

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT  
NVE

Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Saksbeh./tlf.nr.: Asgeir Vagnildhaug/99742503  
Deres ref./Deres dato: NVE 202016710-190/  
02.02.2023  
Vår ref.: 19/00393-37  
Vår dato: 12.06.2023

## **Tilleggssøknad 420 kV Skaidi-Lebesby og tilleggsutredninger i saken**

Statnett sendte i desember 2020 konsesjonssøknad for ny 420 kV kraftledning mellom Skaidi transformatorstasjon og ny Lebesby transformatorstasjon. NVE sendte konsesjonssøknaden på offentlig høring i mars 2021, samt gjennomførte en offentlig befarig. Saken er fortsatt til behandling i NVE, og NVE har bedt Statnett om tilleggsutredninger i flere omganger som Statnett har oversendt.

Statnett sendte også tilleggssøknad i desember 2021 om bl.a. justert plassering av Lebesby B transformatorstasjon.

NVE har i brev av 02.02.2023 bedt Statnett om nye tilleggsopplysninger og om at Statnett sammenstiller nye tilleggsopplysninger med eventuelle tillegg- og endringssøknader i Stabbursdalen og for stasjonsplassering. Statnett har i dialog med NVE blitt enige om at tidligere innsendte tilleggssøknader og tilleggsutredninger også sammenstilles i dette dokumentet.

### **Tilleggs- og endringssøknad 420 kV Skaidi-Lebesby**

Søknad om konsesjon

#### **Lebesby transformatorstasjon (alt. B) i Adamsfjorddalen**

Statnett SF søker herved om konsesjon etter energiloven §3-1 om følgende:

- Justert plassering av Lebesby transformatorstasjon i henhold til kart i vedlegg 1.
- 1 stk reaktor i Lebesby transformatorstasjon med ytelse 50-180 MVA

#### **Lebesby transformatorstasjon (alt. A) ved Landersfjord**

Statnett SF søker herved om konsesjon etter energiloven §3-1 om følgende:

- Alternativ plassering av Lebesby transformatorstasjon med tilhørende ombygging/bygging av kraftledninger i henhold til kart i vedlegg 2 og kart i figur 1. Stasjonen omsøkes som gassisolert anlegg (GIS) med teknisk ren gass.
- Statnett søker om Lebesby transformatorstasjon A som tilleggsalternativ til Lebesby B.

### Stabbursdalen

Statnett SF søker herved om konsesjon etter energiloven §3-1 om følgende:

132 kV jordkabel:

- Det søkes om å bygge om 132 kV ledningen Skaidi-Lakselv på strekningen fra Igeldas til Kunsajávri som et kabelanlegg. Statnett søker om to alternative kabeltraséer, hvor trasé merket kabel v/E6 i vedlagte kart er hovedalternativet. Begge traseene er ca. 10 km. Ved at ledningen bygges som kabel, vil eksisterende 132 kV luftledning på strekningen Igeldas-Kunsajávri rives.

420 kV luftledninger:

- 420 kV luftledning som gjenbruk av dagens 132 kV på strekningen Igeldas – Kunsajávri etter traséalternativ 1.9.
- Det søkes også om en variant av traséalternativ 1.9 ved kryssingen av Stabburselva etter traséalternativ 1.11
- Det søkes videre om en variant av traséalternativ 1.9 på sørsiden av Stabburselva etter traséalternativ 1.10.
- Trasejustering av tidligere omsøkte 1.7 etter traséalternativ 1.8 ved kryssing av Stabburselva
- Toppliner (OPGW) tilhørende 420 kV kraftledning omsøkes nedgravd i samme trasé som 132 kV jordkabel på strekningen Igeldas - Kunsajávri

Statnett søker om traséalternativ 1.9 i kombinasjon med 1.10 som hovedalternativ for kryssing av Stabbursdalen.

Statnett trekker søknad om traséalternativ 1.1 (vestre alternativ).

Kart som viser omsøkte alternativer i Stabbursdalen er vist i vedlegg 3.

### Hjelpeanlegg

Statnett SF søker herved om konsesjon etter energiloven §3-1 om følgende:

- Ca. 300 meter midlertidig veg som tilkomst til ledningstrasé ved Steinli, nord for Stabbursdalen i tråd med kart i figur 8.

Statnett søker også om konsesjon for nødvendige hjelpeanlegg som anleggsplasser og transportveier tilknyttet de omsøkte løsninger. Statnett søker også om å deponere stedegne overskuddsmasser fra stasjonsutbygging på omsøkte stasjonsområde ved Lebesby A som en del av tiltaket og/eller til terreng- og landskapstilpasning av anlegget.

### Søknad om ekspropriasjonstillatelse

Statnett viser til søknad om ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse i konsesjonssøknaden av desember 2020. Statnett søker om ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse for tiltak omfattet av denne tilleggs- og endringssøknaden.

## Bakgrunn og beskrivelse av omsøkte tiltak

### Justering av Lebesby transformatorstasjon alternativ B Adamsfjorddalen

Statnett har gjennomført grunnundersøkelser på omsøkte område for den planlagte Lebesby transformatorstasjon i Adamsfjorddalen, og resultatene fra disse undersøkelsene viste at det er kvikkleire i vestre del av området. Det er særlig store forekomster av kvikkleire langs bekken i vestre del av området.

Undersøkelsene viser at det er påvist et kvikkleirelag fra dybde 8 til dybde 15 meter innenfor det omsøkte området. Området for øvrig består av fluviale masser, men det er også påvist leire fra dybde 24 og dypere. Det ble boret ned til 39 meter i forbindelse med undersøkelsene.

Å bygge på kvikkleire og leire vil over tid medføre utfordringer med setninger. Det er beregnet at det kan bli setninger opp mot 60 cm over de første 60 år, hvor den største setningen skjer de første årene etter bygging. For konstruksjonene i en transformatorstasjon kan setninger gi stor konsekvens for funksjonaliteten, og Statnett har derfor sett nærmere på en justering av plasseringen av stasjonen. Grunnundersøkelser har vist at det er gode grunnforhold på østsiden av dagens 132 kV ledning mot Adamselv, hvor grunnen i stor grad består av fluviale masser og sand. Det er anbefalt av geotekniker i Sweco, som har gjennomført grunnundersøkelsene på oppdrag for Statnett, å justere plasseringen til dette området.

Statnett trekker tidligere omsøkt plassering i Adamsfjorddalen og søker ny plassering like nordvest for lokaliteten som ble meldt tilbake i 2010 og ca. 300 meter øst for dagens omsøkte plassering. Se kart i vedlegg 1. Eiendomsgrensene er justert og tilpasset den nye plasseringen. Totalt eiendomsareal, inklusive arealer for massedeponi (ca. 25 dekar) blir ca. 185 dekar.

### Behov for reaktiv kompensering

Nettet i nord er sårbart for samtidige feil i reaktive induktive komponenter. Der hvor nettet andre steder i Norge er masket og dermed har flere driftsmuligheter å spille på, står nettet i nord i større grad alene. For å forhindre at en feil-situasjon medfører langvarig utetid, omsøkes det å installere en reaktor tilknyttet 420kV i Lebesby transformatorstasjon. Behovet for reaktor gjelder for begge omsøkte transformatorstasjoner.

### Lebesby transformatorstasjon (alt. A) ved Landersfjord

Statnett har tidligere blitt bedt av NVE om å vurdere alternativ plassering av Lebesby transformatorstasjon basert på innspill fra reinbeitedistrikt 13, da som samlokalisering av eksisterende Adamselv stasjon i Landersfjorden.

Statnett har tidligere vurdert to stasjonsplasseringer i området som er beskrevet i vår konsesjonssøknad av desember 2020. Statnett ønsket ikke da å søke om konsesjon for disse alternativene, begrunnet i mangel på tilstrekkelig areal og krevende grunnforhold for luftisolerte anlegg. Ved å forutsette bruk av gassisolerte (GIS) anlegg som løsning har Statnett sett nærmere på muligheter for å kunne plassere en transformatorstasjon i området samlokalisert med Adamselv

transformatorstasjon. Det er vurdert en plassering for en ny stasjon på området mellom dagens stasjon og FV 98, men geotekniske undersøkelser som ble gjennomført våren 2023 viser at det er for lite tilgjengelig areal som har gode nok grunnforhold for en stasjonsløsning. Det er nødvendig å ha tilstrekkelig areal for en SVS og skallsikring (betongsjakt) ved innføring av GIS-rør, samt for kabelmuffer (muffebunker). Det er derfor sett på området for alternativ Lebesby A med GIS.

Omsøkte stasjonsalternativ Lebesby A, er plassert ca. 700 meter sør for Adamselv transformatorstasjon. Ved at stasjonen bygges med GIS blir plassbehovet mindre og Statnett vurderer at løsningen vil tilfredsstillende dagens og overskuelige fremtidige behov.

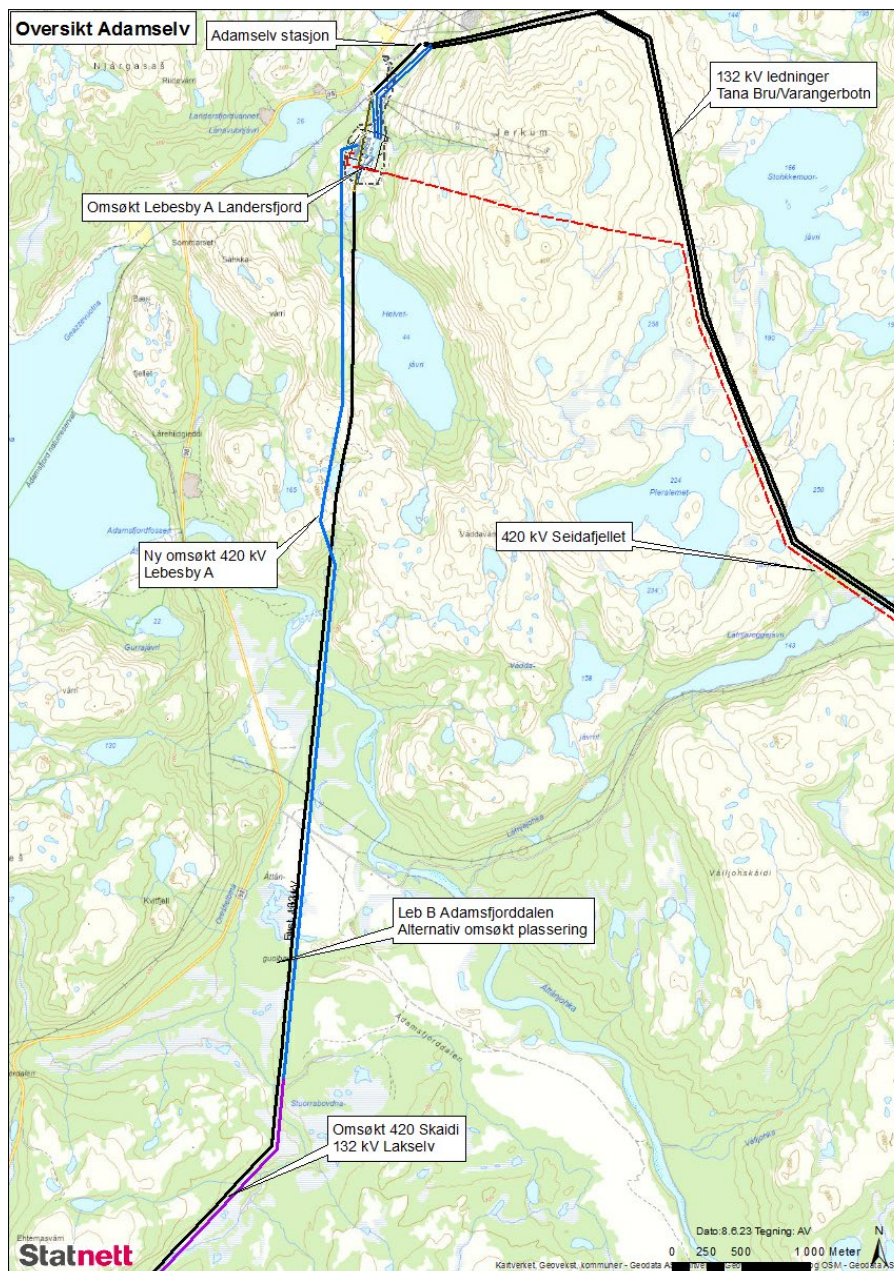
Systemmessig og i sammenheng med underliggende nett tilsvarer dette alternativet omsøkte stasjon i Adamsfjorddalen (Leb B). Ved å bygge stasjonen som GIS-anlegg vil gi ca 50% høyere stasjonskostnader sammenlignet med luftisolerte anlegg (AIS). Inklusive ny adkomstveg til stasjonen som har lengde på ca. 600 meter omsøker Statnett en eiendom på ca. 127 dekar. Inngjerdet areal er ca. 55 dekar.

Statnett omsøker ikke et eget deponi for overskuddsmasser for stasjonen da det vurderes at mye av de stedegne massene kan benyttes som en del av tiltaket, herunder for terreng- og landskapstilpasning av stasjonsområdet og veganlegget. Grunnundersøkelsene viser at det er noe bløte masser i området mot nordvest og kvikkleire nederst i skråningen og stasjonen er derfor flyttet så langt øst som mulig på "plataet". Dette innebærer at tjernet øst i stasjonsområdet er planlagt gjenfylt. I sørvestre del av området planlegger vi videre å fylle igjen et mindre myrtjern da dette kommer i berøring med stasjonsgjerde og brøyteveg langs gjerdet.

Statnett mener at Lebesby A som et GIS-anlegg er et alternativ som er det nærmeste man kommer en samlokalisering med dagens stasjon i Adamselv. Lebesby A er miljømessig betydelig bedre enn omsøkte Lebesby B, som vil berøre reindriftsområdene i større grad og som også ligger åpent til på Adamssletta. Det er ikke funnet viktige naturtyper i tidligere konsekvensutredninger for Lebesby A, men det ble pekt på negative landskapsvirkninger. Lebesby B vil være bedre med tanke på fremtidige ledninger inn/ut av stasjonen og utvidelser.

## Ombygging av kraftledninger

Som følge av omsøkte plassering i Landersfjord må 420 kV ledningen fra Skaidi bygges ca. 7 km lenger mot nord. Traseen vil følge eksisterende 132 kV ledning Adamselv-Lakselv. Kartet under viser området fra Landersfjord og sørover til Adamsfjorddalen (Figur 1).



Figur 1: Oversiktskart som viser situasjonen i Adamsfjorddalen/Landersfjord med omsøkte Lebesby A og ombygginger/nye kraftledninger

Dagens 132 kV ledninger Adamselv-Tana Bru og Adamselv-Varangerbotn vil føres forbi Adamselv transformatorstasjon og følge samme trasé nord og øst for Adamselv og fjellet Jerkum. Ombyggingen medfører at ledningene må forlenges med ca. 800 meter fra Adamselv og til Lebesby A. Ombygging av 132 kV Adamselv-Lakselv innebærer ca. 500 meter ny ledning og riving av 700 meter. Mer detaljerte kart som viser situasjonen er vist i vedlegg 2.

I vedlagte arealbrukskart (vedlegg 2) er det også vist tilkobling/innføring av Statnetts omsøkte 420 kV ledning Lebesby-Seidafjellet. Statnett vil i forbindelse med konsesjonsbehandlingen av Lebesby-Seidafjellet komme tilbake til søknad om aktuell ledningstrasé i tilknytning til Lebesby A transformatorstasjon.

### Tilleggs- og endringssøknad i Stabbursdalen

Statnett har per i dag omsøkt to 420 kV luftledningstraseer som krysser Stabbursdalen. Dette er traséalternativ 1.1 og 1.7. I desember 2021 søkte Statnett på en mindre justering av traséalternativ 1.7; alternativ 1.8 som blir presentert lenger ned i notatet.

Kartet under viser dagens omsøkte ledningstraseer i Stabbursdalen. Statnett har prioritert alternativ 1.7 framfor alternativ 1.1 i konsesjonssøknaden av desember 2020.

