett mener det er naturlig å sammenligne alternative traseer av både NVEs alternativ, omtalt som 6.2, samt det tidligere vurderte, men forkastede alternativet 6.0. Begge alternativene vil derfor bli gjennomgått i teksten under.

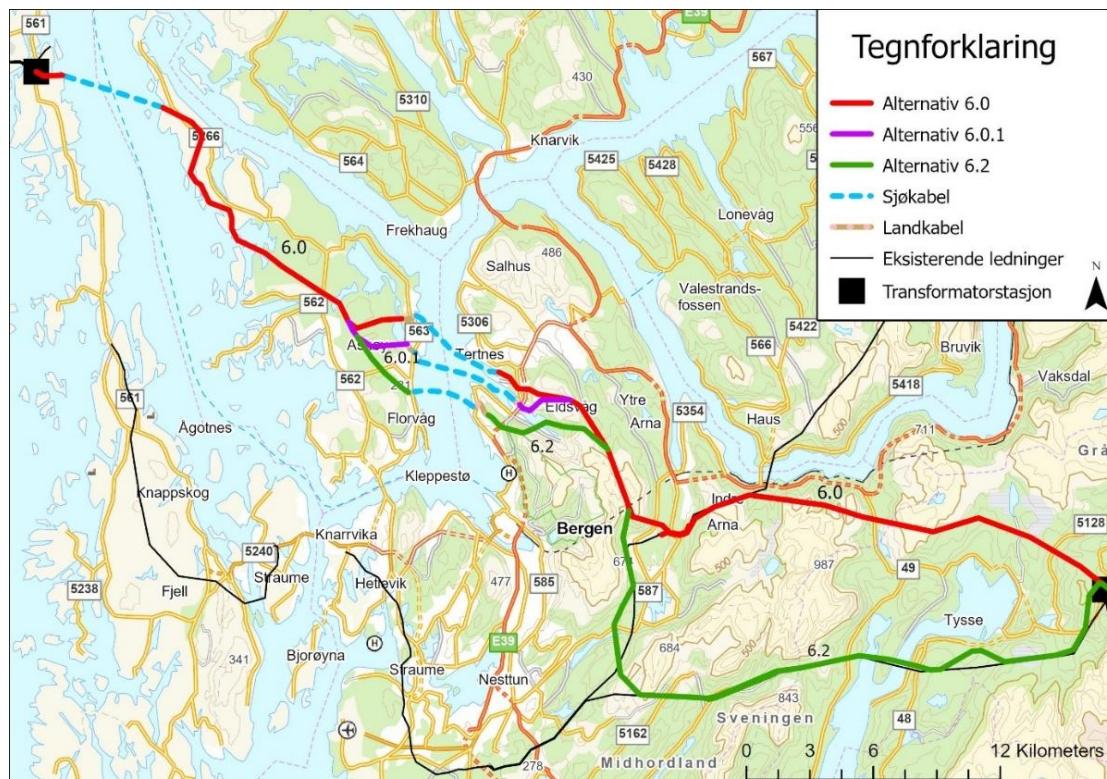
1.2 Prosjektbeskrivelse

En tredje forbindelse til Øygarden er nødvendig for å ivareta planer om økt forbruk. For mer informasjon angående behovet vises det til [områdeplanen](#) for Bergen og Haugalandet samt [Melding Samnanger-Øygarden](#).

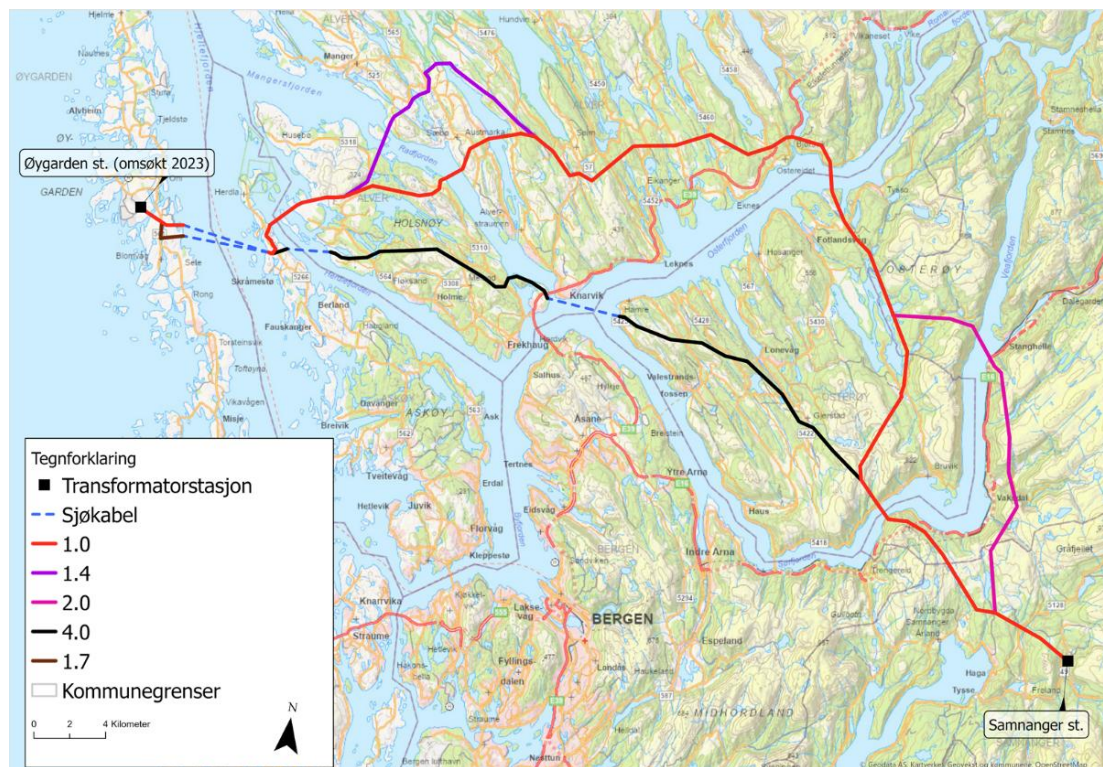
Forbindelsen skal gå mellom Samnanger og Øygarden transformatorstasjoner. Øygarden transformatorstasjon er en ny GIS-stasjon som bygges ved siden av dagens Kollsnes transformatorstasjon. Det er ikke planlagt noen mellomliggende stasjoner. Forbindelsen skal planlegges som en standard Statnett kraftledning på 420 kV.

2 Utredning av ledningstraseer

Det er vurdert to hovedalternativer, 6.0/6.0.1 og 6.2, som begge er forbindelser mellom Samnanger transformatorstasjon og Øygarden transformatorstasjon.



Figur 2: Oversiktskart over vurderte alternativer for en sørlig trasé for ny 420 kV forbindelse mellom Samnanger transformatorstasjon og Øygarden transformatorstasjon.



Figur 1: Oversiktskart over de meldte traseene fra Statnetts melding fra februar 2024.

Traseen NVE har bedt Statnett om å vurdere er ca. 73 km lang fra Samnanger transformatorstasjon til Øygarden transformatorstasjon. Samlet lengde for alternativ 6.0 (og 6.0.1) er ca. 66 km.

Alternativ	Luftledning (ca. km)	Sjøkabel (ca. km)
6.0	56	10
6.0.1 i kombinasjon med 6.0	56	10
6.2	65	8

Tabell 1: Informasjon m lengdene på de alternative strekningene som er vurdert.

Meldte alternativ	Luftledning (ca. km)	Sjøkabel (ca. km)
1.0	76	5
1.0 i kombinasjon med 1.7	77	5
2.0 i kombinasjon med 1.0	77	5
1.0 i kombinasjon med 1.4	82	5
4.0 i kombinasjon med 1.0	53	11

Tabell 2: Tabellen viser lengder på alternativene som ble meldt i 2024.

Etter meldingen ble sendt til NVE i februar 2024 har Statnett arbeidet videre med de meldte alternativene. Vi har ikke funnet noen gode løsninger for å bygge alternative 4.0, og ser tilsvarende tekniske utfordringer med dette alternativet som for et sørlig alternativ 6.0/6.0.1/6.2. På bakgrunn av dette har alternativ 4.0 blitt tatt ut av det videre utredningsarbeidet.

Statnett vil sende et eget notat til NVE med tilleggsopplysninger om alternativ 4.0.

2.1 Tekniske rammebetingelser

Spenningsnivå	420 kV
Overføringskapasitet	Tilsvarende duplex Athabaska, 4 222 A (ved 0 grader)
Linetype	Duplex Athabaska
Konfigurering	Planoppheng + to toppliner
OPGW	Ja
Mastetype	Statnett standard innvendig bardunert portalmast
Kabel	To strekninger med sjøkabel med tre kabelsett (over Byfjorden og Hjeltefjorden)

Tabell 3: Tekniske rammebetingelser for ny 420 kV Samnanger-Øygarden.

2.2 Behov for utkobling/kryssing/parallellføring

Alle vurderte trasealternativer berører eksisterende kraftledninger på både 132 kV og 300 kV. Dette omfatter behov for midlertidig flytting av eksisterende linjer for å etablere ny trasé, strekninger med parallellføring mellom ny og eksisterende ledning, samt flere kryssinger av eksisterende kraftledninger. Etablering av en ny 420 kV forbindelse vil derfor medføre utkoblinger av eksisterende nett.

Transmisjonsnettets i Bergensområdet er allerede høyt utnyttet, og ytterligere forbruksøkning er under innfasing. Utkoblinger reduserer tilgjengelig kapasitet og kan påvirke forsynings sikkerheten. Det er derfor

avgjørende å holde omfanget og varigheten av utkoblinger i 300 kV nettet så lavt som mulig. Foreløpig dialog med BKK indikerer at deres 132 kV ledninger i hovedsak kan kobles ut i sommerhalvåret, men at det er betydelige begrensninger for utkobling i perioden oktober–april.

Både alternativ 6.2 og 6.0 innebærer behov for omlegging av eksisterende 300 kV ledninger: Samnanger–Fana i alternativ 6.2, og Dale–Arna i alternativ 6.0. Detaljert behov for utkobling der ny trase går parallelt med eksisterende 300 kV linjer er ikke fullstendig kartlagt. Normalt vil strekkoperasjoner av nærmeste fase og toppliner kreve utkobling, men dette avhenger av lokale forhold og vinkelpunkt i traseen.

For alternativ 6.2 er det i tillegg hensyntatt at Aker BP ikke ønsker kryssing av deres 132 kV forbindelse, som forsyner Yggdrasil-feltet med landstrøm. Bakgrunnen for dette er driftssikkerheten ved Yggdrasil i byggeperioden og ved vedlikehold.