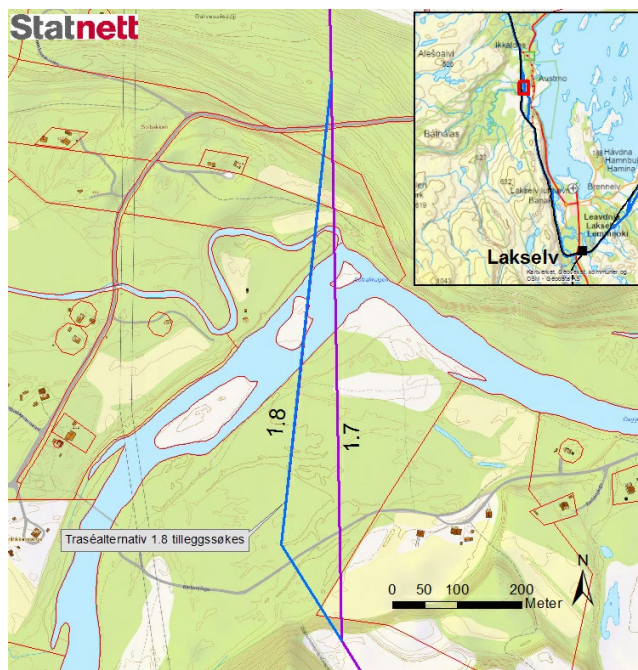


Figur 2: Kart som viser tidligere omsøkte traseer i Stabbursdalen; alternativ 1.1 og 1.7/1.8

### Traséjustering Stabbursdalen trasé 1.8

Statnett har i informasjonsmøte for grunneiere blitt bedt om å vurdere en mindre traséjustering i forbindelse med den omsøkte ledningstraseen 1.7 som krysser Stabbursdalen. Det er ønske om å få ledningen lenger bort fra bebyggelse. Statnett har derfor sett på muligheten for å gjøre en

mindre justering mot vest der ledningen er omsøkt over Stabburselva. Opprinnelig er avstanden fra bolig på sørsiden av Stabburselva beregnet til ca. 170 meter. Det er mulig å flytte traseen ca. 90 meter lenger mot vest for å øke avstanden, uten at traseen berører vernede områder. Dette gir ingen ekstra mastepunkt eller utfordringer med vinkler, så Statnett mener dette alternativet kan omsøkes og prioriteres som traséalternativ i kombinasjon med alternativ 1.7.

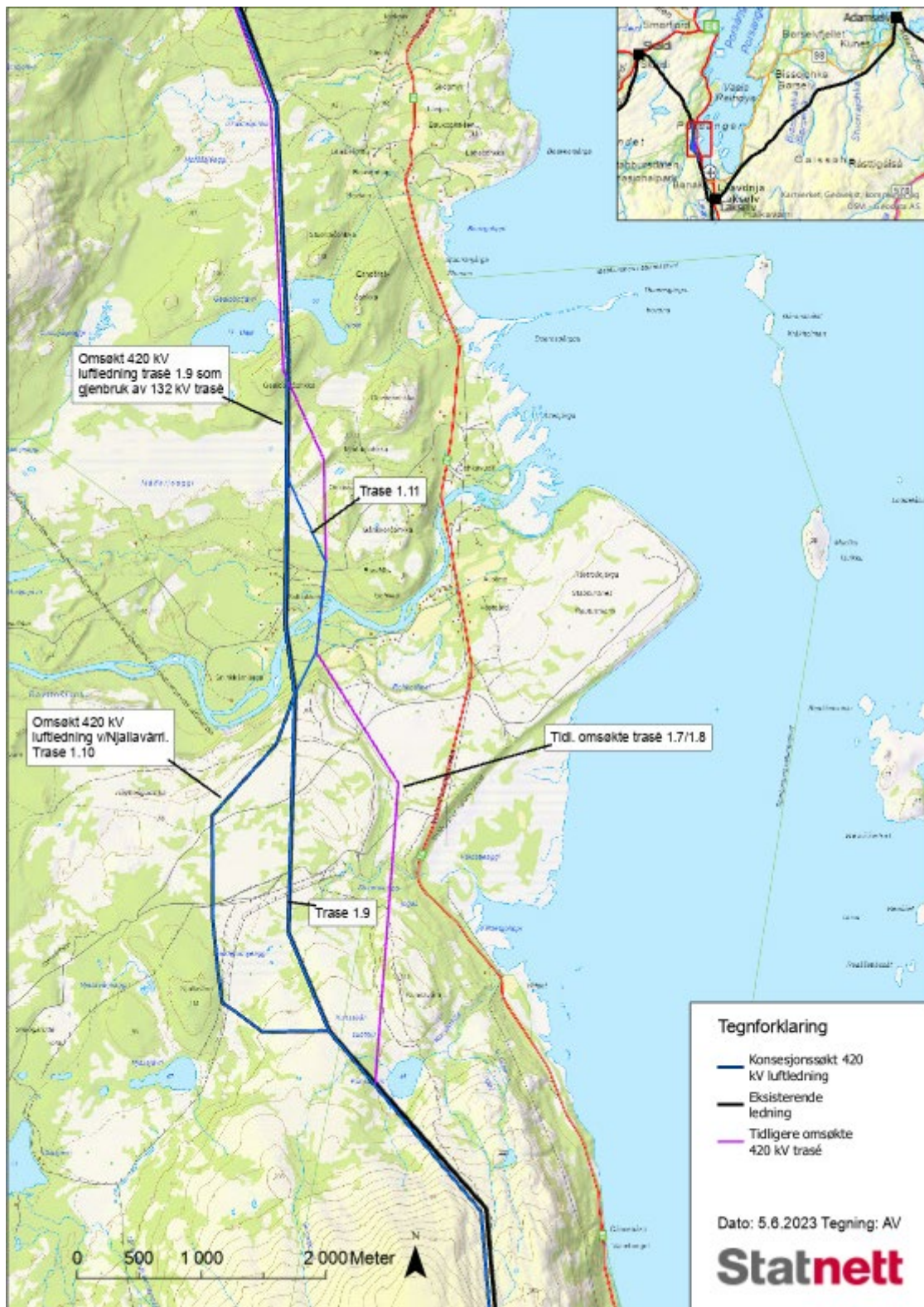


Figur 3: Kart som viser tilleggssøkt traséalternativ ved kryssingen av Stabburselva.

### Omsøkte traseer og tiltak knyttet til dverggås

Statnett har i vurderingene av ledningstraseer og løsninger knyttet til Stabbursdalen/Stabbursneset sett spesifikt på muligheten for avbøtende tiltak knyttet til dverggåsa.

For å oppnå færrest mulig linehøyder gjennom området der dverggåsa flyr, har Statnett tidligere vurdert å søke en ny 420 kV luftledning med lave master. Statnett vurderer nå at en bedre løsning kan være gjenbruk av dagens 132 og 66kV-traseer for ny 420kV-ledning (traséalternativ 1.9) ved kryssingen av Stabbursdalen. Ny 420 kV ledning bygges da uten toppline og eksisterende 132kV-ledning bygges som jordkabel. I tillegg søker Statnett om et traséalternativ 1.10 som går 7-800 meter vest for dagens ledninger som krysser Stabbursdalen. Se kartet under som viser de omsøkte luftledningstraseene.



Figur 4: Kart som viser omsøkte luftledningstraseer som krysser Stabbursdalen.



Det er i regi av Statnett et pågående prosjekt med radar-undersøkelser av dverggås som startet i 2022 og fortsetter i 2023, der det samles inn data og gjøres registreringer av observasjoner i felt. Foreløpige resultater fra disse undersøkelsene har vist at gjessene ofte benytter en bekkedal fra Valdakmyra som trekkroute når de flyr oppover og vestover i Stabbursdalen. Det vil komme en oppsummeringsrapport om prosjektet i løpet av høsten 2023.



*Figur 5: Foto av to dverggjess i Stabbursdalen på veg vestover fra Valdakmyra mai 2023. Foto: Jeff Blincow*

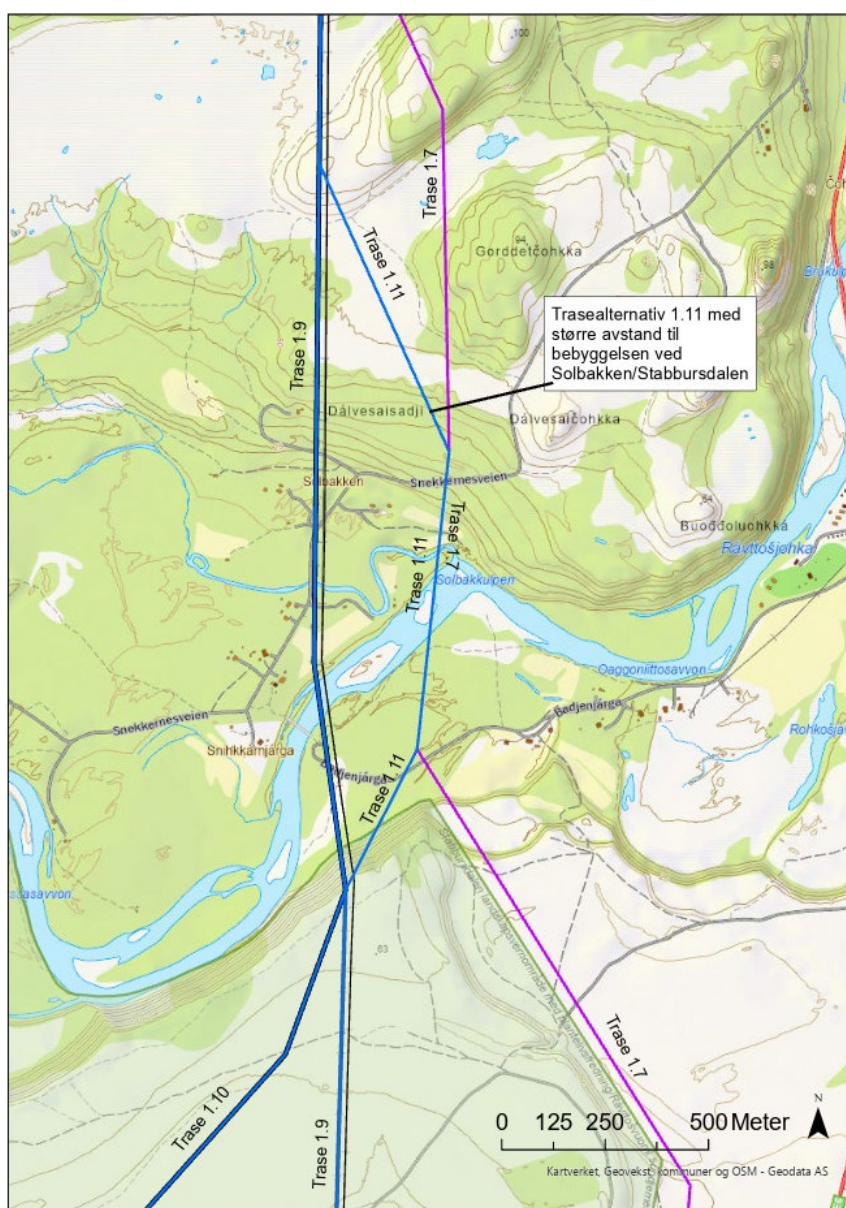
De tilleggsøkte luftledningstraseene for 420 kV ledningen i Stabbursdalen er nå planlagt lenger vest og i større avstand til Valdakmyra sammenlignet med traséalternativ 1.7. Ved at gjessene følger terrenget og vinner høyde naturlig vurderes det som gunstig med plassering av ledning lenger inn i dalen. Statnett opprettholder traséalternativ 1.7 som et alternativ som ikke berører landskapsvernområdet i Stabbursdalen.

Ytterligere avbøtende tiltak i tillegg til nedgravde toppliner og at 132 kV ledningen bygges som jordkabel er bruk av fugleavvisere, er å bygge lavere master ved kryssingen av bekkedalen sør for Njallavárri. Statnett anbefaler at dette blir avklart som en del av en eventuell detaljplan for byggingen.

Multiconsult har laget en rapport om avbøtende tiltak og særlig med fokus på kunnskapsgrunnlag knyttet til bruk og effekt av fugleavvisere. I tillegg har Multiconsult gjort vurderinger knyttet til nye omsøkte traséalternativer. Denne rapporten ligger som vedlegg 5.

Andre virkninger av omsøkte 420 kV luftledningstraseer

Ved at eksisterende 132 kV trasé for Skaidi-Lakselv gjenbrukes på strekningen Igeldas-Kunsajávri vurderer Statnett at det er få nye virkninger av ledningstraseen. Ved kryssingen av Stabburselva vil det være noen visuelle ulemper knyttet til ny 420 kV luftledning i den nye traseen. Det er bebyggelse på begge sider av elva, men ingen bygninger kommer innenfor byggeforbudsbeltet (40 metersbeltet). Ved gjenbruk av dagens trasé kan man justere ledningen til omsøkte traséalternativ 1.7, som krysser elva noe lenger mot øst og dermed oppnå større avstand til bebyggelse som et avbøtende tiltak. Etter kryssingen av Stabburselva føres ledningen tilbake til traséalternativ 1.9. Statnett vurderer dette som en gjennomførbar løsning. Se kartet (figur 6) under som viser dette trasealternativet, 1.11



Figur 6: Detaljkart som viser aktuelt traséalternativ 1.11 ved kryssingen av Stabburselva

Både traséalternativ 1.9 og kombinasjonen 1.9/1.10 går begge gjennom Stabbursdalen landskapsvernområde. I området langs Njallavárri følger traséalternativ 1.10 langs kanten av furuskogen.

Distrikt 16 v/Njeiddan siida har en beitehage i området der trasé 1.10 krysser forbi Njallavárri. Ledningen krysser her gjennom et større område av beitehagen og gjerdeanlegget enn dagens 132 kV trasé og alternativ 1.9. Statnett har vært i kontakt med siidaen om saken, og konsekvensene for siidaen blir mer negative med traséalternativ 1.10 enn for 1.7 og 1.9. Statnett og siidaen er enige om å se på mulige løsninger for gjerdeanlegget og om det kan finnes avbøtende tiltak for de ekstra ulempene som tiltaket vil medføre.

### 132 kV jordkabel og nedgraving av toppline til 420 kV

Traséalternativ 1.9 er tidligere beskrevet som en løsning hvor vi gjenbruker dagens 132 kV trasé på strekningen Igeldas – Kunsajávri. Dette gjelder da ledningen 132 kV Skaidi-Lakselv. Statnett forutsetter da at 132 kV ledningen bygges som jordkabel over en strekning på ca. 10 km.

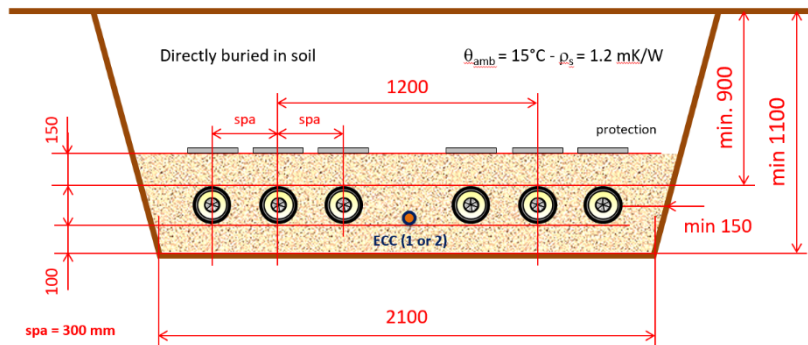
#### **Statnett søker om to ulike traseer for 132 kV kabelanlegget.**

Statnett vurderer begge alternativene som gjennomførbare, og begge vil innebære kryssing av Stabburselva. Alternativet langs E6 (se vedlegg 4) vil være enklere å bygge med sin nærhet til E6 i forhold til tilkomst. Langs E6 kan det også være en mulighet å henge kabel i bru over E6 i stedet for å bore mikrotunneler eller grave ned kabelen i elva. Statnett har allikevel søkt om en trasé som krysser Stabburselva nedstrøms brua over Stabburselva.

Statnett vurderer konsekvensene av en eventuell kryssing av Stabburselva med nedgravde kabler som mindre for det østligste alternativet enn for alternativet som følger dagens 132 kV luftledning. Dette begrunnes i at det er en langt kortere elvestrekning som utsettes for risiko knyttet til nedslamming og andre konsekvenser av graving i vassdraget.

Det vil være behov for mulighet for tilkomst langs kabeltraseen både i anleggsperioden og i driftsfasen av kabelanlegget. I en anleggsperiode vil det derfor bli etablert en veg langs kabeltraseen der denne går i utmark. Vegen vil imidlertid kunne tildekkes etter anleggsperioden, på en slik måte at den vil kunne være farbar for 4x4 kjøretøy. Behovet for driftsfasen er kjøresterkt terreng.

Statnett søker om to kabelsett for å få tilsvarende ledningskapasitet på 132 kV Skaidi-Lakselv. I figuren under er tverrsnitt av kabelgrøften vist med flat forlegning. Statnett vil i tillegg legge toppliner tilhørende 420 kV ledningen i samme kabelgrøft som 132 kV anlegget. Bredden på kabelgrøften vil derfor kunne bli ca. 5 meter.