2.3 Nytt ledningsalternativ 6.2

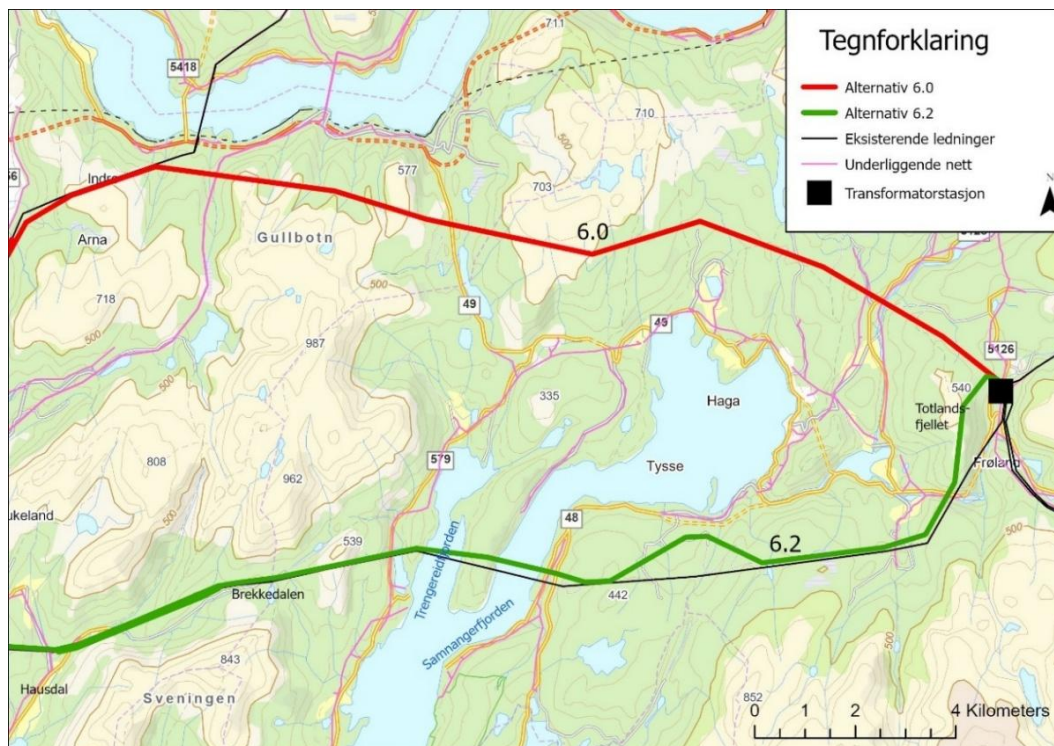
I dette delkapittelet beskrives ledningstraseen som NVE har bedt Statnett om å utrede, med enkelte tilpassinger.

2.3.1 Ny ledning mellom Samnanger og Fana parallelt med dagens 300 kV ledning på strekningen

Alternativ 6.2 har utgangspunkt på nordsiden av Samnanger transformatorstasjon, og går i retning Totlandsfjellet. Her svinger ledningen sørover, og går parallelt med Aker BPs 132 kV ledning. I området der 132 kV ledningen får overgang til jordkabel, svinger alternativ 6.2 nordvest for å unngå kryssing av Aker BPs ledning. Dette blir gjort for å unngå utkoblinger, og med det hensynta forsyningsikkerheten til Yggdrasil-feltet. Traseen er derfor foreslått lagt utenom Aker BPs anlegg.

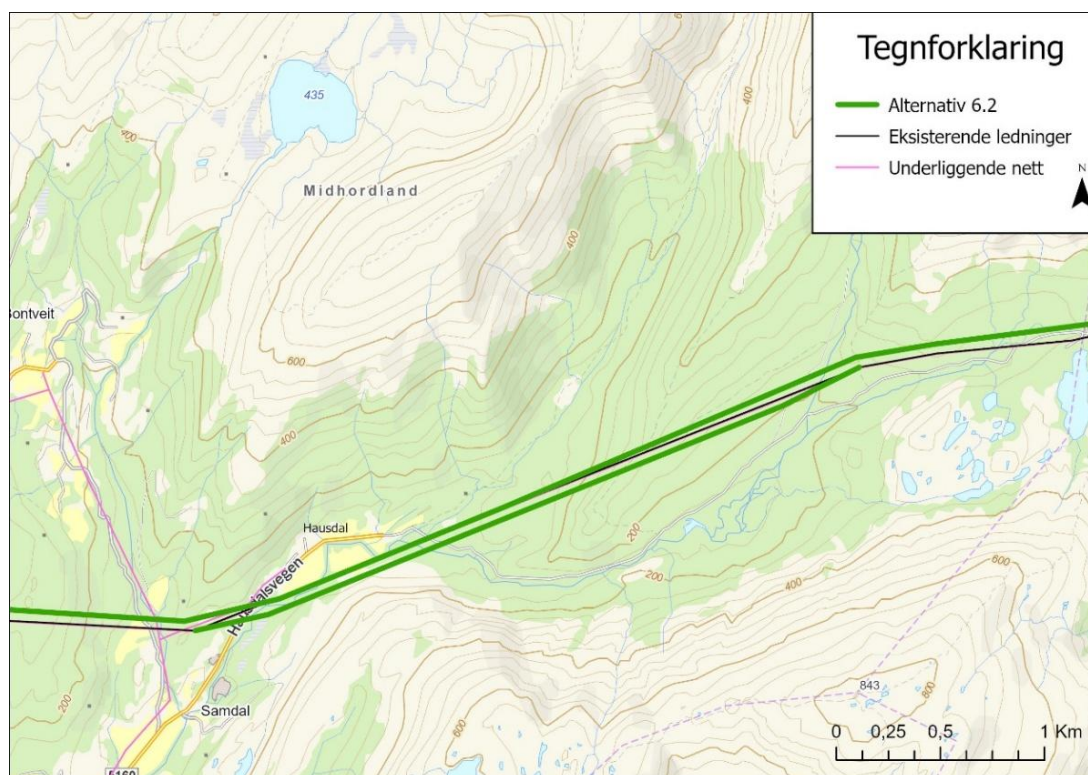
På østsiden av Samnangerfjorden er det mye spredt bebyggelse, og det er derfor få egnede steder for kryssing av fjorden. Det er i utgangspunktet plass til å bygge et nytt fjordspenn for ny 420 kV Samnanger–Øygarden, men hvis det skal legges til rette for en fremtidig spenningsoppgradering av 300 kV Samnanger–Fana ved siden av eksisterende ledning, må noen boliger og fritidsboliger innløses for å frigjøre nødvendig areal.

Alternativ 6.2 vil gå parallelt med 300 kV Samnanger–Fana videre over Trengereidfjorden, Brekkedalen og Hausdal.



Figur 3: Kartutsnitt som viser alternativ 6.0 (rød strek) og 6.2 (grønn strek) ut fra Samnanger transformatorstasjon (svart firkant).

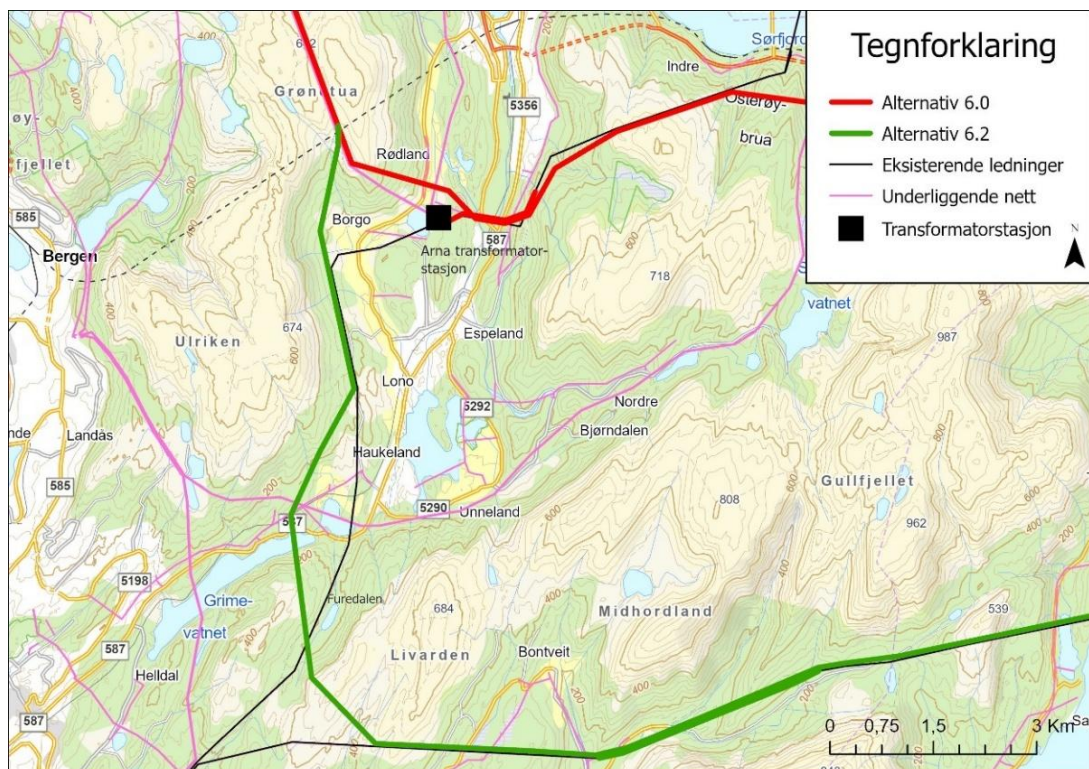
I Hausdal er det en del bebyggelse på nordsiden av traseen, og det kan derfor bli behov for å flytte eksisterende 300 kV Samnanger-Fana lengre sør for å gi plass til traseen for 420 kV Samnanger-Øygarden. Dersom Samnanger-Fana ikke flyttes lengre sør er det behov for å innløse en hytte, og ledningen vil komme nært boligbebyggelsen i Hausdal.



Figur 4: Grønn strek lengst mot sør viser omlegging av Samnanger-Fana.

2.3.2 Ny ledning mellom Fana og Arna parallelt med dagens 300 kV ledning

Det er ikke plass til å gå parallelt med 300 kV Arna-Fana på strekningen fra Livarden til Haukeland. Her er det foreslått å legge alternativ 6.2 lengre mot vest, hvor traseen vil krysse Grimevatnet. På nordsiden av Grimevatnet kommer traseen tett på boligbebyggelse. Traseen vil krysse BKKs 132 kV dobbeltkurs ledning, men det vil ikke være behov for å gjøre tiltak på denne.

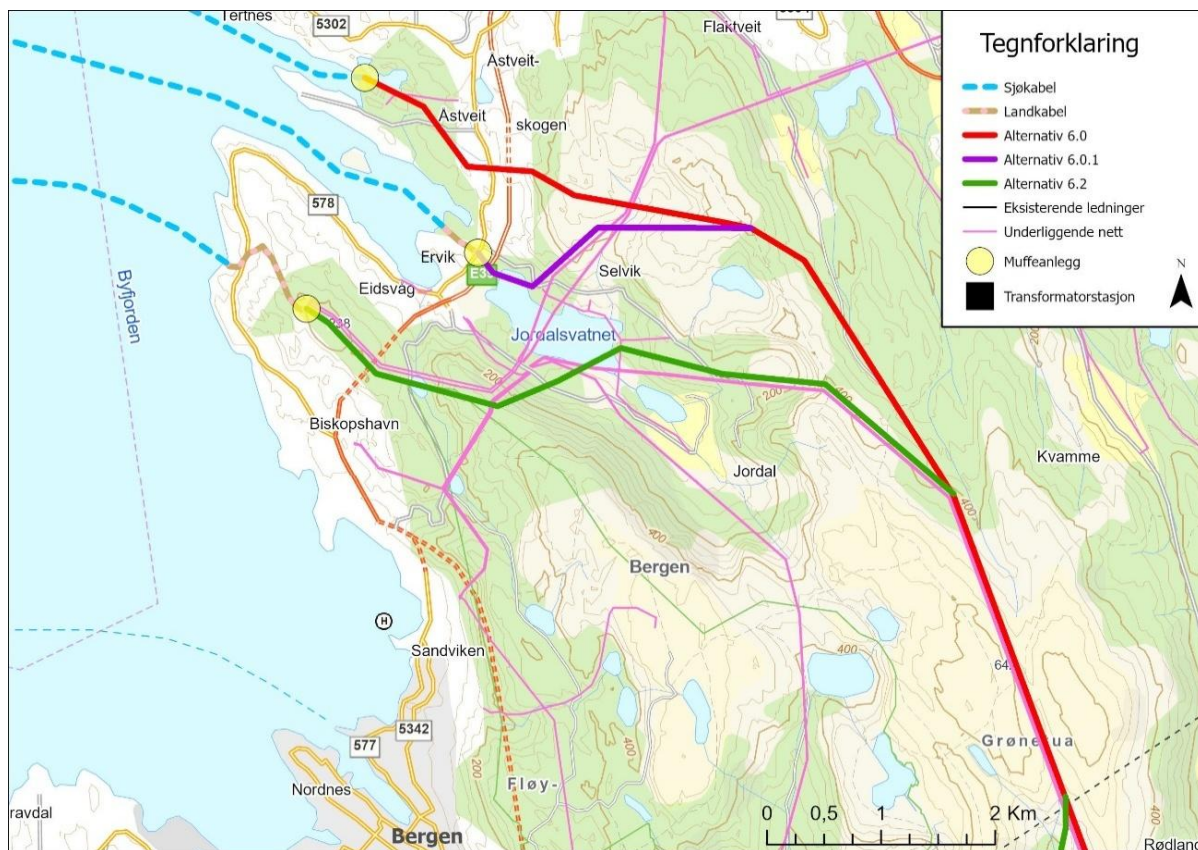


Figur 5: Det er ikke plass til at ny ledning kan gå parallelt med 300 kV Arna-Fana ved Haukeland.