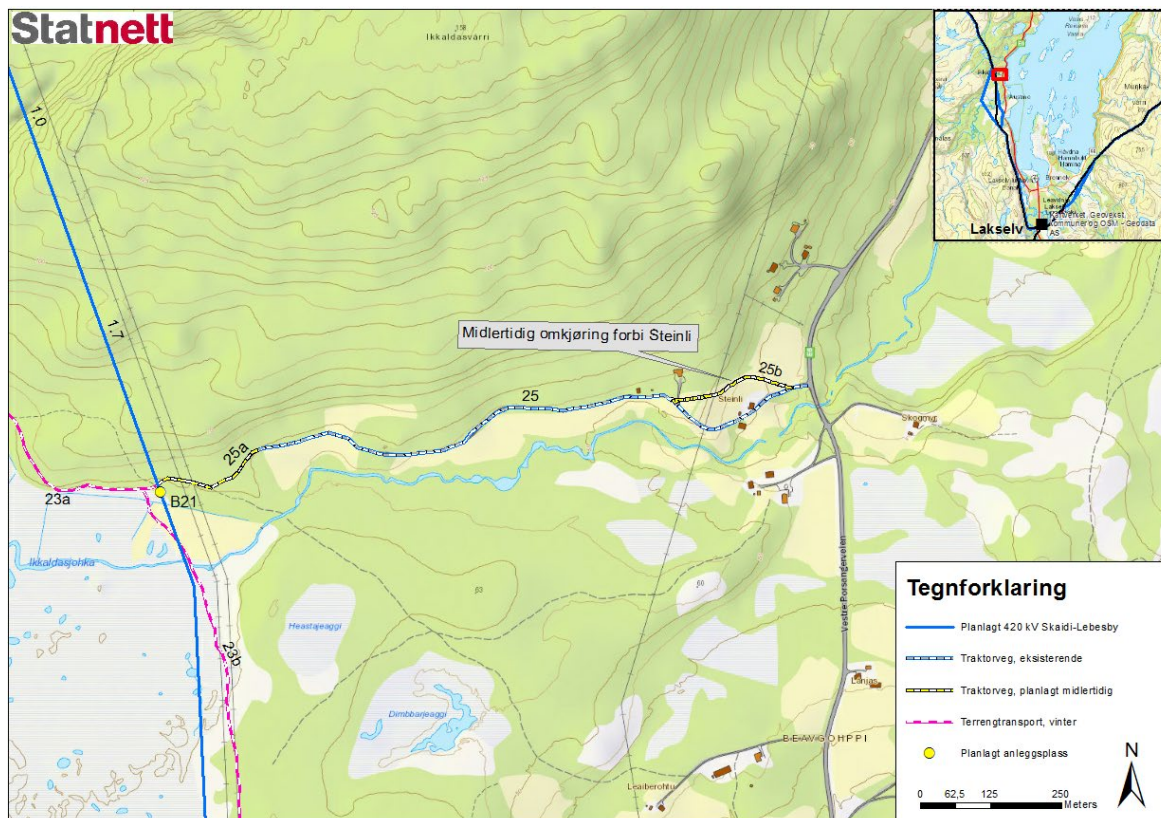
Figur 7: Figur som viser tverrsnitt av grøft for 132 kV kabelanlegg med to kabelsett.

Statnett har estimert at et kabelanlegg på ca. 10 km vil innebære en kostnad på ca. 200 MNOK. Det er da ikke tatt med eventuelle ekstrakostnader for kryssing av Stabburselva.

Ved at 132 kV ledningen legges som jordkabel på strekningen vil det da kun være en 420 kV kraftledning som krysser Stabbursdalen, da 66 kV ledningen til NettiNord er forutsatt revet. I tillegg er topplinene til 420 kV ledningen gravd ned i samme grøft som 132 kV kabelanlegget.

### Søknad om midlertidig vei ved Steinli

I samarbeid med grunneier på Steinli er det sett på en mulig tilkomst som går nord for husene slik at man unngår tungtransport gjennom gårdstunet. Det er per i dag vurdert at det er et behov for å få fraktet inn tromler i forbindelse med strekking av ledning i dette området, og tilkomsten her vil være viktig for fundamentarbeid og persontransport. Statnett ønsker derfor å søke om å bygge en midlertidig vei som omkjøring forbi Steinli ved behov for tungtransport/hyppig transport til ledningstraseen. Vegen bygges som en midlertidig traktorvei, og plasseringen er vist i kartet under (figur 8). Statnett trekker med dette søknad om å benytte vegen forbi gårdstunet.



Figur 8: Kart som viser området ved Steinli, nord for Stabbursneset, med planlagt midlertidig vegtrasé som tilkomst til 420 kV ledningen i anleggsperioden.

## Tidligere vurderte tekniske løsninger

NVE har i brev av 6.7.2021 bedt Statnett om tilleggsutredning om 420 kV sjøkabel i Porsangerfjorden. De ba videre i brev av 14.9.2021 om en vurdering av 420 kV sjøkabel forbi Stabbursneset.

I brev av 28.6.2022 ba NVE om utredning av nettløsning som ikke innebærer luftledning forbi dverggåslokaliteten ved Stabbursneset. Statnett har her sett på en ny løsning for 420 kV jordkabel. Statnett har i tillegg beskrevet en mulig løsning med bruk av lave 420 kV master som et alternativ for kryssing av Stabbursdalen

I det følgende er utredninger, vurderinger og beskrivelser av tiltak sammenstilt, basert på det som Statnett tidligere har sendt til NVE i desember 2021 og oktober 2022.

## Utredning av 420 kV sjøkabel i Porsangerfjorden

### Sjøkabelalternativene K2 og K4

Statnett har i konsesjonssøknaden av desember 2020 tatt med traséalternativene K2 og K4 som en del av konsekvensutredningen, men det ble ikke gjennomført feltundersøkelser for flora og fauna da alternativene ble lagt bort før søknad. Disse undersøkelsene ble derfor gjennomført av Multiconsult sommeren 2021, og resultatet er i egen vedlagt rapport (vedlegg 5).

Statnett har sett nærmere på alternative sjøkabel og luftledningstraseer på øst- og vestsiden av Porsangerfjorden, og i den sammenheng gjort noen justeringer av de løsningene som ble presentert i konsesjonssøknaden. I vedlagte utredning fra Multiconsult (vedlegg 5) er det gjennomført nye vurderinger som følge av disse justeringene.

### Behovet for reaktiv kompensering

I konsesjonssøknadens kap. 6.2 skriver vi følgende vedr. sjøkabelløsning i Porsangerfjorden:

#### Systemteknisk løsning

*Systemteknisk er det lite ønskelig med innskutt kabel i dette tilfellet, fordi det påvirker driftskapasitansen og den reaktive kompenseringsløsningen. En svakhet med sjøkabel vil være svært lange utetider for å reparere kablet ved kabelbrudd eller annen form for havari. Lange utetider vil medføre begrensinger i produksjon og eventuelt forbruk.*

*Lakselv stasjon bør kunne tilknyttes 420kV-nettet i fremtiden, og det kan man ikke med kabel over Porsangerfjorden uten større tiltak.*

#### Kostnader

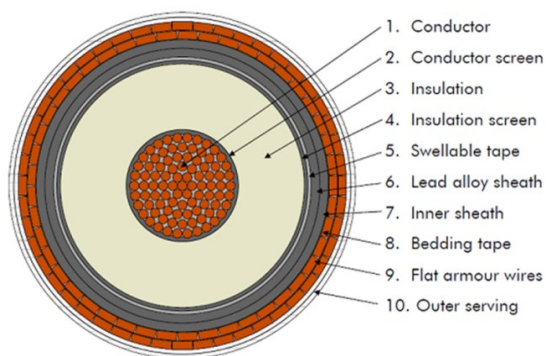
*En løsning med kabel i Porsangerfjorden vil gi en kortere luftledning, og kortere trasé i sin helhet. Som nevnt over er korteste alternativ ved K2 ca. 40 km kortere enn en luftledning via Lakselv. Statnett har estimert at merkostnaden for et 420 kV kablet med tilhørende muffeanlegg og luftledninger på øst- og vestsiden av Porsangerfjorden vil være omtrent 300 MNOK.*

I meldingen og i konsesjonssøknaden har Statnett forutsatt at det må installeres reaktorer i/ved landtakene (i muffeanleggene der sjøkabel går over til luftledning). Det vil si på begge sider av Porsangerfjorden. Reaktorene muliggjør innskutt sjøkabel, men utgjør en merkostnad sammen med selve sjøkablet og gir en mer kompleks drift. I vår vurdering av sjøkabel i konsesjonssøknaden har vi tatt med plass til reaktorer i muffeanleggene. Reaktorene krever, avhengig av stedlige forhold, sammen med muffeanlegget rundt 5 dekar opparbeidet areal. Statnett forutsatte totalt areal for muffeanlegg med tilhørende gjerde på ca. 10 dekar inklusive adkomstveg i konsesjonssøknaden.

I denne tilleggsutredningen har vi sett nærmere på kompenseringens behov, og kommet til at reaktorer ikke installeres i tilknytning til selve muffeanleggene, men i hhv. Skaidi og Lebesby transformatorstasjoner. Uten reaktor vil et muffeanlegg kreve et opparbeidet areal på ca. 2 dekar (inklusive adkomstvei). Dette gir en endring i konsekvensene selve muffeanlegget har for naturmangfold og i landskap.

### Kabeltype og overføringskapasitet

Som underlag til beskrivelsene av sjøkabel i konsesjonssøknaden har vi vurdert å bygge to kabelsett med 6 stk. plastisolerte (PEX) enleder kabler. Det vil si at det legges 6 separate kabler med ca. 10-20 meters mellomrom langs sjøbunnen. Kablene er ca. 15 cm i diameter og har ledere/tråder av kobber (1200 mm<sup>2</sup> Cu). Figur 9 viser et tverrsnitt av PEX isolert sjøkabel.



Figur 9: Plastisolert (PEX) sjøkabel med diameter på ca. 15 cm.

For å kunne utnytte den maksimale kapasiteten i luftledningen (duplex gracle) må det etableres to kabelsett. Med et stort uttak i Vest-Finnmark vil det være begrensninger sørover i nettet som gjør at det ikke er mulig å oppnå full kapasitet på luftledningen. Statnett har i nettutviklingsplanen ([link](#)) skissert et langsiktig behov for ytterligere en 420 kV ledning på strekningen mellom Balsfjord og Skaidi, og det vil kun være når denne er i drift at det er mulig å utnytte kapasiteten i to kabelsett i Porsangerfjorden.



Figur 10: Figuren er hentet fra Statnetts nettutviklingsplan 2021 og viser eksisterende 420 kV og tiltak under gjennomføring med dus rødfarge og fremtidig 420 kV i rødfarge. Eksisterende 132 kV nett i grått.

Dersom det skal bygges sjøkabel i Porsangerfjorden vurderer Statnett derfor at det er mulig at dette kan skje trinnvis, slik at det i første omgang bygges med ett kabelsett. Et andre kabelsettet utsettes og sees i sammenheng med den videre nettutviklingen nord for Balsfjord.

## Reservekabel

Ved feil på en sjøkabel vil det ta betydelig lenger tid å reparere denne sammenlignet med en luftledning. Minste reparasjonstid er anslått til rundt 6-7 uker, men det forutsetter da at det finnes tilgjengelig reservekabel og skjøteutstyr tilgjengelig i rimelig nærhet. For å redusere risiko for lang utetid bør kabelanlegget planlegges med en reservekabel, da i form av at det legges en fjerde en-lederkabel. Dette gjør at en raskt kan gjenopprette kraftforsyning dersom det blir feil på en av de tre kablene som er i drift.

## Kostnader

Det er laget oppdaterte kostnadsestimater, hvor også kompenseringsløsning med reaktorer er tatt med. Kostnaden avhenger av hvilket kabelalternativ som benyttes og våre estimater for en løsning med sjøkabel gir betydelig økte merkostnader sammenlignet med de som ble oppgitt i konsesjonssøknaden. Hovedårsaken til at kostnaden har økt betydelig er blant annet at prisene på kobber har økt med 55 % siden 2019. Videre er det nå gjennomført kostnadsestimering med større detaljeringsgrad enn det som ble gjort til konsesjonssøknaden. Med 6 en-lederkabler ble det estimert en merkostnad på ca. 300 MNOK i konsesjonssøknaden, mens merkostnadene for kabelanlegg nå, sammenlignet med luftledning via Lakselv, spenner seg fra 650-850 MNOK.

Det er ikke gjort en samfunnsøkonomisk analyse på dette alternativet, men med de estimerte merkostnadene for kabel, samt summen av ikke prissatte virkninger (i vedlagte KU-rapport), vil en sjøkabel medføre dårligere samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn en luftledning.

Kostnadstallene under, er beregnet som basisestimat med +/- 40% usikkerhet

Alternativ	Kostnad (MNOK)
Sjøkabel K2-1	2400
Sjøkabel K3-1	2200
Sjøkabel K3-2	2400
Luftledning rundt fjorden	1550-1740 (ref. søknad)

Tab. 1 Alt bygges på en gang (6 enlederkabler) to sett

Alternativ	Kostnad trinn 1 (MNOK)	Kostnad trinn 2 (MNOK)	Totalkostnad (MNOK)
Sjøkabel K2-1	2000	550	2550
Sjøkabel K3-1	1900	500	2350
Sjøkabel K3-2	2000	550	2550
Luftledning rundt fjorden	1550-1740 (ref. søknad)	0	1550-1740 (ref. søknad)

Tab. 2. En trinnvis utbygging, Trinn 1 + Trinn 2

## Justeringer av kabeltraséer

Den største endringen fra vår søknad om konsesjon er at reaktorer kan stå i stasjonene Skaidi og Lebesby, i stedet for i muffeanleggene. Dette innebærer at landtakene (muffeanleggene) ikke krever

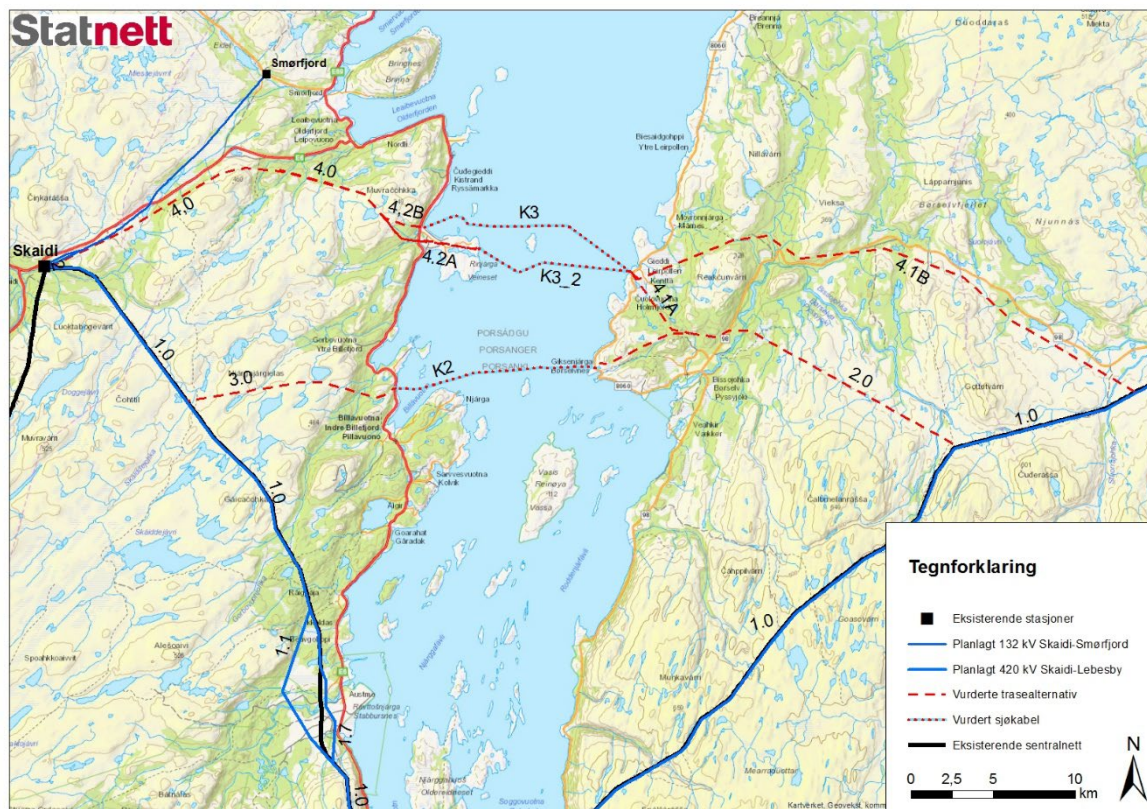


like stort areal. Videre har vi justert plassering av landtak for både K2 og K4, og da særlig K4 på grunn av utfordrende bunnforhold nært land.



Figur 11: Utklipp fra kartet som ble presentert i meldingen av 2010 som viser de 4(5) aktuelle kabelalternativene i Porsangerfjorden. Statnett har i konsesjonssøknaden av desember 2020 vurdert K2 og K4.