2.3.3 Ny ledning mellom Arna og Jordal parallelt med BKKs trasé for 132 kV ledning

Fra Arna transformatorstasjon krysser alternativ 6.2 132 kV-forbindelsen Arna–Jordal, og følger deretter denne parallelt på østsiden av BKKs ledning fram til Jordalsvatnet. Traseen går gjennom friluftslivsområdet "sentrale Byfjell" som har områdeverdi svært viktig friluftslivsområde i kommunens friluftslivkartlegging.

Ved Jordalsvatnet krysser traseen både 132 kV Arna–Jordal og 132 kV Jordal–Ravnaberget, like ved Jordal transformatorstasjon.



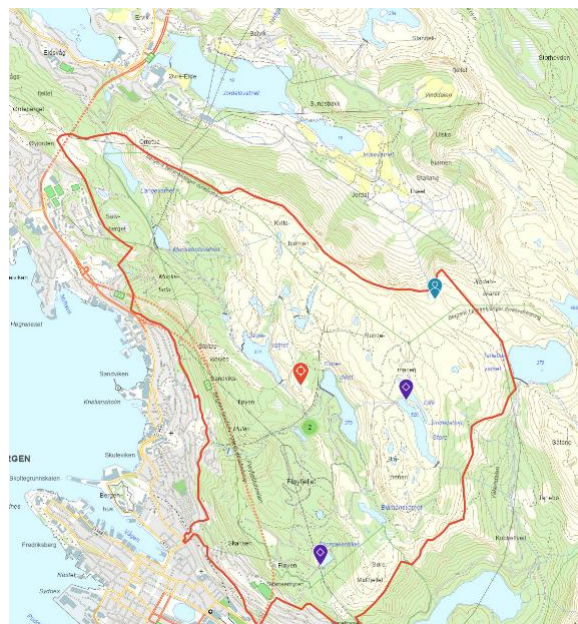
Figur 6: Alternativ 6.2 er vist med grønn strek. Traseen går delvis i traseen for alternativ 6.0 som var vurdert i meldingen.

2.3.4 Ny ledning fra Jordal mot Byfjorden i BKKs trasé for 132 kV ledning

Fra Jordal transformatorstasjon går traseen opp i terrenget sør for transformatorstasjonen, før den krysser to 132 kV dobbeltkurser, og går videre vestover mot Eidsvågsfjellet for overgang til kabel. Se kapittel 3 for utredninger av de alternative landtakene for sjøkabel.

Her vil ledningen berøre Bergen fjellstrekninger dyrelivsfredning (vist med tynn grønn strek på Figur 7). Det er ikke mulig å justere ledningen slik at den ikke berører dette området.

Ledningen vil også gå inn i et område som Riksantikvaren har registrert som et kulturmiljø og landskap av nasjonal interesse (Byfjellene, bynært rekreasjonslandskap).



Figur 7: Rød avgrensning viser registrert hensynsområde for Byfjellene, bynært rekreasjonslandskap, kulturmiljø og landskap av nasjonalinteresse.

2.3.5 Ny ledning fra Byfjorden til Storebotn som luftledning i ny trasé

For alternativ 6.2 er det vurdert ilandføring av sjøkabel ved Erdal. I stedet for å føre ledningen mot Storebotn fra landtaket i Erdal, foreslår Statnett å legge ledningen i utkanten av bebyggelsen i Erdal, og gå parallelt med BKKs 132 kV fra Ingjerdsvatnet og videre nordover. Dette vil gi en kortere trasé enn å føre ledningen til Storebotn.

Se kapittel 3 for beskrivelse av muligheter og begrensninger for de alternative landtakene for sjøkabel.

2.3.6 Ny ledning fra Storebotn til Merkesvik i BKKs trase for 132 kV ledning og med vurdering av kabling av BKKs anlegg

På Askøy kan ledningen stort sett gå parallelt med BKKs 132 kV ledning nordover til Merkesvik. Dette var også Statnetts vurderte, men forkasta alternativ 6.0 i meldingen.

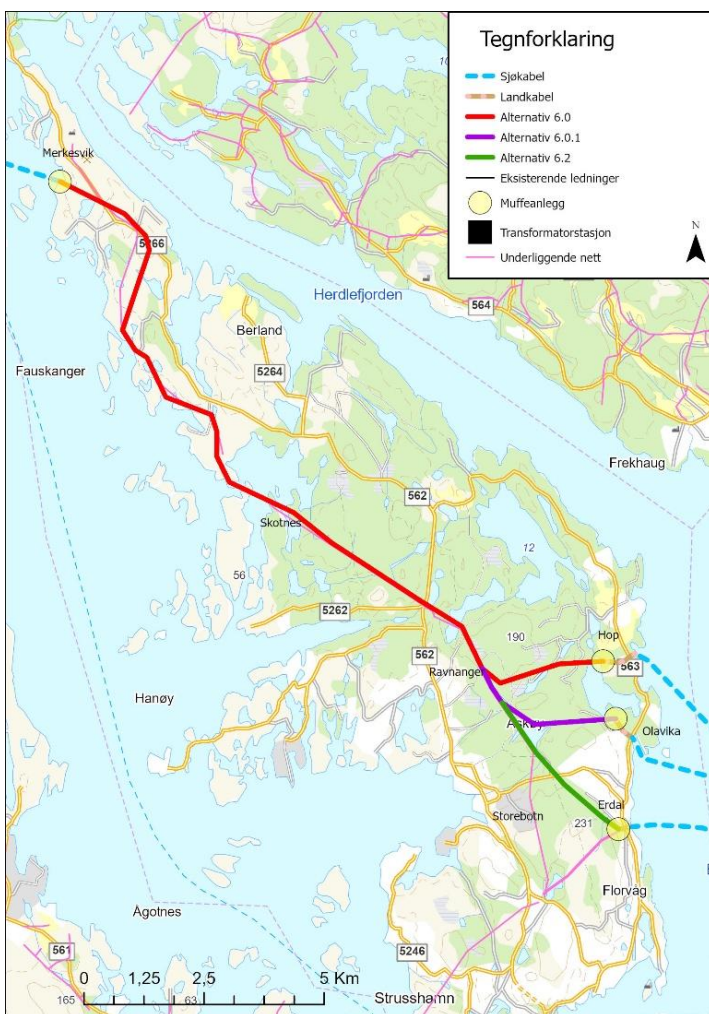
Her kan ny 420 kV gå på østsiden av BKKs ledning fram til Skotnes, hvor BKKs ledning går over til sjøkabel. Ved Skotnes går traseen relativt tett på en hytte, samt BKKs muffeanlegg for 132 kV sjøkabel. Det ligger også en fritidsbolig og et naust nær 132 kV ledningen som gjør at traseen for 420 kV må vinkle noe bort fra 132 kV. Fritidsboligen vil ligge like utenfor klausuleringsbeltet til kraftledningen.

I området rundt Fauskanger er det en del bebyggelse som begrenser mulighetene for å fremføre en 420 kV kraftledning. Den eneste muligheten er å gå vest for bebyggelsen og gjenbruke deler av traseen for 132 kV ledningen. Strekningene der 132 kV må flyttes er vist med tykk rosa strek på Figur 9.

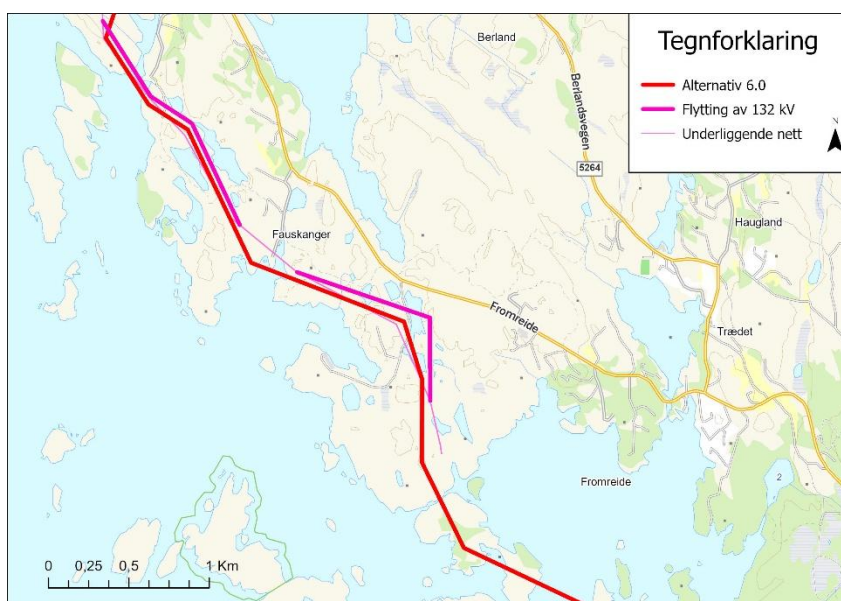
På siste delstrekning ut mot Merkesvik må traseen først krysse over mot østsiden av øya for å unngå bebyggelse før den føres mot landtaket.

Vurdering av kabling av BKKs 132 kV ledning

I henvendelsen fra NVE er Statnett bedt om å se på muligheten for at Statnett kan overta BKK 132 kV trasé mot at 132 kV anlegget etableres som kabel. Statnett har vurdert kablingsalternativene av 132 kV traseen fra



Figur 8: Traséalternativ over Askøy



Figur 9: Omlegging av BKKs 132 kV ledning vist med tykk rosa strek.

Storebotn til Merkesvik, men anser at terrenget i områdene, som er svært kupert og består av berggrunn, er uegnet for bygging av kabeltrase.

Statnett har imidlertid lokalisert en ledningstrasé for ny 420 kV parallelt med BKKs 132 kV ledning. Det vil bli behov for å flytte 132 kV ledningen på enkelte strekninger vist på figur 9, men dette kan gjennomføres uten å legge ledningen i kabel i bakken. Statnett viser til Stortingets retningslinjer for bruk av jord- og sjøkabel (Stortingsmelding 14 (2011-2012)), som legger føringer om at luftledning skal velges som hovedregel. Statnett har sett på muligheten for kabling av eksisterende regionalnett fra Storebotn til Merkesvik for å frigjøre trasé til ny 420 kV ledning, men vi anser at terrenget i området er uegnet for bygging av kabeltrasé.

2.3.7 Fra Merkesvik til Øygarden som sjøkabel, eventuelt kombinert med jordkabel eller luftledning

Denne strekningen er allerede meldt som en del av 1.0 alternativet i meldingen for ny 420 kV forbindelse mellom Samnanger og Øygarden. Vi ser derfor ingen grunn til å lage et nytt underlag for denne strekningen.

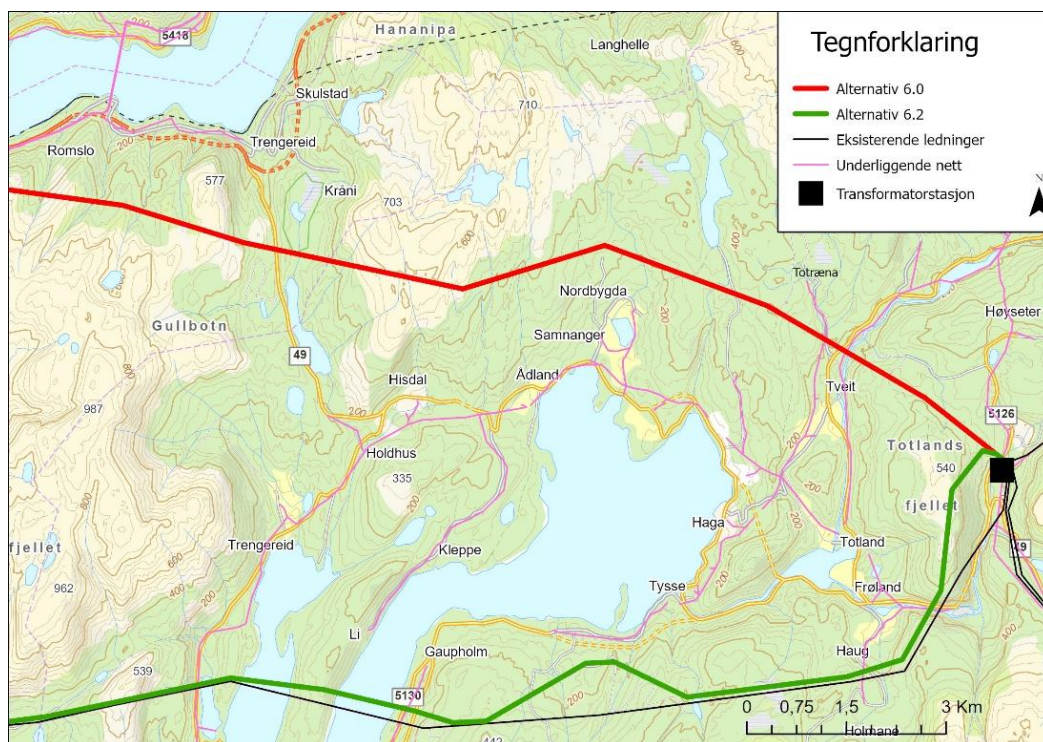
På denne strekningen er det lagt til grunn kryssing av Hjeltefjorden med sjøkabel. Bakgrunnen for det er at det er ingen andre akseptable tekniske løsninger, fordi Hjeltefjorden er så bred, ca. 5 km. For eksempel vil master måtte bli mange hundre meter høye, på grunn av lavt terreng på begge sider av fjorden.

2.4 Nytt ledningsalternativ 6.0/6.0.1

Alternativ 6.0/6.0.1 tar utgangspunkt i alternativ 6.0 som var vurdert før meldingen ble sendt til NVE i 2024. Alternativet ble den gang forkastet grunnet et svært høyt konfliktpotensial knyttet til eksisterende bebyggelse, flere miljøtema, samt en rekke tekniske utfordringer. I forbindelse med NVEs krav om å vurdere et særlig traséalternativ har Statnett jobbet videre med alternativ 6.0, og gjort noen justeringer på traseen.

2.4.1 Beskrivelse av ledningstrasé

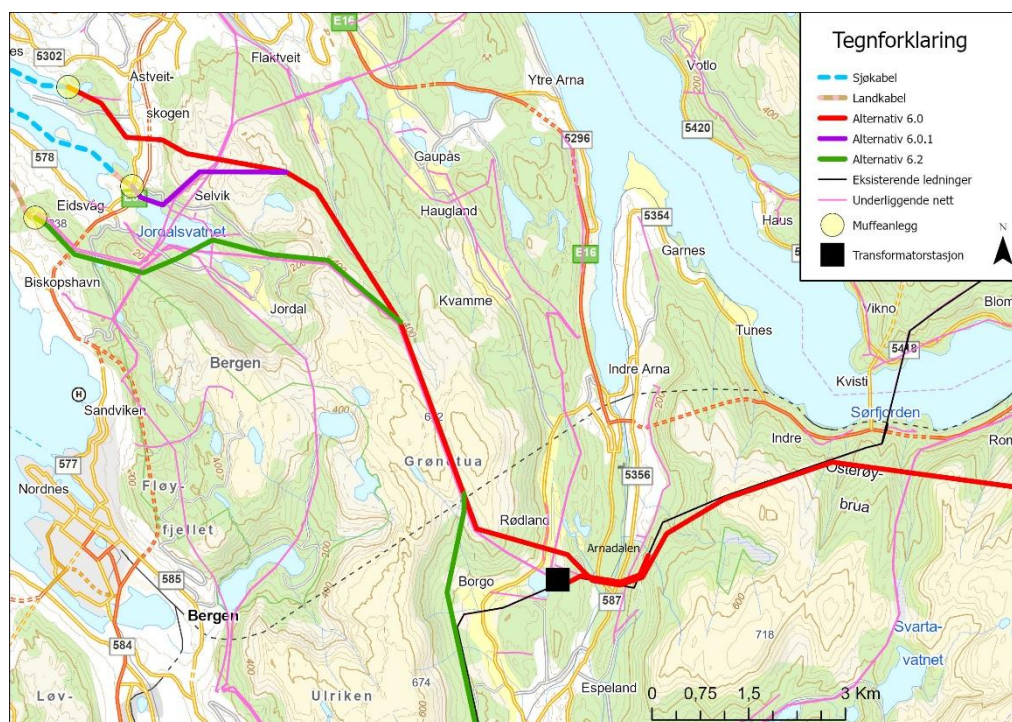
Fra Samnanger transformatorstasjon går alternativet på nordsiden av Totlandsfjellet. Her krysser traseen Eviny fornybar sin 132 kV luftledning, men utløser ikke behov for å gjøre tiltak på underliggende ledning. Videre går traseen på sørsiden av løypenettverket til Totræna vinterpark. Alternativet krysser ikke de markerte løypene. Ved Nordbygda er traseen lagt nord for boligbebyggelsen.



Figur 10: Alternativ 6.0 (rød strek) ut fra Samnanger transformatorstasjon (svart firkant).

Ved kryssing av Trengereiddalen er 6.0 lagt på sørsiden av Kråmyrane naturreservat. Klausuleringsbeltet til ledningen vil berøre naturreservatet, men dette vil ikke påvirke verneformålet til naturreservatet, som er å ivareta et stort og variert myrområde. Dersom ledningen justeres lengre sør må Statnett trolig innløse en fritidsbolig. Det er noe boligbebyggelse og fritidsbebyggelse i Trengereiddalen som vil få nærføring med ledningen, men det vil ikke være behov for å innløse noe av bebyggelsen i dalen slik traseen er foreslått plassert.

Fra Trengereiddalen til Arnadalen går traseen mot eksisterende 300 kV Dale-Arna og følger denne til Arnadalen, der eksisterende 300 kV Dale-Arna må legges om. Hvor mye som må legges om er ikke endelig avklart. Ved Arnadalen er traseen lagt tett på industriområdet.



Figur 11: Alternativ 6.0 (rød strek) får overgang til sjøkabel i Åstveitvågen. En alternativ trasé, 6.0.1 (lilla strek), går ned til Jordalsvatnet med overgang til sjøkabel i Ervik.

Fra Arnadalen er traseen planlagt parallelt med 132 kV Arna-Jordal. Traseen går gjennom friluftslivsområdet "sentrale Byfjell" som har områdeverdi svært viktig friluftslivsområde i kommunens friluftslivkartlegging.

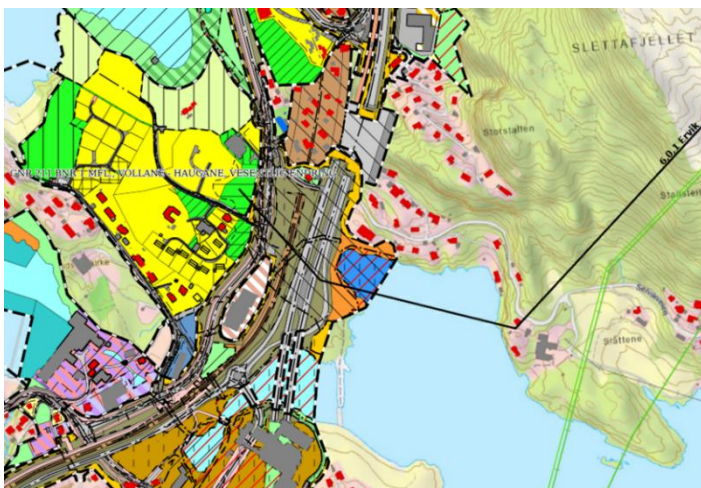
Der BKKs 132 kV kraftledning vinkler vestover mot Jordal, fortsetter 420 kV traseen nordvest mot Åstveit. Alternativ 6.0 går ned Åstveitvågen for overgang til sjøkabel ved mufferanlegg som er markert i gult på kartet. Alternativ 6.0.1 går ned til Jordalsvatnet, og får overgang til sjøkabel i Ervik.

Både alternativ 6.0 og 6.0.1 krysser to 132 kV dobbeltkursledninger som går nordover fra Jordal transformatorstasjon. På grunn av høydeforskjeller i terrenget vil det ikke være behov for å gjøre tiltak på underliggende nett her.

For alternativ 6.0.1 kan det bli behov for å innløse bolig ved Jordalsvatnet. Her vil traseen komme nært boligbebyggelsen, og et hus vil trolig havne innenfor klausuleringsbeltet. Dette er basert på en grovprosjektering av ledningen, og endelig behov for innløsning av bolig vil ikke bli avklart før ved en eventuell detaljprosjektering av ledningen.

I området rundt Ervik er det flere reguleringsplaner og store byggeprosjekter som kan bli berørt av alternativ 6.0.1. Det er planlagt både omlegging av E39 og ny trasé for bybane. Det er også en vedtatt detaljregulering for ny boligbebyggelse der landkabelen vil gå. Fremdriften for disse prosjektene er usikker. Det er så langt ikke vurdert om kraftledningen vil komme i konflikt med de regulerte arealene.