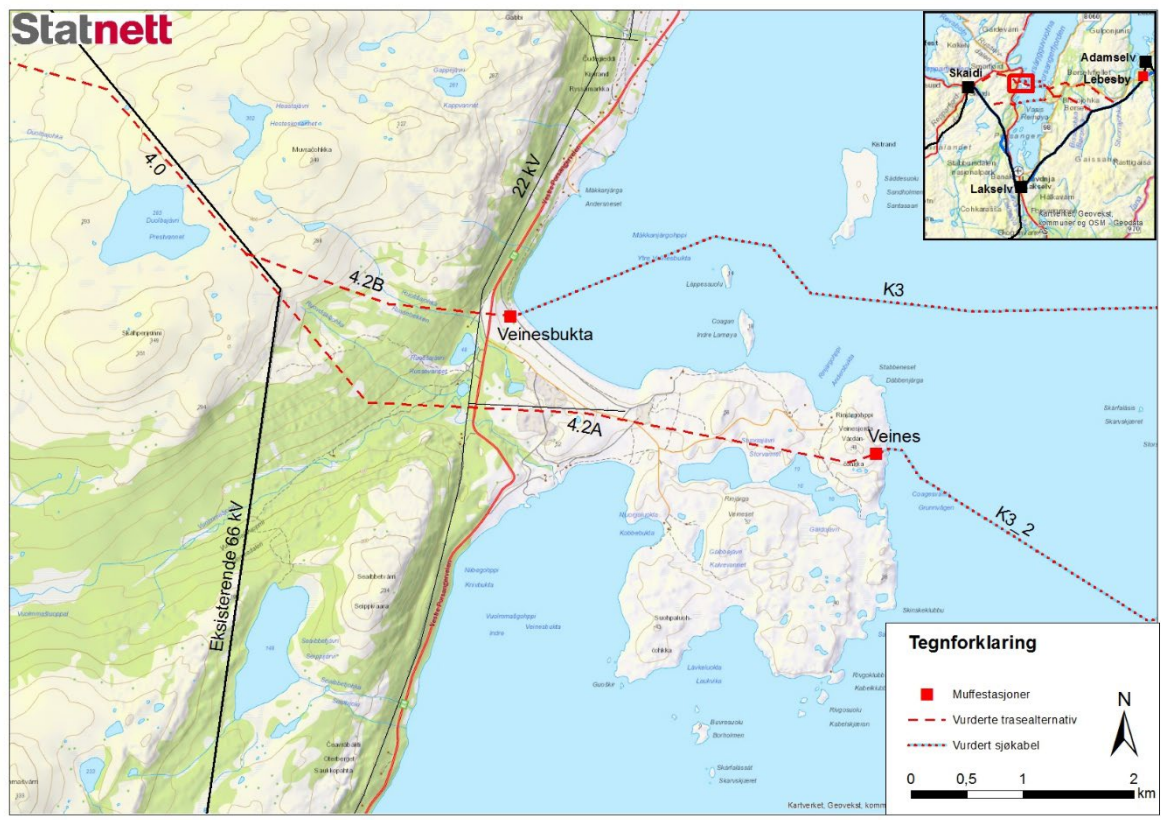
Kartet over viser sjøkabelalternativene som ble presentert i meldingen av 2010. Statnett gjorde vurderinger av og inkluderte traséalternativene K2 og K4 i konsesjonssøknaden av desember 2020. I konsesjonssøknaden beskrev vi utfordringer med bunnforhold ved landtak på vestsiden av Porsangerfjorden ved K4 (Trevikneset/Kistrand), og Statnett har derfor sett nærmere på muligheten for å legge en sjøkabel som i større grad tilsvare K3 fra meldingen. Se kart i figur 12. Kartet i figur 12 er også vist i større utstrekning og format (A3) i vedlegg 6.



Figur 12: Kartet viser utredete sjøkabelalternativer K2 og K3/K3-2 samt luftledningstraséer på øst- og vestsiden av Porsangerfjorden.

### Traséalternativ K3/K3-2

Fra Skaidi i vest går 420 kV ledningen parallelt med den eksisterende 66 kV ledningen mellom Skaidi og Smørfjord fram til Hatter (ca. 5 km) før den fortsetter østover på sørsiden av E6. I øvre del av Olderdalen vinkler ledningen noe mot sør hvor den møter NettiNord sin eksisterende kraftledning mellom Smørfjord og Lakselv. Traséen går parallelt med denne over drøyt 2 km før den krysser rett østover og kommer ut nederst i Veinesdalen. Her er det to alternativer for landtak for sjøkabel, enten i Ytre Veinesbukta (heretter Veinesbukta) eller med ledningsføring ut på Veineset med landtak ytterst ut på Veineset. Se de to aktuelle landtakene på kartet i figur 13.



Figur 13: Kart som viser to alternative plasseringer for muffeanlegg ved Veineset, sjøkabelalternativ K3 og K3\_2.



Figur 14: Foto som viser Veinesbukta og Porsangerfjorden.

Kabeltraséen K3 mellom Veinesbukta og Indre Leirpollen er ca. 13,9 km lang og dermed den lengste traséen av de utreda alternativene. Det er ikke avdekket noen spesielle utfordringer knyttet til sjøbunn/dybder.

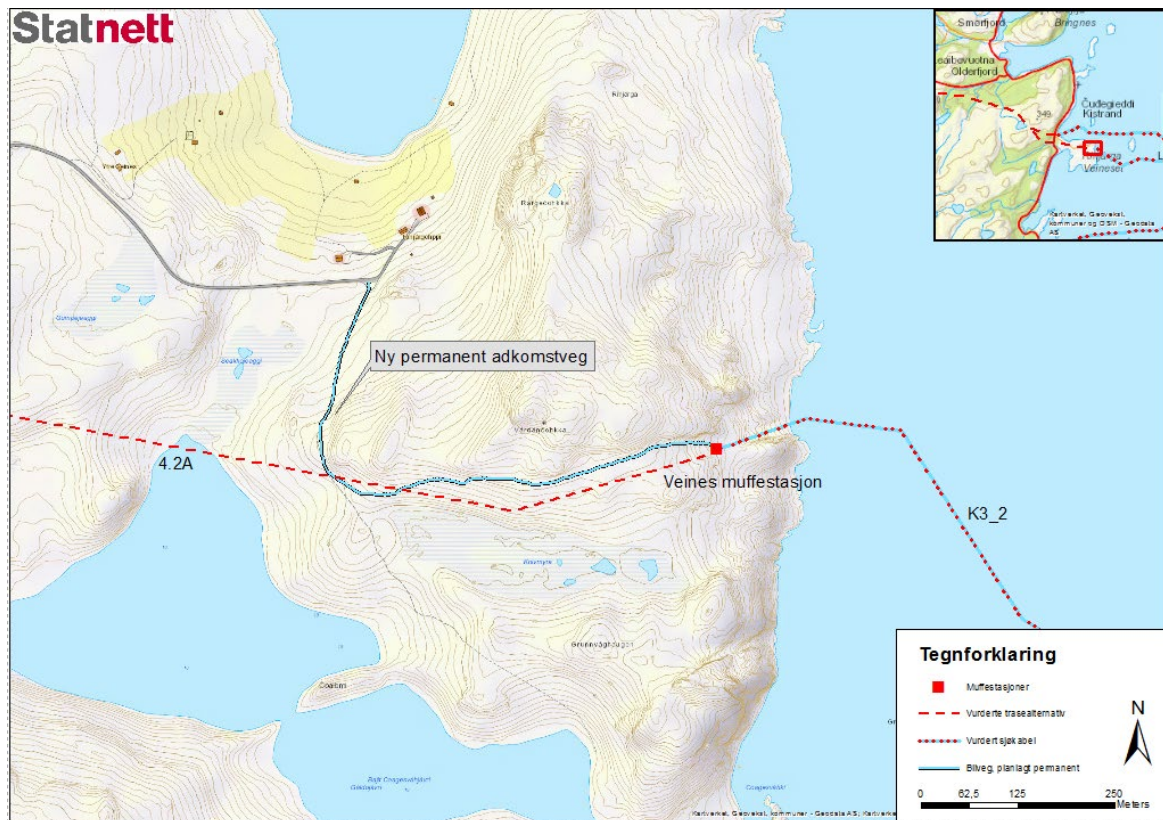
Til aktuelt sted for landtak i Veinesbukta er det en eksisterende adkomstveg. Denne vil måtte utbedres noe for å tåle transport med utstyr som vinsj/tromler knyttet til både sjøkabel og luftledning.

Landtaket på Veineset (kabelalternativ K3-2) er vist i foto i figur 15. Kabeltraseen mellom Veineset og Indre Leirpollen er 10 km lang og er det korteste alternativet som vi har utredet. Et muffeanlegg her innebærer at det må bygges en adkomstveg som er ca. 800 meter lang. Statnett har sett på en aktuell vegtrasé i forbindelse med feltbefaringer sommeren 2021 som er vist i kartet i figur 16.



Figur 15: Plassering av muffeanlegg ytterst ut på Veineset med Porsangerfjorden i bakgrunnen.

Dersom det kan bygges et muffeanlegg ytterst på Veineset vil dette redusere kabellengden over fjorden med nær 4 km sammenlignet med Veinesbukta. Merkostnaden for 4 km sjøkabel (ett kabelsett + reservekabel) er estimert til ca. 110 MNOK når også redusert lengde på luftledning er tatt med.



Figur 16: Detaljert kart som viser adkomstveg, ledningstrasé, muffeanlegg og kabeltrasé på Veineset.

På motsatt side av fjorden er det sett på et nytt landtak like sør for Leirpollen (Indre Leirpollen). Sammenlignet med kabelalternativet K3 som ble presentert i meldingen av 2010, er dette landtaket noe lenger mot nord. Justeringen her skyldes i hovedsak at denne plasseringen blir mindre synlig i landskapet og for bebyggelse og at luftledningsalternativ 4.1B ikke krysser forbi Holmfjord/Cuolovuotna.

Til landtaket må det etableres en forholdsvis kort adkomstveg på om lag 150 meter. Etter vår vurdering vil ikke muffeanlegget bli synlig fra bebyggelsen mot nord, men luftledningen østover vil kunne bli noe synlig.

Fra landtaket i Indre Leirpollen er det to alternativer for luftledning videre østover. Alternativ 4.1A går sørøstover, øst for Slávannet og mot toppen Jámešvárri. Deretter vinkler ledningen rett østover og møter traséalternativ 2.0. Alternativ 2.0 er tidligere omtalt i konsekvensutredningen for 420 kV Skaidi-Lebesby. Denne går nord for bebyggelsen nordøst for Børselv, og krysser Børselva rett nord for toppen Beahcevárri. Det innebærer at traséen krysser Børselvdalen naturreservat. Det er vurdert at det ikke vil komme noen mastepunkter innenfor naturreservatet, men det kan være behov for noe skogrydding. Fra kryssingen av Børselva går ledningstraseen 2.0 i rett linje sørøstover mot eksisterende ledningstrasé for 132 kV Adamselv-Lakselv, i Børselvdalen rett nord for toppen Bátnesatvárri.

Alternativ 4.1B går først noe sørover, men før Slåvannet vinkler ledningstraséen nordøstover med føring sør for de store myrene Stormyra/Stuorrajeaggi og Hånddu. Følger høydedraget Ápmir mot Vårrebohki, hvor ledningen vinkler mer østover og videre sørover mot fylkesveien (fv 98). Ledningen går nord for Kariojasvingen og midt mellom fylkesveien og toppen Vieksanjunni før den krysser fylkesveien og Vieksaelva ca. 1 km vest for broen over Vieksaelva. Ledningstraseen videre mer eller mindre den samme traséen som tidligere er vurdert (2.3/1.06) langs fylkesvei 98. Traséen blir i avstand mellom rundt 500 m og 1 km fra fylkesveien fram mot kryssingen av Stourrajohka hvor ledningen kommer inn på eksisterende trasé for 132 kV Adamselv-Lakselv.

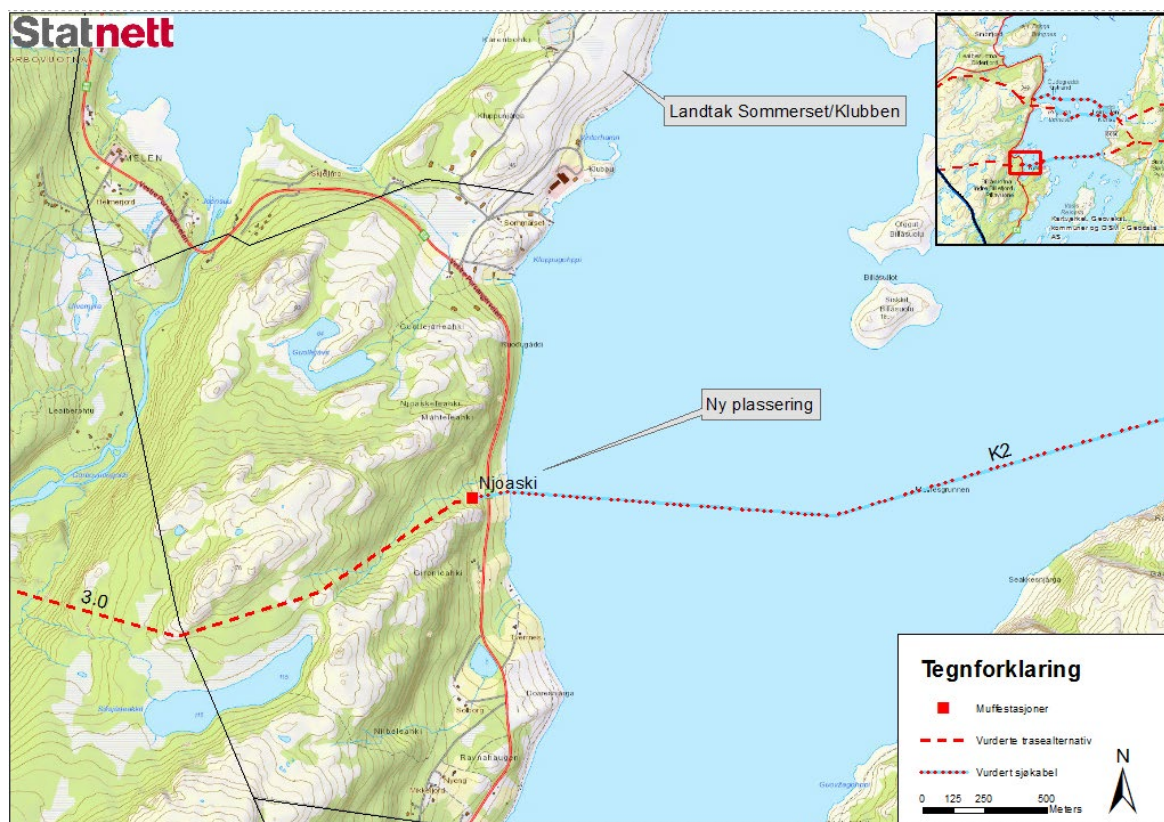
Ledningstraséene er vist i kart i figur 12 og vedlegg 6. I vedlagte KU-rapport er det også vist til gjennomført kartlegging langs tidligere vurderte traséalternativ 4.1 (se kart i figur 11). Dette luftledningsalternativet er knyttet til sjøkabelalternativ K4, som Statnett har erstattet med K3 i utredningene.



Figur 17: Landtak K3 Indre Leirpollen på østsiden av Porsangerfjorden

### Traséalternativ K2

420 kV luftledningen fra Skaidi går sørøstover langs eksisterende 132 kV Skaidi-Lakselv over ca. 12 km fram til kryssingen av Skaidielva inne på vidda. Traseen vinkler rett østover langs vannet Sälletjávri og krysser like sør for vannet Stourrajávri før traséen går ned mot Billefjordalen. Etter kryssingen av Billefjordalen går traséen mot fjorden, sør for Silisjárcohkka og fram til landtaket på Njoaski, sør for Klubben og Sommerset som var det tidligere vurderte alternativet i området. Trasejusteringen medfører at det blir god avstand til Klubben og kulturlandskapet der.



Figur 18: Plassering av muffeanlegg ved Njoaski, ca. 2 km sør for tidligere vurderte plassering på Klubben.



Figur 19: Illustrasjon av plassering av muffeanlegg på Njoaski, sør for Klubben/Sommerset.

Sjøkabeltraséen K2 går over til Børselvneset og er ca. 12,5 km lang. Det er ikke registrert noen utfordringer knyttet til bunnforhold og dybder i sjøen for kabellegging. På Børselvneset planlegges muffeanlegget ved foten av Juovvavárri, der det er et gammelt massetak. Dette er en justering sammenlignet med det som ble presentert i konsesjonssøknaden, hvor det i tillegg var planlagt med reaktoranlegg. Plasseringen er illustrert i figur 20. Her vises muffeanlegget med betongvegger som sikring. Basert på stedlige forhold kan det etter ROS-analyse vurderes annen form for sikring, som eksempelvis åpent anlegg med sikring i form av gjerde.



Figur 20: Fotomontasje som viser muffeanlegg på Børselvneset med betongvegger.



Traséen videre følger traséalternativ 2.0 i retning mot toppen Vilgesvárrí, hvor den går langs nordsiden av dette høydedraget. Deretter vinkler traséen østover hvor tidligere omtalte traséalternativ 4.1A møter 2.0 før kryssingen av Børselva.