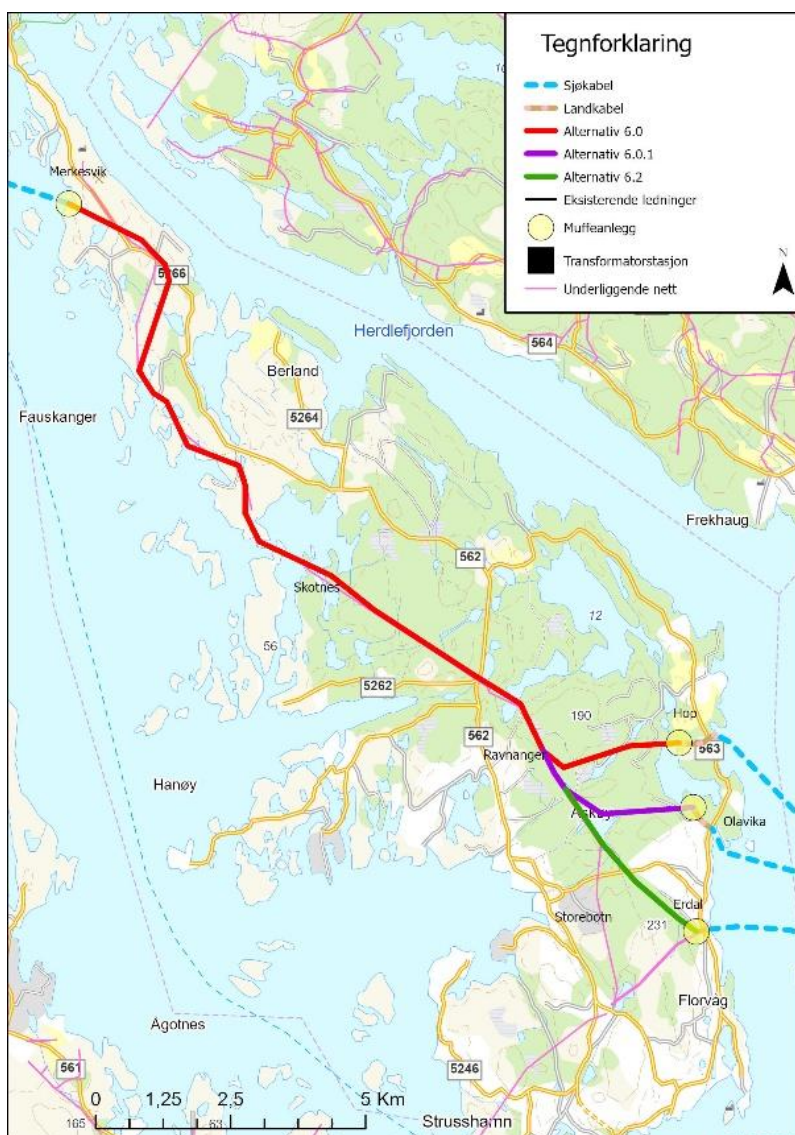
Ved Åstveit vil alternativ 6.0 gå tett på bebyggelse og skole. Også på denne strekningen kan det være behov for å rive boligbebyggelse, på grunn av krav til avstand mellom bolig og kraftledning. Dette vil først bli avklart ved detaljprosjektering av ledningen.



Figur 12: Vedtatte reguleringsplaner i Ervik. Her er alternativ 6.0.1 vist med svart strek. Boliger er vist med røde polygoner.

På Askøy går alternativ 6.0 fra landtak ved Hop videre til Ravnanger. Herfra går ledningen parallelt med BKKs 132 kV ledning. For trasévurderinger videre fra Askøy til Merkesvik viser vi til kapittel 2.3.6. Vurderinger av muligheter og begrensninger for ulike alternativer for landtak for sjøkabel er beskrevet i kapittel 3.

Det er også vurdert et alternativt landtak i Olavika. Her vil ledningsalternativ 6.0.1 gå fra muffeanlegget i Olavika til Ingjerdsvatnet. Herfra blir ledningen parallellført med BKKs 132 kV ledning videre nordover.



Figur 13: På Askøy har Statnett i hovedsak vurdert ett hovedalternativ med tre ulike alternative landtak for sjøkabler.

2.5 Kryssing av byfjorden med luftledning

Statnett har sett på muligheten for å krysse Byfjorden med luftledning, men vurderer det som uaktuelt. Spennet over byfjorden ville blitt ca. 2500 meter langt. For å sikre seilingshøyde måtte det ha blitt brukt svært høye master, med en høyde på ca. 220 meter. I tillegg ville det vært nødvendig å rive et betydelig antall boliger og andre bygg for å frigjøre en ledningstrasé ned til fjorden.

3 Utredning av kabelanlegg

3.1 Teknologivalg og forutsetninger

En forutsetning for kabelanlegget er at det ikke skal begrense overføringskapasiteten for mye. For å oppnå en overføringskapasitet som er sammenliknbar med linetypen duplex Athabaska for luftledning, må det planlegges for 3 sett med sjøkabler (totalt 9 sjøkabler). Statnett benytter i dag enleder sjøkabler med 1200mm² Cu leder, med en overføringskapasitet på om lag 1000 MVA per kabelsett.

På land må det også legges til grunn 3 sett med landkabler (totalt 9 kabler). En 420 kV landkabeltrasé med 3 kabelsett krever en grøftebredde på ca. 10 meter. Dette vil gi et restriksjonsbelte på ca. 20 meter hvor det vil bli byggeforbud. I tillegg vil det være behov for et anleggsområde langs kabelgrøften.

Overgangen fra sjøkabel til luftledning gjøres på land i et muffehus ved hver side av de innskutte kablene. For tre kabelsett på 420 kV vil arealbehovet til selve muffehuset være om lag 400 m². I tillegg må areal rundt muffehus gjerdnes inn, og totalt areal for muffeanlegget blir i størrelsesorden ca. 6000 m². Statnett trenger helårs kjøreadkomst til anleggene, og alt utstyr skal kunne nås med mobilkran fra vei/snuplass. Det kan også bli behov for å etablere skjøteplasser langs landkabeltraseen (der sjøkabel går fra sjø til land), dersom denne er såpass lang at det kreves kabelskjøter mellom ilandføring og muffeanlegget. Arealbehov på land vil øke på grunn av behov for kompenseringanlegg for å håndtere reaktiv effekt i nettet.



Figur 14: Eksempler på muffeanlegg for 420 kV kabler.

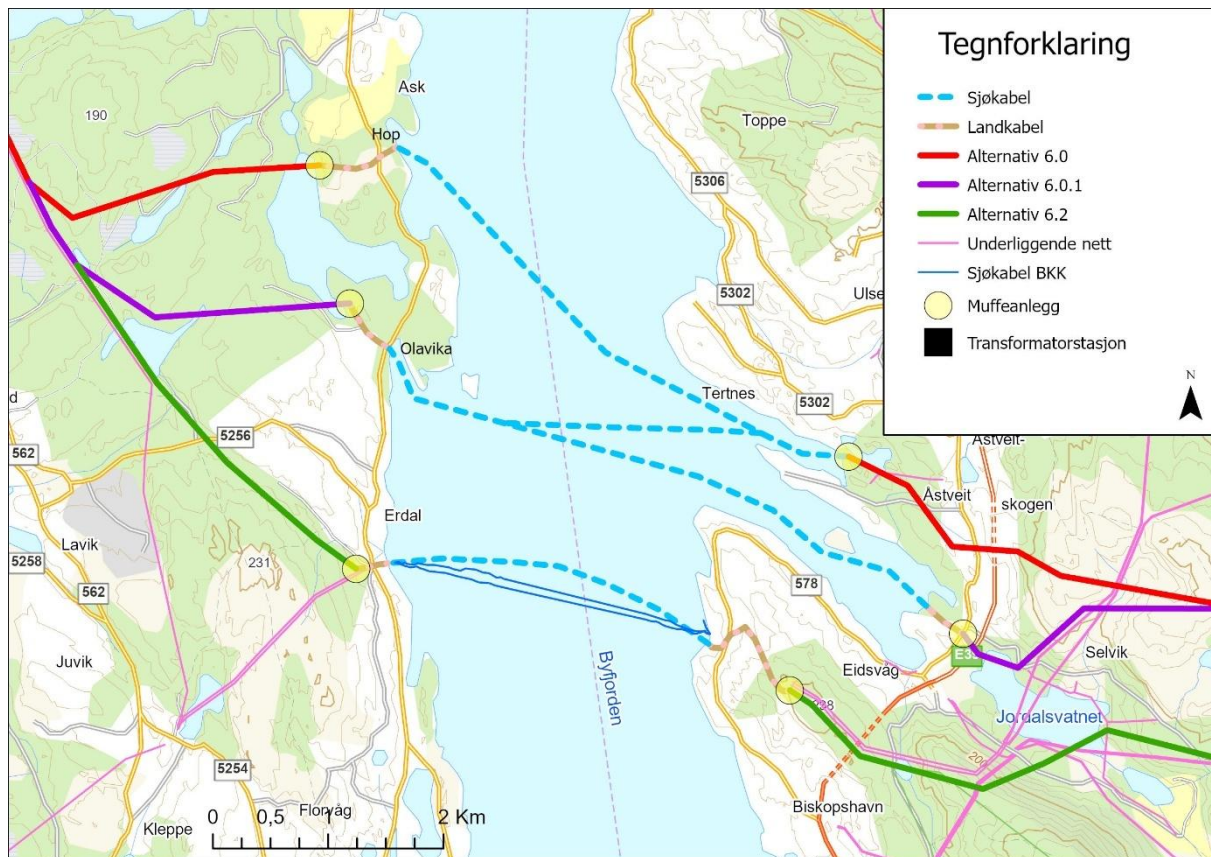
3.2 Sjøkabel over Byfjorden

Statnett har vurdert flere alternativer for landtak for sjøkabel, og sett på ulike traseer for sjøkabel over Byfjorden. Landområdene ned mot Byfjorden er i stor grad utbygd, så det er få ledige områder for ilandføring av sjøkabler i grøft.

Byfjorden er 300-350 meter dyp, og er en aktiv skipsled. Det er en del eksisterende teknisk infrastruktur på sjøbunnen som vannrør, fiberkabler og 132 kV høyspentkabler.

Arealbeslaget fra de eksisterende 132 kV sjøkablene gjør det krevende å finne egnede traseer for ytterligere ni sjøkabler. Ved ilandføring av nye 420 kV kabler ved Lønborg (Bergen) og Erdal (Askøy) vil man med høy sannsynlighet også måtte krysse de eksisterende 132 kV sjøkablene, noe som vil ha gjensidig negativ påvirkning for begge anlegg, blant annet i form av termisk påvirkning og tilhørende reduksjon av overføringskapasitet. Krysninger gjør også at eventuell fremtidig reparasjon eller oppgradering av kablene blir mer krevende. Arbeid og reparasjon på 132 kV kablene vil kreve utkobling av 420 kV kablene. På bakgrunn av dette kan ikke Statnett anbefale en løsning med sjøkabel fra Lønborg til Erdal.

Registreringer i Kulturminnesøk viser at det er flere registrerte kulturminner på sjøbunnen i Byfjorden. Det er usikkert i hvilken grad sjøkablene vil komme i konflikt med de registrerte kulturminnene.



Figur 15: Alternative kryssinger av Byfjorden. I tillegg til BKKs sjøkabler ligger det annen infrastruktur på bunnen av Byfjorden.

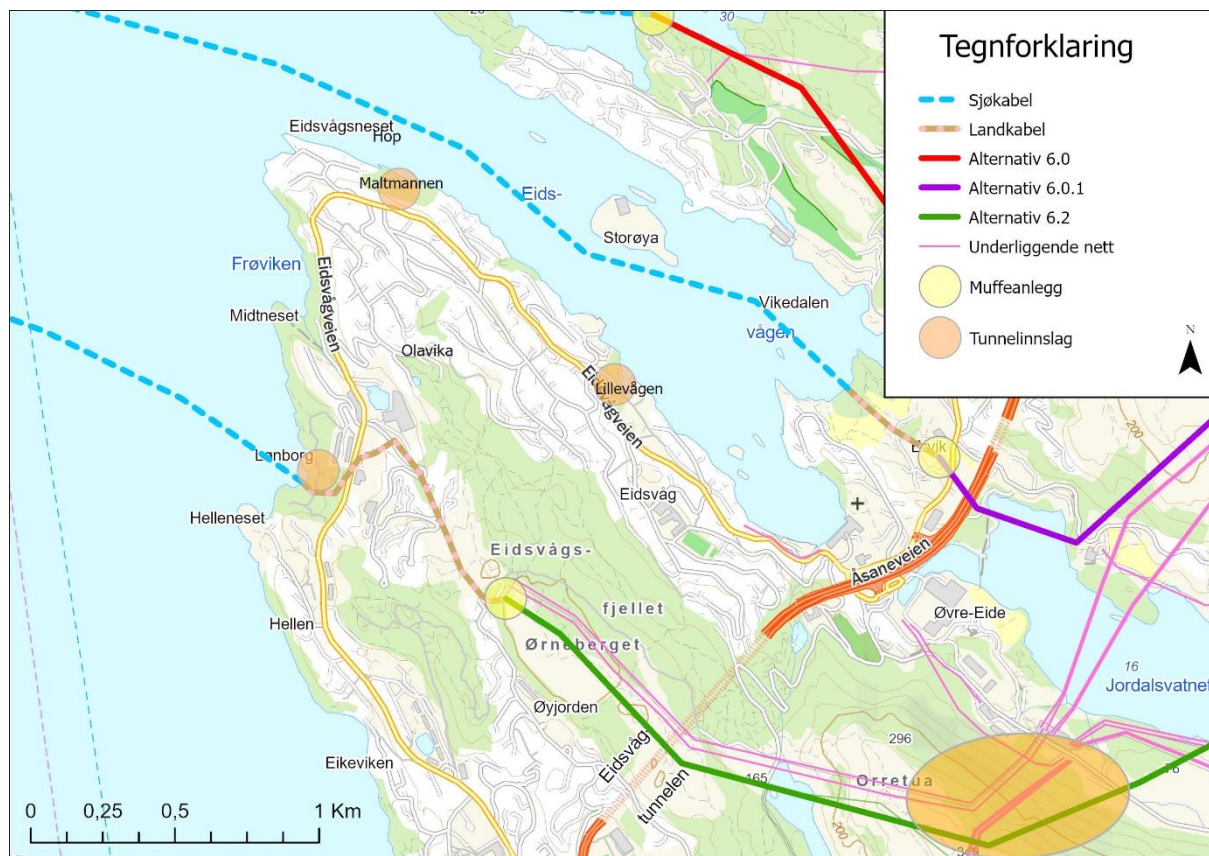
3.3 Alternative plasseringer av landtak på østsiden av Byfjorden

3.3.1 Eidsvågsfjellet

Statnett har vurdert et alternativ for muffeanlegg på Eidsvågsfjellet, ved BKKs kabelendemast, med overgang til landkabel gjennom boligområdet Lønborg, ned til ilandføringsanlegg for sjøkabel ved Byfjorden. Det er flere utfordringer som gjør at Statnett vurderer at alternativet ikke er gjennomførbart:

- Det er for liten plass til å legge 420 kV landkabler mellom boligbebyggelsen på Lønborg. Det ville trolig blitt nødvendig å innløse boligblokker og annen bebyggelse.
- BKKs landkabler og annen infrastruktur i bakken gjør at det ikke er plass til å legge Statnetts 420 kV kabler ved siden av.
- Dette er et område med naturfarerisiko. Det ville blitt behov for tiltak for å sprengte bort store mengder fjell og etterfylle med stabile masser. Ytterligere tiltak for sikring av traseen måtte også blitt vurdert.

Det er ikke funnet andre mulige kabeltraseer fra Eidsvågsfjellet til Byfjorden som kan etableres i grøft. Området er både tett bebyggt og bratt, som gjør det utfordrende å finne ledige arealer.



Figur 16: Oransje felter viser områder som er vurdert som mulige arealer for tunnelinnslag. Statnett vil ikke anbefale å gå videre med denne løsningen.

Statnett har sett på muligheten for å legge 420 kV kabler i tunnel fra Eidsvågsfjellet ned til Byfjorden ved Lønborg. En høydeforskjell på ca. 200 meter over en strekning på ca. 850 meter gjør at tunnelen blir for bratt. Dette gjelder både mikrotunnel og kjørbar tunnel. På bakgrunn av dette er ikke kabeltekniske vurderinger, gjennomførbarhet og grunnforhold undersøkt for en tunnelløsning mellom Eidsvågsfjellet og Lønborg. Det er også usikkert om de historiske forsvarsanleggene ved Hellen Fort kommer i konflikt med en tunnelløsning.

En kjørbar tunnel har begrensninger på tillatt stigning. På grunn av store høydeforskjeller vil en slik tunnel bli svært lang. Eksempelvis vil en tunnel med 200 høydemeter og 8% stigning bli ca. 2,5 km lang. En annen løsning er å legge tunnelinngangen lavere i terrenget, nærmere Jordalsvatnet, og følge Eidsvågsneset på langs med krysning under E39 tunnelen. En slik tunnel vil bli ca. 3-4 km lang. Tunneltverrsnittet vil bli ca. 25 m².

En kjørbar tunnel vil gi en betydelig merkostnad til prosjektet. En slik tunnelløsning vil også medføre et stort masseoverskudd, og dermed et behov for store arealer til deponering av overskuddsmassene. Tunnelinnslaget må også anses som et vesentlig terrenginngrep i strandsonen.

Brattere tunneler, som brukt i vannkraftanlegg, vil gi kabeltekniske utfordringer. Det er ikke identifisert 420 kV landkabler som er egnet for installasjon i en så bratt helling. I tillegg vil det være komplisert å reparere og vedlikeholde et anlegg i en slik tunnel, siden adkomst med både personell og utstyr vil bli krevende. En kabelfeil vil kunne medføre at hele kablet på strekningen må byttes ut.

På bakgrunn av overnevnte tekniske utfordringer og arealkonflikter vil Statnett ikke anbefale etablering av muffeanlegg på Eidsvågsfjellet. Det er ikke lokalisert gode alternativer for hverken kabel i grøft, kabel i bratt tunnel eller kabel i kjørbar tunnel ned til Byfjorden.

3.3.2 Ervik

Statnett har vurdert muligheten for å lokalisere muffeanlegg i Ervik, på vestsiden av Ervikvegen (Se Figur 15 og Figur 16). Alternativet innebærer et ilandføringsanlegg for sjøkabel i Vollaskjera, med overgang til landkabel i grøft til muffeanlegget. Det er en del berg i området som må sprenges for å kunne føre kabelen i grøft.

Alternativet innebærer store konflikter med viktige arealhensyn. Arealet som er aktuelt for ilandføringsanlegg er et statlig sikret friluftslivsområde, og anlegget vil også påvirke et arkeologisk kulturminne som er fredet. Området er regulert til boligformål i en reguleringsplan fra 2008. Der er også regulert trasé for ny bybane og ny E 39 i Ervik. Det medfører usikkerhet rundt hvordan ny 420 kV ledning, muffeanlegg og jordkabel vil påvirke disse prosjektene.

Ledningsinnføringen (alternativ 6.0.1) til alternativ for muffeanlegg i Ervik vil trolig kreve innløsning av boligbebyggelse.

På bakgrunn av potensiell konflikt med boligbebyggelse, statlig sikret friluftslivsområde, kulturminner og andre store infrastrukturprosjekt vil Statnett ikke anbefale etablering av muffeanlegg i Ervik.

3.3.3 Åstveitvågen

Landtaket i Åstveitvågen er en del av alternativ 6.0 som ble forkastet før melding. Alternativet innebærer at sjøkablene får direkte overgang til muffeanlegg i strandsonen.

I Åstveitvågen ligger flere småbåthavner som kan komme i konflikt med sjøkablene. Småbåthavnene inkluderer et antall plasser for båter som er fortoyed til bøyer som vil komme i direkte konflikt med kabelinstallasjonen. Disse må fjernes permanent. Båtplassene i småbåthavnen vil ikke kunne brukes i en anleggsperiode.

Ledningsalternativ 6.0 til muffeanlegget vil komme svært tett på boligbebyggelsen i Åstveit. Traseen vil også krysse en golfbane på to steder.

Muffeanlegget vil ligge innenfor hundremeterskogen Åstveitskogen, som er registrert som et svært viktig friluftslivsområde.

Det er ikke funnet grunner til å endre vurderingen om å forkaste dette alternativet. Alternativet vil komme tett på eller gå gjennom boligbebyggelse, skole, nærfriluftslivsområder, en golfbane og en småbåthavn. I tillegg vil muffeanlegget bli plassert i strandsonen i et område kategorisert som et svært viktig friluftslivsområde.

3.4 Alternative plasseringer av landtak på vestsiden av Byfjorden

3.4.1 Erdal

BKKs 132 kV sjøkabel har ilandføringsanlegg i Erdal på Askøy. Dersom Statnetts 420 kV kabler skal ha ilandføringsanlegg i samme område må 420 kV kablene krysse BKKs 132 kV kabler i sjøen. Utfordringer ved kryssing av høyspentkabler er beskrevet i kapittel 3.1.

Fra strandsonen går de eksisterende 132 kV kablene til BKK i en smal passasje mellom boligbebyggelsen. For å få plass til ilandføringsanlegg og kabelgrøft for 420 kV kabler, må det innløses flere boliger.

Statnett har lokalisert en mulig plassering for ny 420 kV muffestasjon i tilknytning til gravplassen til Erdal kirke. Det vil kreve vesentlige terrengtilpasninger, og tiltaket vil bli synlig fra Erdal.

Statnett anbefaler ikke å gå videre med dette landtaket på grunn av konflikt med BKKs kabler og eksisterende boligbebyggelse.

3.4.2 Olavika

I dette alternativet er muffeanlegget tenkt plassert i nærheten av Hopsvannet, med landkabel til Byfjorden. Det er mye berg i området, så det vil trolig være behov for boring et stykke mellom Olavika og Hopsvannet. Om deler av kabeltraseen skal gå i grøft må det sprenges ut en kabelgrøft.

Med dette alternativet unngår man konflikt med BKKs 132 kV sjøkabler, i motsetning til ilandføring ved Erdal. Det er også mindre bebyggelse og annen infrastruktur her enn i de andre vurderte landtakene.

Olavika er i dag en registrert nødhavn. Ankring i områder med høyspentkabler kan ikke tillates, som betyr at Olavika må avvikles som nødhavn. Dette må avklares med Kystverket.

Landtaket i Olavika ser ut til å være alternativet med lavest arealkonflikter på vestsiden av Byfjorden.

3.4.3 Hop

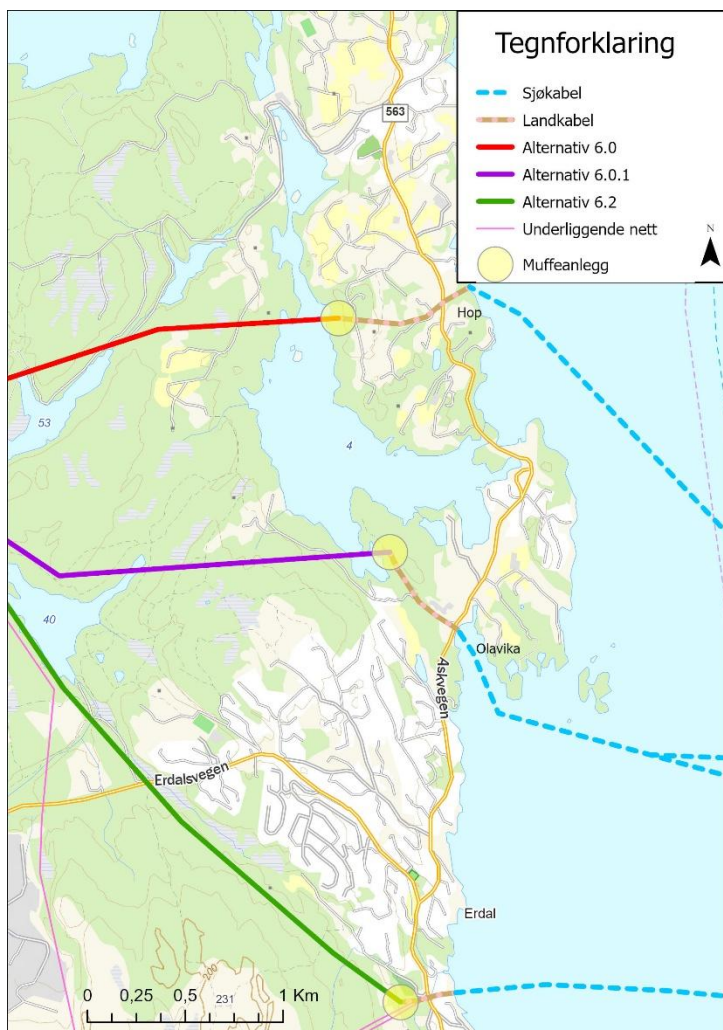
Ilandføring ved Hop ble vurdert og forkastet i meldingen, som del av alternativ 6.0.