### Vurdering sjøkabel rundt Stabburnseset

NVE har i tillegg til utredningene for kryssing av Porsangerfjorden bedt om vurdering av sjøkabel i Porsangerfjorden rundt Stabburnseset, som alternativ til kryssing av Stabburnsdalen med luftledning/jordkabel. Statnett har ikke gjennomført dette som en del av konsekvensutredningen, men gjort en overordnet vurdering av muligheten. Kartet under viser en mulig trasé for luftledning (6.1) til muffeanlegg ved Stornes i nord og videre sjøkabel (K6) til landtak sør for Valdakmyra med luftledning (6.2) som møter eksisterende 132 og 66 kV som går til Lakselv sør for Kunsajávri.

Det er en svært utfordrende trasé for sjøkabel, siden sjøområdene utenfor Stabburnseset er såpass grunne. Store deler av området er tørrfallsområde, som altså ved fjære sjø blir tørrlagt. Det er allikevel fullt mulig å gjennomføre byggingen av en sjøkabel i dette området, men det må da tas hensyn til at det er grunne områder og flo/fjære problematisk. Tilsvarende installasjon på grunt vann har blitt utført i NordLink prosjektet i Tyskland, hvor det ble benyttet en lekter som kunne settes på grunn ved lavvann.

Det kan bli krevende å beskytte kablet, men det er trolig teknisk løsbart. Det må gjennomføres detaljerte sjøbunnsundersøkelser og prosjektering for å kunne fastslå en endelig trasé og installasjonsmetode.

Vi har i denne vurderingen valgt å legge sjøkabelen innenfor naturreservatet på Stabburnseset. Dette er primært for å redusere kabellengden, og

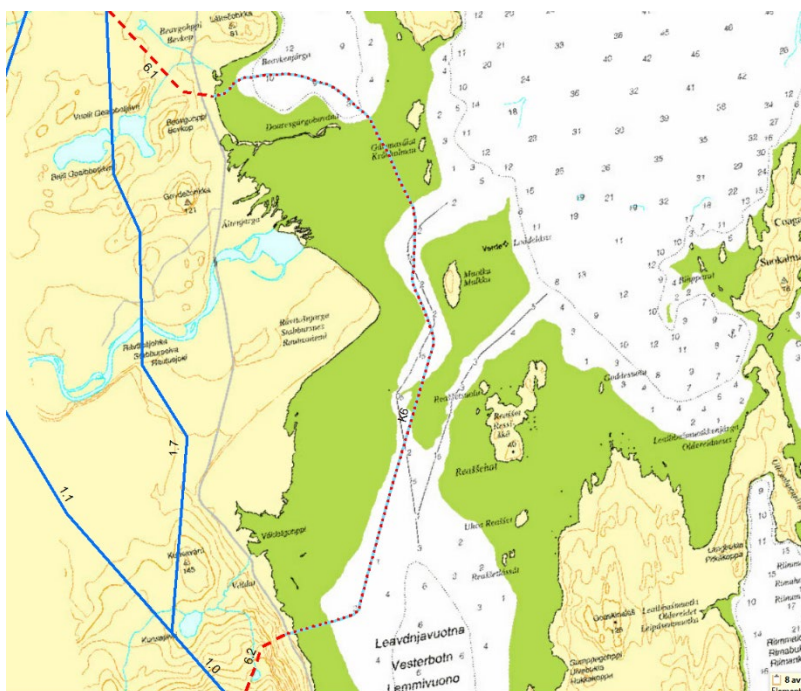


Figur 21: Kart som viser en mulig sjøkabeltrasé forbi Stabburnseset

dermed også kostnader, men også av hensyn til det vi har sett så langt med sjøbunnstopografi (sjøkart). Se kartutklippet under, hvor kabelen først krysser over et tørrfallsområde i nord, men videre sørover følger den en renne fram mot landtaket i sør. Kabeltraséen krysser i hovedsak i ytre del av naturreservatet. Alternativet med å gå utenfor ville medført en kabeltrasé på minst 13 km.

Formålet med fredningen av våtmarksområdet ved Stabbursnes er at det er svært viktig for en rekke arter av ender, gjess og vadefugl. I tillegg er formålet å bevare et område med velutviklet havstrandvegetasjon med variert flora og flere sjeldne plantearter og plantesamfunn. Etter vår vurdering vil ikke installasjon av kabel være i strid med verneformålet.

Dersom det bygges en sjøkabel rundt Stabbursneset vil dette medføre behov for reaktiv kompensering. På samme måte som for sjøkabel som krysser Porsangerfjorden, er det vurdert som mulig å ha reaktiv kompensering i stasjonene i stedet for ved landtakene. En sjøkabel forbi Stabbursneset medfører at det må installeres reaktiv kompensering i Lakselv i tillegg til Skaidi og Lebesby. Dette innebærer at utvidelsen og tilknytningen av 420 kV i Lakselv må skje tidligere enn planlagt. Den reaktive kompenseringen blir en reaktor som vil kreve tilsvarende plass som en transformator.



Figur 22: Kartutsnitt som viser sjødybder utenfor Stabbursneset. Grønt område er tørrfallsområde

For reaktorene må det bygges ett reaktorfelt, to linjefelt på 420 kV, i tillegg til nytt kontrollanlegg. Illustrasjonen under viser en tidligere beskrevet utvidelse av Lakselv transformatorstasjon med eksempelvis 2 stk 420 kV transformatorer og 1 stk. reaktor. Dagens stasjon ses i bakgrunnen med delvis hvit fasade.



*Figur 23: Illustrasjon/3D modell av mulig utvidelse i Lakselv med 420 kV. Her er det tre stk. betongsjakter til 1 stk. reaktor og to stk. transformatorer. Til denne vurderinger er det ikke tatt med transformering i Lakselv.*

Den vurderte sjøkabeltraseen forbi Stabbursneset er ca. 9,8 km lang og kostnadmessig vil sjøkabelen bli omtrent lik sjøkabelalternativ K3. Det kan allikevel være faktorer som f.eks. grunt farvann og behov for beskyttelse e.l. som gjør at det kan forventes en noe høyere kostnad for denne løsningen. Sammenlignet med vår omsøkte løsning, vil en sjøkabel rundt Stabbursneset redusere lengden med luftledning med ca. 5 km. Samlet sett vil tiltaket, med reaktiv kompensering i Lakselv inkludert, medføre en kostnadsøkning på 800-1400 MNOK i forhold til vår omsøkte løsning for ny 420 kV kraftledning Skaidi-Lebesby. Kostnaden for å gå utenom naturreservatet (ca. 13 km kabel) vil øke med ytterligere 200 MNOK. Det bemerkes at det er store usikkerheter rundt sjøbunnsforhold og derav kostnader knyttet til installasjonsmetode.



*Figur 24: Aktuelt område for landtak ved Stormes. Her ses de grunne områdene som tørregges ved fjære sjø*

## Konsekvenser for underliggende nett ved kabling over Porsangerfjorden

Konsekvenser for NettiNord AS (NiN, tidligere Repvåg Nett AS), dersom Statnett må kable over Porsangerfjorden ligger hovedsakelig i endringen i når ting skal gjøres.

NiN må uansett gå videre med planer om ny 132 kV ledning Skaidi-Smørfjord og utvidelse av Smørfjord trafostasjon som omsøkt. Å bygge ny ledning Skaidi – Smørfjord framfor reinvestering av dagens 66 kV Smørfjord – Lakselv synes uansett fornuftig, men dette vil muligens bli noe utsatt i tid. Reinvestering av 66 kV Skaidi – Smørfjord vil også gjennomføres som planlagt uavhengig av traséløsning på en 420 kV-ledning/kabel.

I den konsesjonsøkte løsningen er det planlagt at nåværende 66 kV Smørfjord-Lakselv driftes som en 22 kV-ledning og da brukes til den nødvendige forsterkningen av nettet og kapasiteten på vestsiden av Porsangerfjorden, og demonteres fra Igeldas. I det tilfelle der en 420 kV-ledning *ikke* skal gå inn Lakselvdalen, vil NiN ha behov for at nåværende 66 kV Smørfjord – Lakselv beholdes inntil videre. Ved en større økning i forbruk blir det nødvendig med ny innmating i Indre Billefjord – området. Dette betyr at det må bygges en ny trafostasjon med 66/22 kV. Begge løsninger gir omtrent samme fordeler mht forsyningsikkerhet.

Reinvestering av 66 kV Skaidi – Smørfjord vil også gjennomføres som planlagt uavhengig av traséløsning på en 420kV-ledning/kabel. Reinvestering/levetidsforlengelse av denne ledningen må skje før 2030 (tråd – og isolatorskift, oppheng, utskifting av enkelte stolper og traverser.) Som en del av levetidsforlengelse må en vurdering av stolpene inngå. Dette er usikkert nå, men en omfattende utskifting kan bli nødvendig.

I Karalaks (Lakselv) stasjon vil Luostejok Kraftlag miste Smørfjordforbindelsen på 66 kV hvis ledningen nedgraderes til 22 kV, men vil fortsatt være tilknyttet Statnetts 132kV-stasjon.

NiN kan ikke dra fordel av samarbeid med Statnett og det er en fare at investeringene vil komme noe senere. En oppgradering av strømforsyninga vest for Porsangerfjorden vil også komme noe senere.

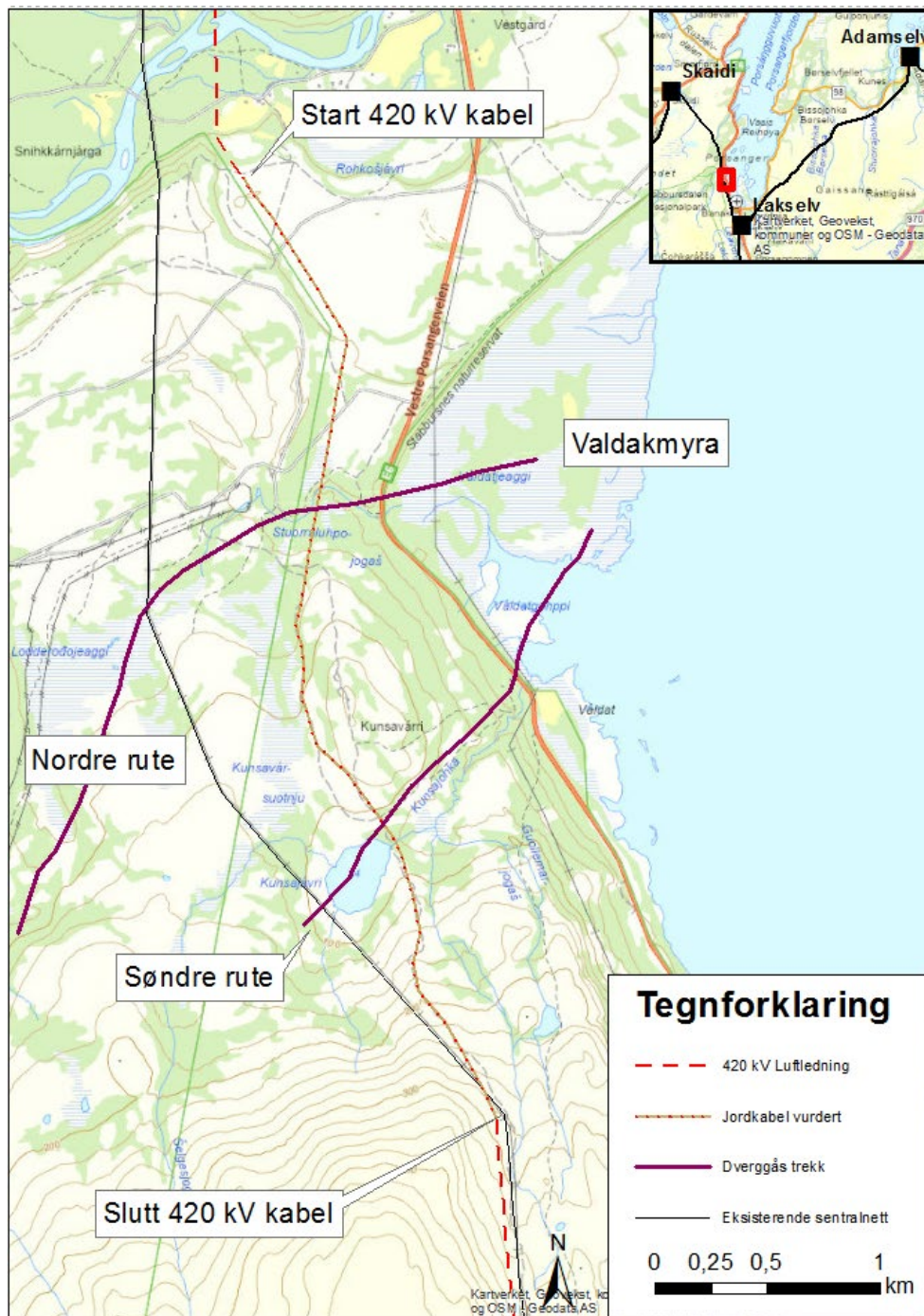
## Ny vurdert løsning for 420 kV jordkabel i Stabbursdalen

Statnett har vurdert et nytt alternativ som går nord-sør retning langs Porsangerfjorden og krysser Stabbursdalen uten luftledning. Her har vi sett nærmere på en jordkabeløsning som er noe kortere enn den løsningen som ble vurdert i konsesjonssøknaden, og det legges kun ett kabelsett. I opprinnelig konsesjonssøknad var det forutsatt at kabeltraseen krysset Stabburselva ved hjelp av boring av mikrotunneler. Kabel gir betydelige merkostnader sammenlignet med luftledning, og løsningen med mikrotunneler som er kompleks og omfattende er også kostnadsdrivende. Dette utgår i det nye alternativet.

Statnett vurderer at ett 420kV kabelsett på Skaidi-Lebesby vil være tilstrekkelig i overskuelig framtid, fordi kapasiteten på luftledningen ikke kan utnyttes fullt ut. Vi vet ikke når det vil være nødvendig å etablere ett sett nr 2. Det må derfor tas med i betraktning et sett nr. 2 og planlegges for det. I tidligere vurderinger har vi forutsatt to kabelsett, foruten i sjøkabeløsningene der det er overordnet belyst virkninger av ett sett. Produksjonskostnader for kabel utgjør en betydelig andel av kostnadene, så merkostnaden vil bli en del lavere ved å forutsette ett kabelsett.

Norsk institutt for naturforskning (NINA) ble våren 2022 engasjert av Statnett for å gjøre undersøkelser med radar for å kartlegge flyvehøyde og retning for fugler, da spesielt dverggåsa, i sommersesongen 2022. Vi har fått noen foreløpige resultater som viser at trekkrutene til og fra Valdakmyra, der hvor dverggåsa i hovedsak holder til, er i øst-vest retning ved Valdakmyra. Etter vår oppfatning kan det å bygge jordkabel på en kortere strekning enn tidligere beskrevet (hvor kabeltraseen startet nord for Stabburselva); fra sørsiden av Stabburselva til kryssingen av Kunsavarri, være en mulighet som reduserer eventuelle virkninger for dverggåsa. I det vurderte alternativet unngås en komplisert og fordyrende kryssing av Stabburselva og de inngrep som dette representerer med store behov for riggplasser. Kartet under er utarbeidet av Statnett og viser en aktuell jordkabeltrasé for 420 kV og viser også de oppgitte/observerte trekkrutene (2022) i øst-vest retning til Valdakmyra.

De registrerte trekkrutene er basert på observasjoner som er gjort i forbindelse med radar-prosjektet i 2022. Observasjonene viser at gjessene følger noen daldrag opp fra Valdamyra, både langs den nordlige ruta og den sørlige. Den sørlige ruta følger bekken som renner fra vannet Kunsajavri. Det er pr i dag ikke gjennomført noen nærmere analyse av dataene fra prosjektet, så dataene må regnes som foreløpige. Statnett avventer en rapport fra NINA senere i høst som i større grad beskriver og viser resultater fra sommerens undersøkelser.



Figur 25: Kart som viser dagens 132 kV ledning og det vurderte alternativet med 420 kV jordkabel

Det er vurdert en jordkabeltrasé som vist i kartet over er ca. 4,5 km lang. Ved at reaktorbyggene som kreves som følge av kabelanlegget legges i stasjonene Skaidi og Lakselv vil muffeanleggene i hver ende av kabelen kreve et areal på rundt 2-2,5 dekar. Det må også etableres adkomstveg til muffeanleggene.

På de mer terrasserte partiene i Stabbursdalen vil det være få utfordringer ved å bygge et kabelanlegg, hvor det i hovedsak er fluviale løsmasser. Derimot kan det bli mer krevende opp mot Kunsavari og videre opp mot fjellet Njeiddan, hvor det er lite løsmasser og trolig stor grad av sprengning. Et kabelanlegg med en-lederkabler krever bred grøft, og en må regne med at bredde på et anleggsområde inklusive anleggsvei og masselagring vil være rundt 30-40 meter.

Når en unngår kryssing av Stabburselva med jordkabel/mikrotunneler reduseres miljøkonsekvensene i stor grad, men de midlertidige (og varige) terrenginngrepene ved jordkabelanlegget vurderes allikevel som betydelige, særlig i søndre del av kabeltraseen.

En innskutt kabel på 420 kV ledningen er lite ønskelig fordi det påvirker driftskapasitansen og innfører behov for ytterligere reaktiv kompensering. I tillegg vil det ved eventuelle feil på et 420 kV kabelanlegg ta lang tid å reparere. Det er muligheter for å legge et dobbelt kabelsett, eller en stk reservekabel (for eksempel 4 enledere) for å redusere konsekvensene ved ev. feil på et slikt anlegg, men det kan tenkes at hele kabelanlegget er utsatt for feil når dette først inntreffer, f.eks. ved ytre påvirkning.

Statnett har estimert at et 420 kV kabelanlegg på 4,5 km i Stabbursdalen (uten kryssing av Stabburselva) vil gi en merkostnad på 4-500 MNOK sammenlignet med luftledning gjennom dalen. I dette estimatet er 420 kV reaktoranlegg i Skaidi og Lakselv tatt med.

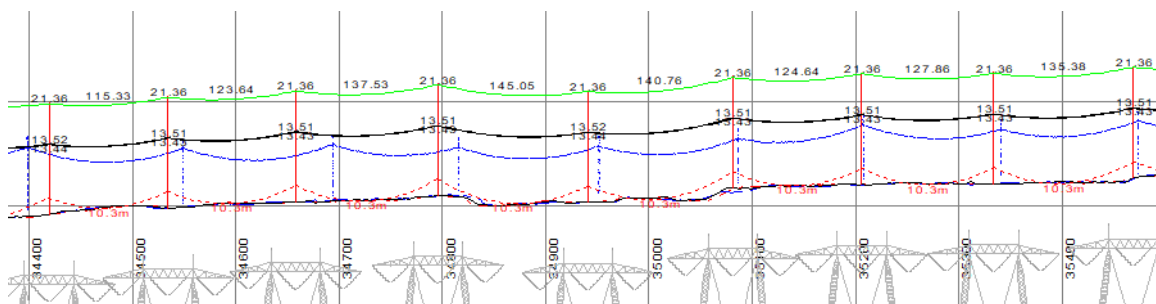
Statnett er innforstått med at kabel på 420 kV kan vurderes som alternativ til luftledning i tilfeller med særdeles sterke miljøhensyn. Med utgangspunkt i at det ikke er noen kjente tilfeller av fuglekollisjoner for noen av de eksisterende kraftledningene i Stabbursdalen samt den betydelige merkostnaden for et 420 kV kabelanlegg, vurderer Statnett at dette ikke er et alternativ som vi ønsker å søke om konsesjon for.

### Alternativ løsning: Lav 420 kV luftledning og 132 kV kabel

Statnett har som nevnt over ingen informasjon om at dverggås eller andre fugler har kollidert med dagens 132 kV ledning som krysser Stabbursdalen. NettiNord som eier dagens 66 kV ledning som krysser Stabbursdalen parallelt med vår 132 kV ledning, har heller ingen observasjoner eller informasjon om at det har vært fuglekollisjoner gjennom driftstiden av ledningen (bygd i 1970). Observasjoner gjort av NINA's personell i forbindelse med radarundersøkelsene har vist at dverggåsa flyr over dagens ledninger.

Statnett introduserer her en mulighet som innebærer at vi kabler 132kV-ledningen og gjenbraker dagens 132 kV ledningstrasé. Det bygges en 420 kV ledning i eksisterende trasé, og 132kV-ledningen legges som jordkabel langs denne. Ved at vi reduserer høyden på 420 kV mastene ved å plassere mastepunktene likt som for dagens 132 kV ledning, kan vi tilnærmet gjenskape en situasjon som vi har i dag.

Ny 420 kV ledning er planlagt med to toppliner, dvs. en for jording og en for fiber som begge kan legges som kabel langs traseen for ytterligere å redusere høyden på anlegget (reduserer høyden med ca. 8 meter).



Figur 26: Snitt som viser fasinjer for dagens 132 kV ledning i blått, fasinjer for ny 420 kV i svart og topliner for 420 kV ledning i grønt.

Skissen i figur 26 viser høydeforskjellen på en 420 kV ledning og dagens 132 kV ledning gitt at man gjenbruker trase og mastepunkter til dagens 132 kV. I skissen er det også vist spennlengder mellom mastene, og på en aktuell strekning i Stabbursdalen er spennlengdene mellom 100 – 150 meter. Som følge av større krav til avstand mellom bakken og strømførende ledninger må mastene for 420 kV bli noe høyere enn dagens master for 132 kV. I gjennomsnitt vil 420 kV mastene og fasinene bli ca. 4 meter høyere enn dagens 132 kV anlegg.



Figur 27: Foto som viser dagens situasjon med 132 kV ledning og 66 kV ledning. Foto er tatt langs vegen inn til nasjonalparken.





*Figur 28: Fotomontasje som viser 420 kV master i samme mastepunkt som dagens 132 kV ledning. I fotomontasjen er ikke 66 kV ledningen med da denne er forutsatt revet.*

I tillegg til at man med denne løsningen til en viss grad gjenskaper dagens situasjon, kan man gjøre ledningen mer synlig ved å montere fugleavvisere. Faselinene for 420 kV ledningen er tykkere enn faselinene for 132 kV og Statnett har omsøkt en 420 kV med duplex, dvs. to strømførende liner per fase – hvilket gjør selve ledningene en del mer synlig for fugler enn dagens 132 kV ledning.

Det vil sannsynligvis være behov for å bygge triplex (3 liner per fase) på en slik "spesialstrekning" med korte avstander mellom mastene, fordi vertikallasten på mastene blir for lav uten. For lav vertikallast kan føre til høy slitasje og øker risikoen for feil. Med triplex øker vi vertikallasten og synligheten av selve ledningen øker ytterligere.

Statnett mener dette er en mulig løsning for 420kV-ledningen på strekningen fra like sør for Stabburselva til vinkelpunkt sør for Kunsajavri, en strekning på ca. 4,5 km, se kartet i figur 25. Ved at det blir bygd 3 ganger flere master pr. km enn normalt for 420 kV ledninger blir det en forholdsvis høy merkostnad på 60-80 MNOK.

Jordkabelanlegget på 132 kV ledningen, parallelt med 420 kV ledningen vil innebære en bredde på kabelgrøften på omtrent 2-3 meter. Kablene må graves ned til minimum 70 cm. Estimert kostnad for anlegget er ca. 40-55 MNOK. I hver ende av jordkabelen må det etableres en kabelendemast med kabelmuffer. Se eksempel på en kabelendemast i bildet under.

Løsningen vil videre trolig medføre behov for å installere en jordslutningsspole plassert i eksisterende Lakselv stasjon.



*Figur 29: Eksempel på en kabelendemast. Foto er tatt ved Kvitfossen transformatorstasjon i Vågan kommune.*

Totalt vil en løsning med kabling av 132 kV ledningen og bygging av 420 kV master i dagens trasé for 132 kV ledningen innebære en merkostnad på 100-135 MNOK, sammenlignet med den omsøkte løsningen.

Etter Statnetts vurdering vil konsekvensene for miljø og landskap være akseptable. Begge anleggene vil ligge innenfor Stabbursdalen landskapsvernområde, slik dagens 66 og 132 kV ledninger gjør. Det vil ta flere år før området langs kabelgrøften vil bli fullt ut revegetert, men det kan gjøres spesielle tiltak for å bedre ivareta dette. Det vil videre være behov for tilkomst til kabeltraseen i driftsfasen av beredskapshensyn dersom det oppstår feil på kabelen.

Løsningen med lav 420kV-ledning og kabling av eksisterende 132kV ledning vil etter vårt syn være såpass lik dagens løsning at det ikke gir noen ytterligere risikoer for fuglekollisjoner. At dagens tremaster erstattes av stålmaster som er noe høyere (og kraftigere) vil gi noe mer negative virkninger for landskap.

Statnett ønsker å utarbeide en tilleggssøknad for denne løsningen hvor vi tilnærmet gjenskaper dagens situasjon. Dette vil i så fall bli et alternativ til de omsøkte løsningene beskrevet i konsesjonssøknaden av desember 2020.

### Oppsummering utredning kabel

Meld. St. 14 (2011 – 2012) slår fast at det kun unntaksvis skal benyttes kabel fremfor luftledning på høyere spenningsnivå. Ved vurdering av om kabling er et samfunnsmessig rasjonelt tiltak må den eventuelle gevinsten i reduserte eller endrede miljøvirkninger veies opp mot de økte kostnadene.

Statnett vurderer i dette tilfellet at ekstrakostnaden for kabling ikke kan forsvares med at det gir særlige miljøgevinster sammenliknet med luftledning.

En kabelløsning med kryssing av Porsangerfjorden gir en krevende teknisk løsning fordi nettet i Finnmark er en radial og det blir derfor en mer utfordrende drift enn i et masket nett. I den videre nettutviklingen for 420kV-nettet er det også planlagt å tilknytte Lakselv stasjon, som beskrevet i søknaden, og det blir vanskeligere og kostnadskrevende å få til dersom det bygges sjøkabel over Porsangerfjorden.

Med henvisning til fagrapport for naturmangfold som vedlegg til vår konsesjonssøknad av desember 2020 og de innkomne høringsuttalelsene som omhandler dverggåsa i Stabbursdalen, er det utvilsomt store miljøverdier i Stabbursdalen. I tillegg er store deler av Stabbursdalen/Stabbursnes vernet enten som naturreservat, landskapsvernområde eller nasjonalpark.

For den omsøkte luftledningen er det mulige miljøvirkninger knyttet til fugletrekket gjennom Stabbursdalen, og da særlig dverggåsa sin bruk av området. Ved at traséalternativ 1.7 er lagt ved foten av en terrasse kan risikoen for fuglekollisjoner mulig reduseres. Skråningen kan medføre at fuglene, i den grad de følger terrenget, går høyere på grunn av forandringen. I tillegg mener Statnett at bruk av fugleavvisere som et avbøtende tiltak gir økt synlighet av ledningen. Dette har vist seg som et effektivt tiltak i andre områder.

Ved sjøkabel som krysser Porsangerfjorden vil det også bli nye ledningstraseer på øst- og vestsiden av fjorden. Disse vil da bli lagt gjennom områder uten eksisterende kraftledninger og inngrep for øvrig, og dermed redusere områder med urørt natur.

Statnett ønsker ikke å søke om konsesjon for sjøkabel, da krevende systemtekniske løsninger i tillegg til selve kabelløsningen gir en ekstrakostnad som vi mener ikke kan forsvare de mulige miljøgevinstene.

## **Utdypning av konsekvensutredning**

NVE ba i brev av 6.7.2021 om en utredning på i hvilken grad tiltaket berører myr og hvordan dette eventuelt vil medføre klimagassutslipp. I tillegg ba NVE om en kartlegging av viktige og rødlistede naturtyper på strekningen Skaidi-Stabbursdalen.

### **Utredning berøring av myr**

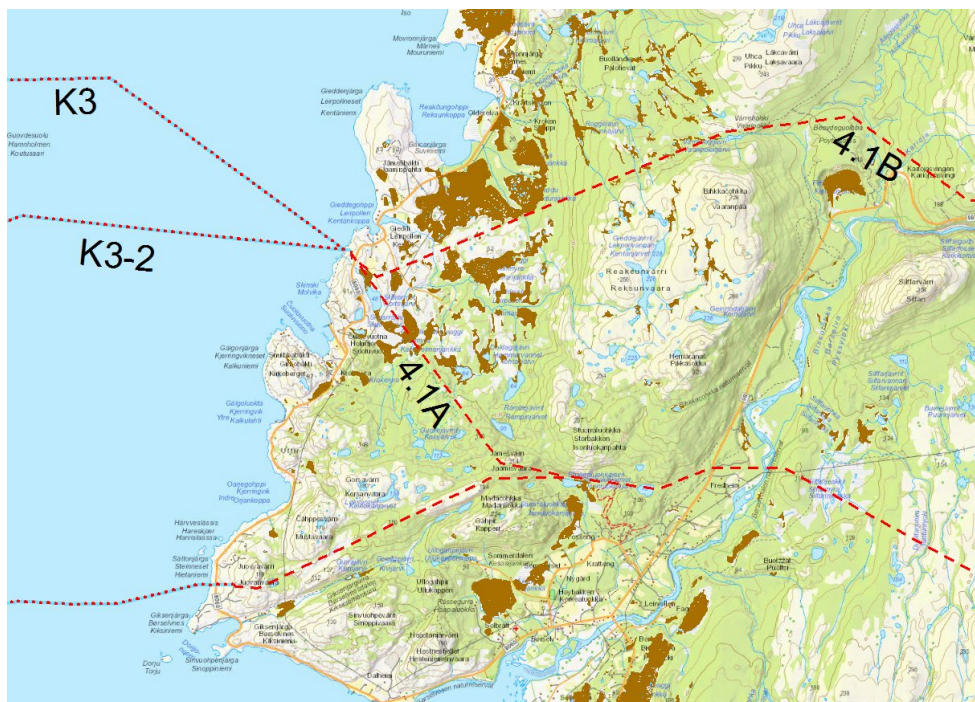
Arealbruk som berører myr

Statnett har brukt FKB-datasett fra Nibio (markslag) for å få oversikt over hvor kraftledningstrasé, baseplasser, transportveier og stasjonsanlegg berører myr. For kraftledningstrasé har Statnett eksempel fra den omsøkte luftledningstraseen, hvor det er tatt utgangspunkt i senterpunkt for hver mast en buffer på 10 meter. For sjøkabelalternativene er det gjort en skjønnsmessig vurdering basert på de aktuelle traséene. Her er det gjennomført innmåling i felt i vinkelpunktene, men ikke for resterende master.

Statnett unngår i praksis å legge mastepunkter i myr, da dette normalt er mer krevende for fundamentering enn andre typer løsmasser/fjell. I den grad et mastepunkt må legges i myr, må det transporteres inn egnede omfyllingsmasser rundt stålfundamentet, så det vil bli et lite masseoverskudd av myrmasser ved mastepunktet. Det er imidlertid mye som skal til for at myrområdet rundt et mastepunkt blir drenert og at myra i så måte blir ødelagt.

Langs de omsøkte ledningstraseene er det kun tre master som berører myr. Totalt areal er beregnet til 470 m<sup>2</sup>. Det er spesielt ett av punktene langs alternativ 1.7 like nord for Stabbursdalen som berører myr. Ingen av de aktuelle mastepunktene langs alternativ 1.1 berører myr, da basert på FKB datasettet.

For sjøkabelalternativene (luftledninger på øst- og vestsiden av Porsangerfjorden) er det noe myr ut fra Skaidi og opp mot Hatter (langs traséalternativ 4.0). Ellers er det i hovedsak på østsiden av Porsangerfjorden, fra landtaket i Indre Leirpollen at det er en del myr. Kartet i figur 30 viser for øvrig at ledningstraseene som er sett på i stor grad går i utkant av/mellom myrområdene.



Figur 30: Kartutsnittet viser området rundt de aktuelle landtakene Børselvnaset og Indre Leirpollen sammen med vurderte luftledninger og myr (i brun farge)

Videre er det beregnet areal myr som berøres ved bygging av midlertidige og nye veger, barmarkløyper, samt for riggplasser. For barmarkløyper er dette gjerne eksisterende kjørespor (langs offentlige barmarkløyper eller gamle spor fra den tiden ledningene Skaidi-Lakselv og Adamselv-Lakselv ble bygd). Det er oppgitt en vegbredde på 5 meter, og derav får man da det arealet av myr som blir berørt.

Transportveier langs omsøkte ledningstraseer berører totalt 6 dekar myr ifølge beregningene. Av riggplasser/anleggsplasser er det i praksis kun en lokalitet som blir berørt -denne ligger ved Steinli, i nordre deler av Stabbursdalen (se omtale i neste avsnitt).

Når det gjelder transportveier er det ikke gitt at man ødelegger og drenerer myr, men mye kjøring som fører til dype spor kan føre til dette. Statnett ønsker å bruke vintertransport og terrengforsterkende tiltak i områder der hvor dette kan være et problem, som er gjort i flere prosjekter vi har gjennomført.

Det er ikke registrert noe myr som blir berørt av utbyggingen av Lebesby transformatorstasjon (alternativ B).

#### Klimagassutslipp

Etter Statnetts vurdering er det lite sannsynlig at terrenginngrep i forbindelse med vårt omsøkte tiltak vil ødelegge/berøre myr på en slik måte at det fører til nevneverdige klimagassutslipp. Som nevnt i teksten over er det i dette prosjektet svært få mastepunkter som berører myr, og samtidig er det mye som skal til for at myra blir drenert/ødelagt som følge av et mastepunkt. Når det gjelder transport er det forutsatt at mye av dette skjer på snødekt/frossen mark, noe som reduserer risikoen for kjøreskader i myr. Det ville vært et helt annet scenario dersom eksempelvis Lebesby transformatorstasjon var plassert i et myrområde.