Alternativet vil komme i konflikt med et akvakulturanlegg som må fjernes dersom sjøkabelen skal ilandføres ved Hop. I tillegg vil det kreve lange boringer fra sjøen til tilgjengelige arealer for muffeanlegg.

Statnett vil ikke anbefale å lokalisere ilandføringsanlegg for sjøkabel ved Hop på grunn av krevende teknisk løsning og arealkonflikt med akvakulturanlegg.

3.4.4 Behov for kompensering

Kabelanlegget medfører behov for ekstra kompenseringanlegg i Øygarden stasjon. Ved bruk tre kabelsett vil det bli behov for to reaktorer, som gir en kostnad på ca. 600 MNOK. Det vil dermed bli behov for to reaktorer mer for alternativ 6.0 og 6.2 enn for det meldte alternativ 1.0.



Figur 17: Vurderte landtak på vestsiden av Byfjorden.

4 Hvorfor 420 kV kabler er krevende for kraftsystemet

Både alternativ 6.0 og 6.2 legger til grunn 420 kV sjøkabel over Byfjorden med landkabel mellom ilandføringsanlegg og muffeanlegg. Kabling på de høyeste spenningsnivåene medfører en rekke ulemper som Statnett ser behov for å tydeliggjøre.

Mange opplever luftledninger som visuelt dominerende og ønsker heller at strømmen skal gå i kabler i bakken eller under vann. Hovedbegrunnelsene for å bruke luftledninger er at kabler på 420 kV-nivå gir betydelige tekniske og driftsmessige utfordringer for kraftsystemet, at kabler med tilhørende anlegg er svært kostbare og gir betydelige terrenginngrep.

4.1 Kabler på høyere spenningsnivå gir større tekniske utfordringer enn på lavere spenningsnivå

Transmisjonsnettet på land driftes med høye spenningsnivåer (300 og 420 kV) og vekselstrøm for å frakte strømmen effektivt uten for mye energitap. Kabler har andre elektriske egenskaper enn luftledninger som gjør at kabler oppfører seg annerledes i strømmenettet. Dette er spesielt utfordrende i 420 kV-nettet. Kabler i 420 kV-nettet produserer betydelig mer reaktiv effekt, en form for biprodukt, som ikke kan drive motorer eller gi lys, men som likevel er viktig for at kraftsystemet skal fungere. For stor produksjon av reaktiv effekt kan derimot føre til for høy spenning i nettet. Høye spenninger vil skade apparater i kraftsystemet og hos forbrukere. Reaktiv effekt kan til en viss grad motvirkes ved å bygge ekstra anlegg, som reaktorer og hurtige kompenseringanlegg. Disse tar mye plass, er kostbare og gjør at transformatorstasjoner må bygges større. Ved lange kabler vil det ikke være teknisk mulig å kompensere nok og holde spenningen på riktig nivå uten egne mellomstasjoner for å dele opp kabellengden.

For lavere spenningsnivå (132 kV og lavere) er kabling mye vanligere enn for transmisjonsnettet. Dette fordi utfordringene nevnt ovenfor ikke er de samme som for transmisjonsnettet.

4.2 Tekniske egenskaper ved kabler gir større risiko for feil

Strøm og spenning i nettet skal ideelt følge en ren sinuskurve for at alt som er tilkopledd nettet skal fungere slik det er tiltenkt. Myndighetene fastsetter gjennom forskrift om leveringskvalitet hvor stort avvik fra ren kurveform som aksepteres, altså krav til spenningskvalitet. Kabler på 420 kV-nivå kan føre til dårligere spenningskvalitet. De kan forsterke elektriske forstyrrelser i nettet – såkalte harmoniske forvrengninger – som kan skade elektronisk utstyr og skape problemer både for industri og vanlige strømkunder. Erfaringer fra Danmark viser at slike problemer kan oppstå langt unna selve kabelen, og at det er krevende å håndtere dem.

Tekniske egenskaper ved kabler gjør at omkringliggende stasjoner kan oppleve høyere feilstrømmer. Mange av transformatorstasjonene i dagens nett tåler ikke dette uten betydelige oppgraderinger. Også industrianlegg kan påvirkes, og vi må vurdere om eksisterende utstyr tåler endringene kabel fører med seg.

4.3 Ved feil tar det lengre tid å få kabel tilbake i drift

Det er sjelden kabler får feil, men hvis det skjer tar det betydelig lengre tid å reparere dem enn feil på luftledninger. En luftledning kan ofte repareres på noen dager eller uker, mens en landkabel på 420 kV kan være ute av drift i om lag en måned. For sjøkabler kan det ta flere måneder, særlig om vinteren. Dette svekker forsyningssikkerheten og gjør nettet mer sårbart.

Det går normalt raskt å få en luftledning i drift etter en forbigående feil. Har forbindelsen kabel på en del av strekningen kan dette ta timer eller flere dager.

4.4 Likestrømforbindelser brukes i dag bare for svært lange forbindelser

Noen spør om vi heller kan bruke likestrøm (HVDC) på forbindelser i nettet på land, i samspill med vekselstrømmenettet vi har i dag. Det er teknisk mulig, men svært krevende. Likestrømsanlegg krever store og svært kostbare omformerstasjoner i begge ender, har lavere kapasitet, er mer komplekse å drifte samt har

flere driftsforstyrrelser som gir lavere driftstid. Likestrømsforbindelser brukes i dag på lange forbindelser til utlandet, der det ikke finnes andre alternativer.

4.5 Kabler medfører større direkte terrenginngrep

Luftledninger er synlig i landskap, avgir noe hørbar støy, kan være barrierer for fugl og utgjøre luftfartshindre. Det er byggeforbud under kraftledningene og vegetasjonen må holdes nede. De direkte terrenginngrepene er hovedsakelig begrenset til mastepunktene – ca. tre per kilometer, hver på rundt 40*40 meter for 420 kV ledninger. Noen ganger er det behov for masseutskifting, som påvirker drenering og vegetasjon. Mastepunktene kan ofte plasseres utenom særlig verdifulle områder. Veibygging kan være nødvendig for å komme frem til enkelte punkt, men for det meste benyttes helikopter til byggingen. Når ledningen fjernes, kan naturen tilbakeføres.

Landkabler krever at det graves en sammenhengende grøft for kabelen, jordmasser må byttes ut, og traséen må ha vei langs hele strekningen. Tilpasningsmulighetene for særlige verdifulle punkter i traséen er mindre siden grøften må graves sammenhengende og kabler har liten svingradius. Byggeforbudsbeltet over kabeltraséen er smalere enn ved en luftledninger. Når et kabelanlegg tas permanent ut av drift, er det vanskelig å tilbakeføre terrenget. Både land- og sjøkabler krever større anlegg på land for kobling mot ledningsnettet. For sjøkabler vil ofte strandsonen bli påvirket.

Sjøkabler påvirker sjøbunnen gjennom beskyttelsestiltak, og fleksibiliteten for å unngå sårbare områder er liten. Typisk trasébredde for sjøkabel er ca. 100 meter.

Samlet sett har kabelanlegg større direkte arealinngrep og mindre tilpasningsmuligheter enn luftledninger.

4.6 Investeringskostnader: 420 kV kabel er dyrere enn 420 kV luftledning

Kabelanlegg, både på land og i sjø, har et vesentlig høyere investeringskostnadsnivå enn tilsvarende løsninger med luftledning. Per kilometer innebærer etablering av kabelanlegg en kostnad som ligger langt over kostnadsnivået for luftledninger og representerer et vesentlig større investeringstiltak.

I tillegg til selve kabelanlegget medfører kabelløsninger behov for omfattende tilleggstiltak i tilknytning til stasjoner, herunder reaktorer og eventuelle hurtige kompenseringanlegg. Omfanget av slike tiltak avhenger blant annet av kabelens lengde, plassering i kraftsystemet og valgt driftskonsept, og kan variere fra mindre stasjonsutvidelser til omfattende og komplekse stasjonstiltak. Kostnadene for disse anleggene kommer i tillegg til investeringen i kabelanlegget.

Luftledninger har gjennomgående lengre teknisk levetid enn kabel- og stasjonsanlegg, noe som innebærer at kabelløsninger vil kreve tidligere og hyppigere reinvesteringer. Når investeringskostnader, tilleggstiltak og levetid ses i sammenheng, medfører kabelanlegg samla sett en svært høy livsløpskostnad sammenliknet med luftledning. Eventuelle tunnelløsninger eller behov for mellomliggende stasjoner vil ytterligere forsterke kostnadsforskjellen.

4.7 Driftskostnader: kabel gir større strømtap i nettet og er dyrere å vedlikeholde

Kabel medfører økte kostnader gjennom større energitap enn luftledninger. Dette skyldes hovedsakelig at en del av kapasiteten i kabelen går med til å overføre den reaktive effekten, og mindre av strømmen som kan brukes til å forsyne forbrukere. Tapt energi ved overføring gir behov for mer produksjon for å dekke det samme forbruket. I tillegg gir kompenseringanleggene ekstra varmetap, som fører til høyere driftskostnader.

I en rapport utarbeidet av [Oslo Economics](#) i 2022 er årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for kabel beregnet til 0,8-1,5% av investeringskostnaden, mot 0,5-1,0% for luftledning. Siden investeringskostnaden er flere ganger større for kabel, tilsier dette at vedlikeholdskostnaden for kabel også er mange ganger større enn for ledning. Tallene i rapporten er beheftet med stor usikkerhet, og gjelder både gamle og nye kabelanlegg både på land og sjø. Det er begrenset driftserfaring på kabelanlegg på 420kV i Statnett, og dermed vanskelig å verifisere tallene opp mot erfarte drifts- og vedlikeholdskostnader.

4.8 Oppsummering av konsekvenser ved kabling 420 kV-nivå

Alt i alt viser erfaring og analyser at det er krevende og dyrt å bruke 420 kV kabler i det norske transmisjonsnettet. Det kan gi store tekniske utfordringer og redusert driftssikkerhet. Det krever omfattende tiltak for å sikre at kraftsystemet fortsatt fungerer trygt og effektivt. I tillegg medfører kabler og tilhørende anlegg betydelige terrenginngrep og gir vesentlig høyere kostnader. Kabling må derfor vurderes nøye, og brukes kun unntaksvis.

5 Beskrivelse av kontakt med relevante myndigheter

Statnett har tilbudt månedlige statusmøter med kommunene Askøy, Bergen og Samnanger, hvor saken har blitt diskutert. Statnett har også presentert hovedinnholdet i dette underlaget til kommunene.

Det har også vært kontakt med regionalnettseier BKK om teknisk underlag for å kunne gjennomføre denne vurderingen.

6 Investeringskostnader

Statnett vurderer at ingen av de gjennomgående alternativene 6.0, 6.0.1 eller 6.2 er realistiske å gjennomføre, både på grunn av tekniske utfordringer og store arealkonflikter som innebærer innløsning av boliger. Ettersom alternativene ikke er realistiske å gjennomføre har vi heller ikke estimert disse. Statnett har derfor sett på investeringskostnader for to gjennomgående sørlige alternativ som tar utgangspunkt i alternativene vi har vurdert, men med noen justeringer. Dette er de gjennomgående alternativene mellom Samnanger og Øygarden som Statnett vurderer som mest realistiske.

Estimatene legger til grunn tre kabelsett, og at det dermed vil bli behov for to reaktorer i Øygarden stasjon.

Foreløpig kostnadsestimat viser at et sørlig alternativ vil komme på mellom 5,7 og 11,1 milliarder kroner, oppgitt i 2026-kroner.