Statnett jobber i samarbeid med bl.a. NINA og NVE med å utvikle en karbonkalkulator for inngrep i myrområder. Denne kalkulatoren er ikke ferdigstilt per i dag, og aktuelle beregninger benytter derfor eksisterende utslippstall og metodikk fra Asplan Viak og Miljødirektoratet. Uten kunnskap om torvdybde og karbontetthet blir slike utslippstall svært omtrentlige, og faktiske utslipp vil i tillegg variere med grad av nedbrytning av torvmassene etter at inngrepet er ferdigstilt.

Dersom eksempelvis omfattende transport medfører terrenginngrep i myr, og man legger til grunn at 6 dekar myr blir berørt og nedbrytingsprosess starter, vil dette føre til følgende klimagassutslipp:

- Asplan Viak (2015): Grunn myr (30-100 cm torvlag) vil innebære et CO<sub>2</sub> utslipp på ca. 700 tonn.
- Miljødirektoratet (2020): Ca. 350 tonn CO<sub>2</sub>

Dersom et kjørespor medfører senkning av grunnvannsspeilet i ei myr, dvs. drenering av myra, vil trolig et langt større areal enn selve kjøresporet/veibredden bli påvirket, og dermed volum av torv bli nedbrutt. I prinsippet kan dette ha samme effekt som grøfting av myr.

Som nevnt over vil det være aktuelt med terrengforsterkende tiltak der vi krysser myrområder, og uansett vil dype kjørespor i myrområder bli reparert.

#### Kartlegging på strekningen Skaidi-Stabbursdalen

Multiconsult gjennomførte feltbefaringer og kartlegging av viktige naturtyper på strekningen mellom Skaidi og Stabbursdalen sommeren 2018. Dette er nærmere redegjort for i vedlagte tilleggsutredning fra Multiconsult (vedlegg 5).

## **Systemtekniske vurderinger**

NVE ba i brev av 28.juni 2022 Statnett om systemtekniske vurderinger, blant annet spørsmål om oppgradering av transformatorstasjonene og en back-to-back løsning.

### **Kun oppgradering av transformatorstasjoner**

Det er overføringskapasitet inn til (og ut av) området som begrenser muligheten til å tilknytte nytt forbruk og produksjon. Transformeringskapasiteten mellom spenningsnivåene må utbedres i takt med forsterkningen av nettet. Oppgraderinger av transformatorstasjoner alene vil ha liten til ingen effekt på overføringskapasiteten.

Oppgradering av transformatorstasjoner alene vil ikke gjøre mye for å sikre strømforsyningen til eksisterende og fremtidig forbruk og tilknytning av ny produksjon i Øst-Finnmark. Oppgradering av Varangerbotn stasjon i kombinasjon med ny 132 kV ledning inn til Varangerbotn kan legge til rette for noe ny produksjon og økt forbruk. Det samme gjelder oppgradering av Varangerbotn stasjon i forbindelse med back-to-back-løsningen.

### **Back to back løsning mot Finland**

En back-to-back løsning (BtB) vil ikke innebære noen ny ledning inn til Øst-Finnmark, og overføringskapasiteten vil slik sett være prisgitt dagens ledninger. BtB vil imidlertid gi noe spenningsstøtte til dagens nett. Dette gjør at muligheten legger til rette for om lag 55 MW forbruksvekst innenfor Statnetts driftspolicy. Dette er kun en økning på 30 MW fra dagens situasjon. Basert på dette konkluderer vi med at BtB ikke vil være tilstrekkelig alene for å imøtekomme forbruksvekst.

Samtidig med dette er det usikkert om en BtB alene kan tilknytte all konsesjonsgitt vindkraft. I utgangspunktet har en omformer med kapasitet på 150 MW blitt vurdert. Dette er en kapasitet som Fingrid mener at de kan ta imot i sitt nett fra Øst-Finnmark. Det er også en kapasitet vi kan ta imot i Norge.

En BtB endrer flyt på ledninger, drift av systemet og begrensende kapasiteter i Øst-Finnmark. Kort fortalt gir omformeren fordelene av å dele nettet, samtidig som utvekslingen med Finland er intakt. I situasjoner med overskudd i Øst-Finnmark vil det være mulig å eksportere 150 MW til Finland, og samtidig ha full eksport til Vest-Finnmark. Vi trenger altså ikke dele nettet slik vi gjør i dag for å hindre overlast på Finlandsledningen.

Med en BtB vil vi altså kunne eksportere opp mot 340 MW i overskuddssituasjoner, en økning på 150 MW fra i dag. Om denne kapasitetsøkningen er tilstrekkelig for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft vil avhenge av bruk av systemansvarliges og anleggseiers virkemidler, samt hvor mye nytt forbruk som faktisk blir realisert i Øst-Finnmark de kommende årene. Det vil også avhenge av hvordan de endelige avtalene med Fingrid vil se ut og hvilken flyt som tillates i ulike situasjoner.

Med den informasjonen vi besitter i dag er det imidlertid for usikkert å videreføre BtB som et selvstendig tiltak alene for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. En BtB vil imidlertid likevel kunne være samfunnsøkonomisk rasjonell og er planlagt fremmet som eget tiltak gjennom en egen beslutningsprosess i parallell.

### Back-to-back omformer mot Finland og ny 132 kV stasjon i Varangerbotn

Denne muligheten innebærer å bygge en back-to-back-omformer (BtB) i Varangerbotn stasjon. I tillegg må det gjøres tiltak i Varangerbotn stasjon for å øke kapasiteten på dagens samleskinne. Dette for å kunne ta imot konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Bytte av samleskinne i dagens Varangerbotn stasjon er svært krevende å gjennomføre, det er derfor lagt til grunn at det er nødvendig å etablere en ny 132 kV-stasjon (som kan være et første trinn i en Seidafjellet stasjon). BtB-omformeren er tenkt å plasseres i tilknytning til stasjonen.

En BtB-omformer vil gjøre det mulig å styre flyten på ledningen mellom Øst-Finnmark og Finland og den vil også gi indirekte kontroll på forbindelsen vestover ut av Øst-Finnmark. Dette vil gjøre det lettere å utnytte hele kapasiteten på dagens ledninger, men flyten mellom Norge og Finland vil fortsatt være bestemt av markedsforholdene som ikke nødvendigvis stemmer overens med lokale behov internt Finnmark til enhver tid.

I underskuddssituasjoner vil BtB-omformeren gi spenningsstøtte. Dette vil øke N-0 kapasitet med omkoblingsmulighet med 25 MW. Når det gjelder N-0 uten omkoblingsmulighet vil overføringskapasiteten inn til området øke markant. Med ringdrift har vi i dag en kapasitet på 140-180 MW. Med BtB vil denne kapasiteten øke til opp mot 270 MW. Samtidig vil BtB-omformeren gjøre det mulig å opprettholde ringdrift tilnærmet hele tiden

## Utdyping av systemtekniske løsninger

NVE ba i brev av 2.februar 2023 om utdyping av systemtekniske løsninger og at det skulle redegjøres for en løsning som benytter 132 kV som spenningsnivå i stedet for 420 kV. NVE ønsker at Statnett forklarer mer inngående:

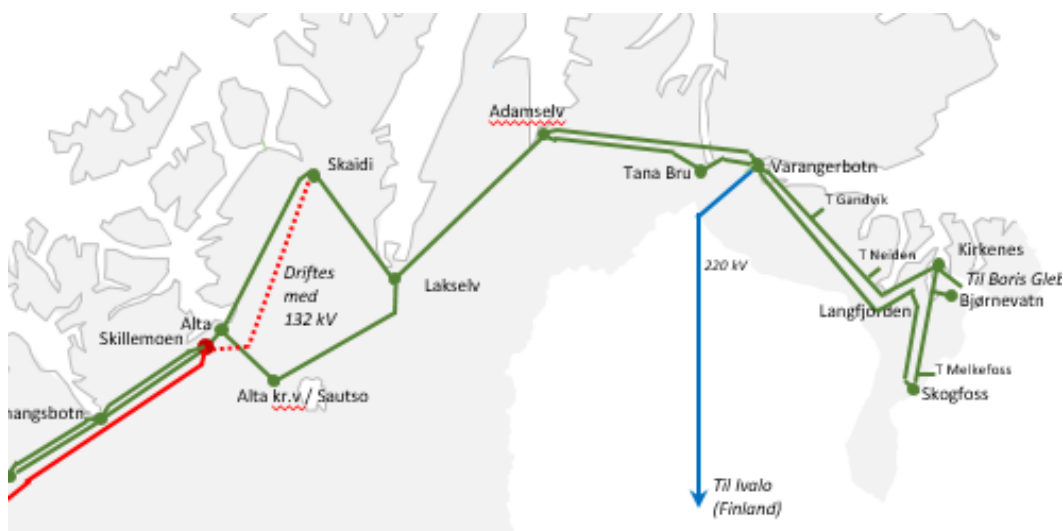
- Hvilke 132 kV kraftledninger i regionen som er temperaturoppgradert og hvilke muligheter som ligger i å temperaturoppgradere eller skifte liner på de resterende ledningene i 132 kV-nettet.
- Hva som er begrensningene for en løsning på 132 kV spenningsnivå, herunder årsaken til at dette spenningsnivået kun vil gi en kapasitetsøkning på 55 MW.
- At alle de omtalte løsningene med temperaturoppgradering, oppgradering av transformator-stasjoner, back-to-back-løsning mot Finland, bygging av ny 132 kV ledning på hele eller deler av strekningen osv. sees i sammenheng og at det presenteres hvilke muligheter alle disse tiltakene kan gi for tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon dersom alle gjennomføres.
- Hvilke utfordringer i nettet i Finnmark som kan løses ved å benytte 132 kV spenningsnivå og hvilke utfordringer som ikke vil kunne løses med dette spenningsnivået.
- Kostnader ved et rent 132 kV alternativ som ikke innebærer at det bygges en 420 kV kraftledning som driftes med 132 kV spenning.

Hvilke behov man vil ha for nye ledninger og utbedring av flaskehals for ulike scenarier for forbruk og utbygging av kraftproduksjon i Finnmark. Det er i dag meldt ca. 1750 MW vindkraft i Øst-Finnmark som er tenkt tilknyttet Lebesby transformatorstasjon. NVE ønsker at Statnett utdyper:

- Hvor mye av den meldte vindkraftproduksjonen vil det være kapasitet til i Statnetts «målnett»?
- Hvilke typer investeringer må til for å få plass til all den meldte vindkraften, både internt i Finnmark og videre sørover? NVE ønsker at Statnett gjør vurderinger med og uten forbruk på Melkøya. Vi ønsker også at Statnett tar med meldte vindkraftverk planlagt tilknyttet Skaidi transformatorstasjon i vurderingene.

Hvilke 132 kV kraftledninger i regionen som er temperaturoppgradert og hvilke muligheter som ligger i å temperaturoppgradere eller skifte liner på de resterende ledningene i 132 kV-nettet.

132 kV-ledninger med størst begrensning er allerede temperaturoppgradert til 80 gr.C. Dette er Alta-Alta kr.v./Sautso, Lakselv-Adamselv og Skillemoen-Alta 2 (temp.oppgraderes i år, 2023). Adamselv-Tana Bru-Varangerbotn og Adamselv-Varangerbotn er ikke temperaturoppgradert.



Det er ikke et fullgodt alternativ å kun temperaturoppgradere eksisterende ledninger. Den største enkeltbegrensende ledningen er Lakselv-Adamselv som forbinder Øst-Finnmark og Vest-Finnmark sammen som en singel forbindelse. Uansett hvor sterk denne ledningen blir, vil en feil på denne, medføre at det ikke er mulig å forsyne Øst-Finnmark fra norsk side. Reserven blir via Finland på forbindelsen fra Varangerbotn til Ivalo som har begrenset kapasitet i dag på 110 MW grunnet begrensninger på finsk side.

Ved utfall av Finlandsforbindelsen må hele Øst-Finnmark forsynes via Lakselv-Adamselv der spenningen blir begrensende ved 90 MW, og en temperaturoppgradering vil ikke ha noen positiv effekt på spenningen. Som et minimum må forbindelsen Lakselv-Adamselv dubleres for å øke kapasiteten og forsyningssikkerheten for Øst-Finnmark.

Et skifte av faseliner til større tverrsnitt for å øke overføringskapasiteten forutsetter at mastene er dimensjonert og sterke nok for den økte vekten og strekkraftene. Mastene er dimensjonert for tyngden av faselinen som opprinnelig er montert. Forbindelsen Skaidi-Lakselv fra 1986 og Lakselv-



Adamselv fra 1974 har eldre tremaster som ikke er dimensjonert for kraftigere linetyper og nye master vil måtte bygges. I dag bygges 132 kV enten som stål/fagverksmaster, eller som kompositt (som Kvandal-Kanstadbotn).

Alternativet kunne vært å bytte til en høytemperaturline (HTLS) med samme tverrsnitt/vekt som tåler en høyere strøm og større overføringskapasitet. De øvrige elektriske egenskapene for faselinene blir imidlertid tilnærmet uendret, og når mer strøm overføres på linen vil spenningen falle som følge av de reaktive tapene. Dette får størst konsekvenser på lange ledninger der spenningsmessige forhold blir begrensende med tilhørende fare for spenningskollaps. Lange ledninger vil derfor ikke kunne utnytte den høyere kapasiteten en høytemperaturline vil gi siden risikoen for spenningskollaps blir større enn det som er driftsmessig akseptabelt. Dettet forholdet får vi i Finnmark der ledningene er lange og høytemperaturline gir derfor ingen gevinst. For øvrig er Adamselv-Lakselv kun er en liten del av problemet. Selv om vi øker kapasiteten på akkurat denne strekningen så vil det fortsatt være begrensninger i ledningsnettet på begge sider.

**Hva som er begrensningene for en løsning på 132 kV spenningsnivå, herunder årsaken til at dette spenningsnivået kun vil gi en kapasitetsøkning på 55 MW.**

Begrensningen for en løsning på 132kV spenningsnivå

I Finnmark er det lange 132 kV-ledninger som får store reaktive tap ved store strømmer som beskrevet ovenfor. Spenningskollaps blir derfor begrensende for overføringen før de termiske begrensningene opptrer. Når en benytter 420 kV driftsspenning blir strømsstyrken og de reaktive tapene lavere og det kan overføres mer kraft uten at spenningskollaps blir en problemstilling.

Termisk overføringskapasitet spiller mindre rolle jo lengre ledningen er grunnet reaktive tap som må håndteres. Når en ledning er spenningsatt og det ikke overføres strøm (går i "tomgang") vil ledningen i praksis opptre som et kondensatorbatteri med sin driftskapasitans og produsere reaktivt effekt. Etter hvert som strømmen øker vil det oppstå reaktive tap ved at ledningen forbruker reaktiv effekt. Når strømmen er så høy at de reaktive tapene er like store som det ledningen selv produserer benevnes det som ledningens naturlige belastning SIL (Surge Impedance Loading).

Når strømmen øker videre utover ledningens naturlige belastning faller spenningen grunnet økende reaktive tap og det blir nødvendig med kompensering (kondensatorbatteri/SVS) for å motvirke dette spenningsfallet. Kompenseringen løfter spenningen, men grensen for spenningskollaps påvirkes mindre og mindre for hver ekstra kompensering. En kommer til et kompenseringsnivå der det ikke er praktisk mulig å kompensere mer fordi nytten er neglisjerbar. Spenningskollaps med følgehendelser og mørklegging av store områder er kritisk, og det legges derfor inn en sikkerhetsmargin for å unngå spenningskollaps. Kompensering for å håndtere store strømmer og holde oppe spenningen er nødvendig, men det er en begrensning på hvor mye en kan kompensere for å utnytte overføringskapasiteten på lange ledninger siden grensen for spenningskollaps blir uforandret.

*Hvorfor 55 MW ved ny 132 kV ledning Skaidi-Lakselv-Adamselv*

I konsesjonssøknaden er det i figur 7 angitt følgende kapasiteter for økt produksjon og nytt forbruk i Øst-Finnmark:

<u>Dagens nett</u>	<u>Ny 132 kV ledning Skaidi-Lakselv-Adamselv</u>
Produksjon (N-0): 0 MW	<b>Produksjon (N-0): 55 MW (under Adamselv)</b>
Forbruk (N-1): 25 MW	Forbruk (N-1): 30-115 MW (avhenger av driftsbilde)
Forbruk (N-0): 55 MW	Forbruk (N-0): 145 MW (+90 MW fra dagens)

Ny 132 kV ledning Skaidi-Lakselv-Adamselv og Back To Back (BTB) i Varangerbotn\*

Produksjon (N-0): 205 MW (170 MW konsesjonsgitt + 35 MW)
Forbruk (N-1): 205 MW
Forbruk (N-0): 285 MW (+150 MW fra Skaidi-Lakselv-Adamselv)

\*Forutsetter BTB på 150 MW og økt kapasitet på samleskinne i Varangerbotn/ny stasjon

Angivelse av 55 MW er den ekstra kapasiteten en ny 132 kV-ledning fra Skaidi til Adamselv gir for ny **produksjon** under Adamselv der begrensningen er satt av spenningskollaps i situasjoner ved stort produksjonsoverskudd og stor overføring ut av Øst-Finnmark. Tiltaket med ny 132 kV-ledning frem til Adamselv gir ikke rom for mer vindkraft øst for Adamselv, men kombinert med økt kapasitet på samleskinne i Varangerbotn, dvs. ny stasjon, og en BTB (styrbar HVDC-funksjonalitet) på 150 MW i Varangerbotn mot Finland vil en kunne tilknytte konsesjonsgitt vindkraft på 170 MW (Raggovidda og Hamnefjell) og 35 MW annen produksjon, sum 205 MW. Se vedlegg.

En ny 132 kV-ledning til fra Skaidi til Adamselv vi gi rom for inntil 90 MW (N-0) nytt **forbruk** i hele Øst-Finnmark hovedsakelig ved at en får dubleret dagens single forbindelse Lakselv-Adamselv. En kombinasjon med en BTB på 150 MW i Varangerbotn/Seidafjellet øker kapasiteten til nytt forbruk med ytterligere 140 MW (N-0). Se vedlegg.

Det er ikke gjort egne analyser med en ny tredje 132 kV-ledning videre fra Adamselv til Varangerbotn. Årsaken er at ny Skaidi-Lakselv-Adamselv gir dubleret 132 kV forbindelse Lakselv-Adamselv-Varangerbotn, mens det mellom Adamselv og Varangerbotn allerede er dubleret 132 kV forbindelse. Neste nettforsterkning for å øke kapasiteten vil i tilfelle være en tredje ledning for hele forbindelsen fra Lakselv (eller Skaidi) til Varangerbotn. En oppnår lite med en tredje 132 kV forbindelse på bare deler av strekningen, det må være en gjennomgående forbindelse.

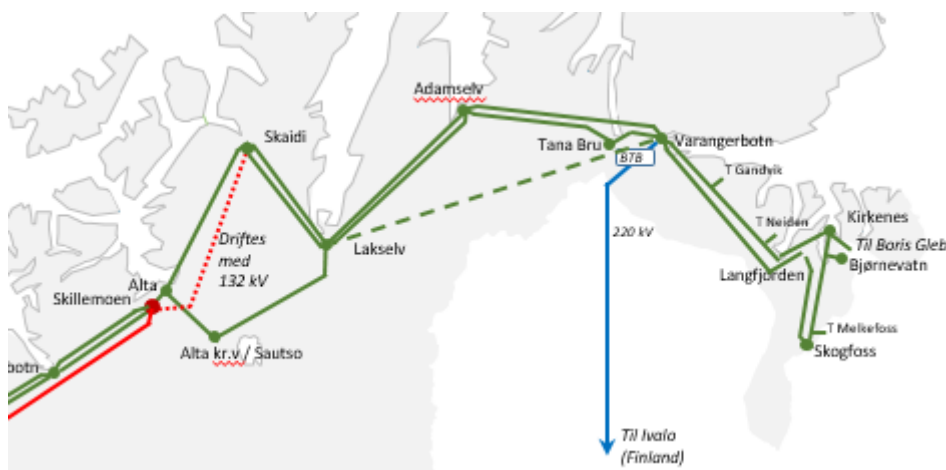
At alle de omtalte løsningene med temperaturoppgradering, oppgradering av transformator-stasjoner, back-to-back-løsning mot Finland, bygging av ny 132 kV ledning på hele eller deler av strekningen osv. sees i sammenheng og at det presenteres hvilke muligheter alle disse tiltakene kan gi for tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon dersom alle gjennomføres

*Ny 132 kV ledning Skaidi-Lakselv-Adamselv, BTB (150 MW) i Varangerbotn og økt kapasitet på samleskinne i Varangerbotn (eller ny stasjon) gir følgende kapasiteter:*

<i>Produksjon (N-0):</i>	<i>205 MW (170 MW konsesjonsgitt + 35 MW)</i>
--------------------------	-----------------------------------------------

Forbruk (N-1): 205 MW  
 Forbruk (N-0): 285 MW

Dersom kapasiteten på en BTB i Varangerbotn/Seidafjellet blir 250 MW fremfor 150 MW (kapasitet er avhengig av avtale med Fingrid) vil tallene for N-0 drift kunne øke med 100 MW i Varangerbotn forutsatt at det er tilstrekkelig kapasitet videre til produksjons-/forbrukssted.



Skal kapasiteten økes ytterligere på 132 kV-nivå er neste alternativ en tredje ledning fra Lakselv (må kanskje til Skaidli) til Varangerbotn (i tillegg til BTB). Det er ikke gjort egne analyser for dette, men på et overordnet nivå kan man si at en slik lang tredje 132 kV ledning på minimum 160 km kan gi ytterligere kapasitet i størrelsesorden opp mot 100 MW der spenningsforhold sannsynligvis fortsatt vil være begrensende. Ved økende overskudd eller underskudd vil man imidlertid etter hvert få kapasitetsbegrensninger både ut og inn til Finnmark i tillegg til fare for spenningskollaps. En tredje 132 kV-ledning over så lang avstand vurderes derfor ikke som rasjonelt i lys av den begrensede økte kapasiteten den gir.

En videre utbygging på 132 kV nivå vil også kunne gi driftsmessige utfordringer med spolejordet drift siden ladestrømmen allerede er stor og en nærmer seg grensen for sikker slukking ved jordfeil. Driftskoordinering og til enhver tid riktig innstilling av spolene i store spolejordede nett er ressurskrevende og utfordrende personsikkerhets- og driftsmessig ved jordfeil og/eller fasebrudd. Dette vil i første omgang kunne løses ved ny Vinnelys stasjon som gjør det mulig å dele 132 kV nettet i to galvanisk adskilte drifter (nord og sør for Vinnelys), men ved en videre stor utvidelse av 132 nettet vil en etter hvert på nytt kunne møte nye driftsmessige utfordringer ved økende ladestrømmer. Statnett har derfor et langsiktig mål om at alle 132 kV-nett i Norge skal være direktejordet for å få sikker og effektiv drift og en rasjonell utvikling av nettet.

Hvilke utfordringer i nettet i Finnmark som kan løses ved å benytte 132 kV spenningsnivå og hvilke utfordringer som ikke vil kunne løses med dette spenningsnivået

Største utfordring i dag er manglende redundans for ledningen Lakselv-Adamselv. Det kan løses med en ny ledning i parallell som primært gir økt forsyningssikkerhet for Øst-Finnmark, men også litt økt kapasitet. For å få et noe større volum på økt kapasitet må det kombineres med BTB mot Finland for å kunne styre effekten.

Sammen med en BTB mot Finland kan en da tilknytte konsesjonsgitt vindkraft (170 MW) pluss 35 MW ytterligere. Det er imidlertid begrenset hvor mye mer ny produksjon som kan mates inn siden det blir høye strømmer med store reaktive tap og spenningsbegrensninger i nettet ved 132 kV-drift. Ved 420 kV kan det tilknyttes betydelig mer produksjon forutsatt at de er på vilkår (N-0), noe som være gunstig i kombinasjon med økt forbruk på Melkøya.

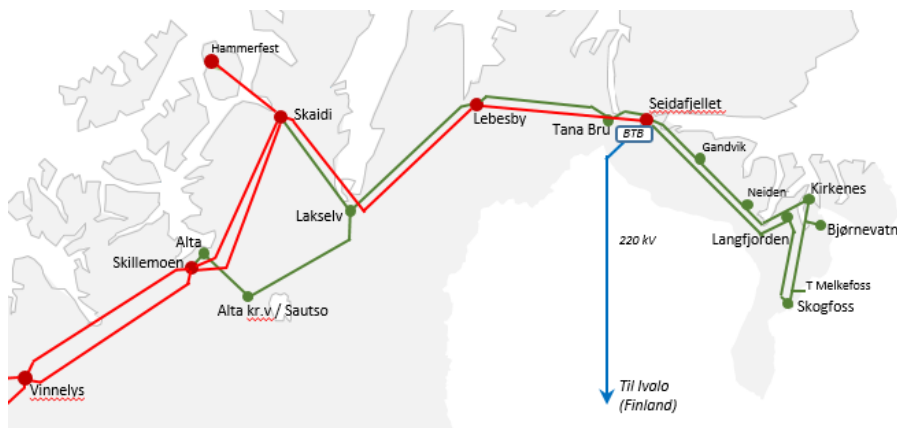
For forbruk vil 132 kV i kombinasjon med BTB gi samme kapasitet til forbruk med N-1 som ved en 420 kV ledning (begrensede utfall er 420 kV ledningen). Den store forskjellen kommer ved fleksibelt forbruk som kan tilknyttes på vilkår (N-0) med system-/nettvern der 420 kV gir betydelig mer kapasitet enn 132 kV.

Oppsummert blir hovedforskjellen mellom 132 kV kontra 420 kV på hvor mye økt kapasitet (til produksjon og forbruk) på vilkår (N-0) en vil tilrettelegge for. 132 kV sammen med BTB gir rundt 200 MW ny produksjon og 300 MW nytt forbruk (N-0). 420 kV ledning Skaidi-Lebesby-Seidafjellet sammen med BTB gir kapasitet til 760 MW ny produksjon og 700 MW nytt forbruk (N-0).

Kostnader ved et rent 132 kV alternativ som ikke innebærer at det bygges en 420 kV kraftledning som driftes med 132 kV spenning.

Statnett har estimert at en 132 kV ledning med dupleks faseline og M-master vil ha en kostnad på 1100-1400 MNOK (2020) og en 132 kV ledning med simpleks faseline og trestolper en kostnad på 800-1000 MNOK (2020).

Hvor mye av den meldte vindkraftproduksjonen vil det være kapasitet til i Statnetts «målnett»?



Det vil være plass til 760 MW ny produksjon i målnett. Dette inkluderer konsesjonsnett vindkraftproduksjon på 170 MW i Raggovidda og Hamnefjell som muliggjøres når BTB er realisert kombinert med økt kapasitet på samleskinne i Varangerbotn (krever ny stasjon)/Seidafjellet. I tillegg er det kapasitet til 590 MW produksjon i Øst-Finnmark (under Lebesby og/eller Seidafjellet) når hele målnett er realisert. Begrensningen vil være spenningsforhold på den single 420 kV-forbindelsen Seidafjellet-Lebesby-Skaidi. Ved høyere forbruk i Øst-Finnmark blir det tilsvarende plass til mer produksjon. Dersom man kan anta en BTB med ytelse på 250 MW gir det ytterligere plass til 100 MW, men dette må som nevnt avklares med Fingrid.

Hvilke typer investeringer må til for å få plass til all den meldte vindkraften, både internt i Finnmark og videre sørover? NVE ønsker at Statnett gjør vurderinger med og uten forbruk på Melkøya. Vi ønsker også at Statnett tar med meldte vindkraftverk planlagt tilknyttet Skaidi transformatorstasjon i vurderingene

Meldt vindkraft (sum 2750 MW pr. 15.03.2023)

Lebesby: Davvi (800 MW, 2022), Digermulen (450 MW, 2023), Laksefjorden (450 MW, 2023), Sandfjellet (750 MW, 2023)

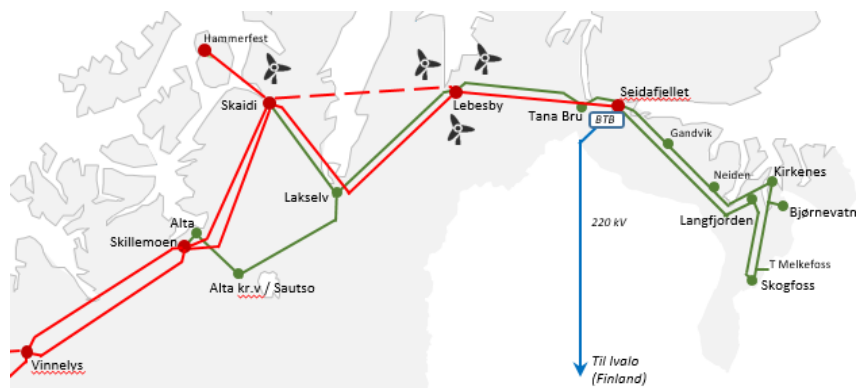
Skaidi: Vilgerassa (300 MW, 2020)

Det vil ikke være rasjonelt mulig å tilknytte all meldt vindkraft på 2750 MW som skissert over med kun tiltak i nettet. Det vil i tilfelle kreve flere parallelle 420 kV forbindelser, alternativt innføre forbindelser med høyere spenningsnivå eksempelvis 800 kV. Ny stor vindkraftproduksjon på dette nivået må kombineres med økt forbruk for å unngå store overføringer over lange avstander som vil forplante seg langt sørover i Troms og Nordland der det kan opptre nye begrensninger.

Vindkraft under Skaidi vil med målnett kunne innmates uavhengig av forbruk på Melkøya. Vindkraft under Lebesby vil med en singel 420 kV ledning fra Skaidi møte en begrensning på ca. 700 MW. For å øke kapasiteten må 420 kV-nettet dubleres fra Skaidi til Lebesby. En dublert 420 kV mellom Skaidi og Lebesby vil kunne tilrettelegge for ytterligere 7-800 MW ny produksjon i Lebesby-området. I sum vil en dublert 420 kV forbindelse til Lebesby tilrettelegge for opp mot 1600 MW ny produksjon sammen med BTB i Seidafjellet. Hvis forbruket på Melkøya ikke kommer vil ny vindkraftproduksjon under Skaidi spise av samme kapasitet i nettet som vindkraft under Lebesby, og må ses samlet.

Skal det tilrettelegges for ny overføringskapasitet over 1600 MW må det komme en tredje 420 kV ledning fra Finnmark og sørover. Dette er ikke analysert særskilt, men kapasiteten til ny produksjon vil fortsatt være under 2750 MW grunnet de lange avstandene, muligens rundt 2300-2400 MW.

For å tilrettelegge for vindkraftproduksjon utover det en dublert 420 kV forbindelse gir kapasitet til bør det primært kombineres med økt forbruk. Områdeplan Nord skisserer en stor forbruksøkning og underskudd med overføringsbegrensninger inn til området over Ofoten. Eksempelvis vil 400 MW forbruk på Melkøya gi rom for tilsvarende vindkraftproduksjon under Skaidi og Lebesby.



Mulighet	0	A	1	1a	2	2a	B	Ba	C	Ca	D	Da
Behov	0-alt	BtB og 132 kV stasjon Var	132 kV drift Ska-Lak-Ada	+ BtB og 132 kV stasjon Var	420 kV drift Ska-Ada	+ BtB og 132 kV stasjon Var	+ temp. oppgr og 132 kV stasjon i Var	+ BtB	+ ny 420 kV Ada-Var (driftet på 132 kV)	+ BtB	420 kV drift Ska-Ada-Var	+ BtB
Konsesjonsgitt vindkraft (170 MW) under Varangerbotn	✗	✓ (150 MW)	✗ (0 MW)	✓	✗ (0 MW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tilrettelegger for ytterligere volum, gitt Melkaya	0 MW	0 MW	55 MW*	35 MW	490 MW*	470 MW*	320 MW*	470 MW*	Noe høyere enn B	Noe høyere enn Ba	440 MW	590 MW
Forventet forbruksvekst (100 MW) innenfor Driftspolicy	✗ (25 MW)	✗ (55 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)
Forbruksøkning innenfor N-0, uten ringdrift	55 MW	205 MW	145 MW	285 MW	240 MW <sup>^</sup>	400 MW <sup>^</sup>	240 MW <sup>^</sup>	400 MW <sup>^</sup>	Noe høyere enn B	Noe høyere enn Ba	550 MW	700 MW
Kostnadsestimat (MNOK)	0	1 040	1 140	2 180	1 380	2 420	1 625	2 435	2 015	2 830	2 130	2 935
Oppsummering	Tas videre	Leser ikke behov	Tas videre	Oppfølg. investering	Tas videre	Oppfølg. investering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering

\* Gjelder for produksjon under Adamselv.

<sup>^</sup> Gjelder for forbruk under Varangerbotn. Ytterligere oppside under Adamselv.

Figur fra konsesjonssøknad av desember 2020



\* Gjelder for produksjon under Adamselv.

<sup>^</sup> Gjelder for forbruk under Varangerbotn. Ytterligere oppside under Adamselv.

Figur fra konsesjonssøknad desember 2020

Bente Rudberg  
Prosjektleder

## Vedlegg

Vedlegg 1: Kart som viser omsøkt justering av Lebesby transformatorstasjon alternativ B

Vedlegg 2: Kart som viser omsøkt plassering av Lebesby transformatorstasjon alternativ A

Vedlegg 3: Kart som viser omsøkte lednings- og kabeltraseer i Stabbursdalen

Vedlegg 4: Fagnotat om effekt av fugleavvisere og vurdering av omsøkte tiltak i Stabbursdalen  
(Multiconsult)

Vedlegg 5: Fagrapport naturmangfold utarbeidet for vurderte sjøkabelalternativer K2 og K4  
(Multiconsult)

Vedlegg 6: Kart over vurderte sjøkabelalternativer