Statnett har også oppdatert estimatet for de meldte alternativene, bortsett fra alternativ 4.0. Som forklart i kapittel 2 er alternativ 4.0 tatt ut av det videre utredningsarbeidet, og estimatene er følgelig ikke oppdatert for dette alternativet.

Investeringskostnadene for de meldte alternativene 1.0, 1.4, 2.0 og 1.7 er estimert til 3,9-5,5 milliarder i 2026-kroner.

Usikkerheten i kostnader er knyttet til prosjektets modenhet og utvikling i renter og valuta frem til prosjektets ferdigstillelse.

Meldte alternativer	Alternativ 6.0 kombinert med 6.0.1 på vestsiden av Byfjorden	Alternativ 6.2 kombinert med tunnel og 6.0.1 på vestsiden av Byfjorden
3,9-5,5 mrd. Kr.	5,7-8 mrd. Kr.	7,9-11,1 mrd. Kr.

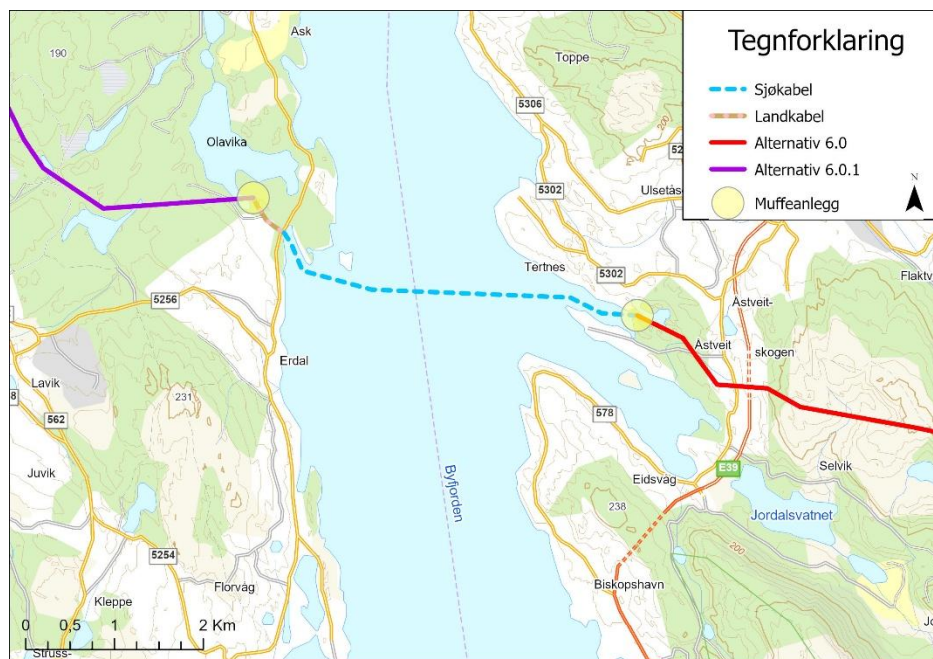
Tabell 4: Investeringskostnader for meldte alternativer som går lenger nord og to sørlige alternativer.

6.1 Estimert alternativ 6.0 kombinert med 6.0.1 på vestsiden av Byfjorden

Alternativ 6.0 i kombinasjon med 6.0.1 går i traseen til alternativ 6.0 fra Samnanger transformatorstasjon fram til muffeanlegget i Åstveitvågen. Her får ledningen overgang til sjøkabel, som går over til landtaket i Olavika. Fra Olavika går luftledningen i traseen til alternativ 6.0.1, og kobler seg på 6.0 ved Ravnanger på

Askøy. Det er videre estimert en sjøkabel fra Merkesvik på Askøy til Øygarden, og luftledning fra landtaket til Øygarden transformatorstasjon.

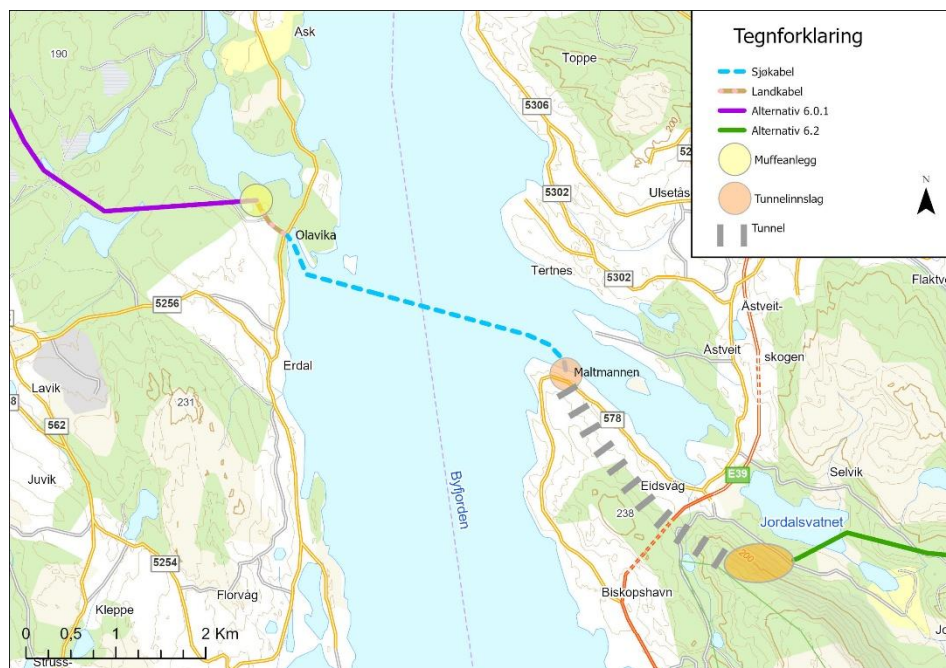
Dette alternativet er estimert til 5,7-8 mrd.



Figur 18: Estimert traséalternativ 6.0 i kombinasjon med 6.0.1 med sjøkabel fra Åstveitvågen til Olavika.

6.2 Estimert alternativ 6.2 kombinert med tunnel og 6.0.1 på vestsiden av Byfjorden

Dette estimatet tar utgangspunkt i luftledningsalternativ 6.2 som beskrevet i kapittel 2.3, men med en tunnelløsning fra Jordalsvatnet til Maltmannen ved Eidsvågneset. Det er estimert sjøkabel fra Maltmannen til landtaket ved Olavika. Her vil ledningen gå i traseen til alternativ 6.0.1 til Ravnanger og videre i 6.0-traseen til Merkesvik, hvor ledningen får overgang til sjøkabel til Øygarden. Dette alternativet er estimert til 7,9-11,1 mrd.



Figur 19: Estimert traséalternativ 6.2 i kombinasjon med 6.0.1 med kabel i kjørbart tunnel fra Jordalsvatnet til Maltmannen, og sjøkabel fra Maltmannen til Olavika.

7 Tidsplan

Statnett har oppdatert framdriftsplan for ny 420 kV Samnanger-Øygarden.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Melding sendt		■												
Oversendelse av teknisk underlag for sørlig alternativ				■										
Høring melding & fastsettelse utredningsprogram		■												
Konsekvensutredninger og konsesjonsprosess		■												
Prosjektering og bygging								■						

Tabell 5: Framdriftsplan for ny 420 kV forbindelse mellom Samnanger og Øygarden

8 Anbefaling/konklusjon

Utfordringer ved kryssing av Byfjorden med sjøkabel

En utfordring med å legge sjøkabel i Byfjorden er kryssing av eksisterende infrastruktur på sjøbunnen. Ved ilandføring av nye 420 kV kabler ved Eidsvågneset/Lønborg (Bergen) og Erdal (Askøy) vil man med høy sannsynlighet også måtte krysse de eksisterende 132 kV sjøkablene, noe som vil ha gjensidig negativ påvirkning for begge anlegg. Arbeid og reparasjon på 132 kV kablene vil kunne kreve utkobling av 420 kV kablene og motsatt. Kryssing av høyspentkabler medfører også risiko for kapasitetsreduksjon på kablene. På bakgrunn av dette vil ikke Statnett anbefale en løsning med sjøkabler fra Eidsvågneset/Lønborg til Erdal.

Manglende gode løsninger for landtak for sjøkabel

Det har vært utfordrende å finne aktuelle områder for lokalisering av ilandføringsanlegg, kabelgrøfter og muffeanlegg, ettersom mesteparten av strandsonen på begge sider av Byfjorden allerede er utbygd. Anleggene vil dermed komme i konflikt med boligbebyggelse, annen bebyggelse, viktig nærfriluftsliv, golfbane, småbåthavn, akvakulturanlegg, nødhavn, m.m.

For flere av de vurderte landtakene medfører tett bebyggelse, terrenget, grunnforholdene, samt de store høydeforskjellene at det ikke kan legges landkabel i grøft. Statnett har sett på muligheten for å etablere tunnel, men har ikke utredet dette videre. Det knytter seg vesentlig usikkerhet til teknisk gjennomførbarhet for tunnelloøsninger ned til Byfjorden, og slike løsninger vil uansett bli betydelig dyrere på grunn av merkostnadene som følger av tunnel.

Kostnader

Statnetts estimater for investeringskostnader viser at et sørlig alternativ mellom Samnanger og Øygarden, med sjøkabel over Byfjorden vil bli vesentlig dyrere enn Statnetts foretrukne, meldte alternativ 1.0. Både alternativ 6.0 og 6.2 innebærer en ekstra strekning med sjøkabel sammenlignet med alternativ 1.0, der det kun planlegges for sjøkabel over Hjeltefjorden. Kabelforbindelser medfører ikke bare økte investeringskostnader, men erfaringstall viser at kabel også gir økte drifts- og vedlikeholdskostnader.

Innløsning av bolig- og fritidsbebyggelse

Både 6.2 og 6.0/6.0.1 er i konflikt med bolig- og fritidsbebyggelse, og innløsning av boliger blir aktuelt ved valg av disse alternativene. Det er ytterst sjelden at Statnett anbefaler alternativ som innebærer innløsning av boliger. Innløsning av bolig- og fritidsbebyggelse er en stor usikkerhet for eierne av boligene. Det vil også medføre en stor økonomisk kostnad. For ny 420 kV Samnanger-Øygarden finnes det andre meldte alternativer som i større grad hensyntar dette.

Vurderinger av konsekvenser for miljø og samfunn

Det er ikke vurdert hvordan tiltaket vil påvirke ulike forhold som naturmangfold, landskap, friluftsliv, kulturminner og andre hensyn. I denne utredningen er det kun sett på kjente forhold som er tilgjengelig i offentlige databaser som naturbase, kulturminnesøk, kilden og kommunekart. Det er først ved en konsekvensutredning vi kan stadfeste tiltakets påvirkning og konsekvens for miljø og samfunn. Konsekvensutredningen vil bli gjennomført i henhold til utredningsprogram som fastsettes av NVE.

Utfordringer med kabling på 420 kV nivå

Selv om det kan være landskapsmessige fordeler ved å kable 420 kV ledninger, medfører det også en rekke ulemper. Det er både teknisk krevende, vesentlig mer kostbart, gir redusert driftssikkerhet, medfører betydelige terrenginngrep, og krever omfattende tiltak for å sikre at kraftsystemet fortsatt fungerer trygt og effektivt. Kabling må derfor vurderes nøye, og brukes kun unntaksvis. Vi viser til retningslinjer for bruk av jord- og sjøkabel i kraftnettet som fremgår av Stortingsmelding 14 (2011-2012).

Konklusjon

På bakgrunn av de overnevnte forholdene ønsker ikke Statnett å melde noen av de vurderte sørlige alternativene. Statnett anbefaler at ingen av de vurderte alternativene bør tas med videre i utredningsprogrammet, og at kun tidligere meldte alternativer tas med videre.