

## Forord

Statnett SF legger med dette frem tilleggssøknad med tilleggsutredninger for prosjektet 420 kV-ledningen Balsfjord - Hammerfest. Dokumentene er et supplement til og justering av konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen av mai 2009, og er utført med bakgrunn i utredningskrav fastsatt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i brev av 17. desember 2009 (vedlegg 1).

Statnett søker nå justert plassering av transformatorstasjonen på Skillemoen, samt alternative traseer for ny 420 kV-ledning i Balsfjord, Storfjord, og Kåfjord. Med forbehold om tilstrekkelig kapasitet i forhold til dimensjonerende laster, omsøkes også to alternative mastekonstruksjoner for deler av traséen i Balsfjord og Storfjord.

Tilleggssøknaden og tilleggsutredningen oversendes NVE til behandling.

Høringsuttalelser sendes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Postboks 5091, Majorstuen  
0301 OSLO  
E-post: [nve@nve.no](mailto:nve@nve.no)

Saksbehandler:

- Arne Anders Sandnes , tlf 22959218
- Inger Helene Waagaard, tlf 22959437

Spørsmål vedrørende søknaden og tilleggsutredningen kan rettes til:

Funksjon/stilling	Navn	Tlf.	Mobil	E-post
Prosjektleder	Randi Solberg	23903580	95020687	<a href="mailto:randi.solberg@statnett.no">randi.solberg@statnett.no</a>
Grunneierkontakt	Aslak Johansen		90521980	<a href="mailto:aslak.johansen@statnett.no">aslak.johansen@statnett.no</a>

Relevante dokumenter og informasjon om prosjektet og Statnett finnes på internettadressen:  
<http://statnett.no>

Oslo, Mai 2011



Håkon Borgen  
Konserndirektør  
Divisjon Nettutbygging



## DEL 1: Tilleggssøknad.

### INNHOOLD:

<b>SAMMENDRAG .....</b>	<b>5</b>
<b>1. GENERELLE OPPLYSNINGER .....</b>	<b>6</b>
1.1 Oppbygging av dokumentet.....	6
1.2 Presentasjon av tiltakshaver .....	6
1.3 Søknader og formelle forhold .....	7
1.4 Anleggets beliggenhet .....	8
1.5 Gjeldende konsesjoner .....	8
1.6 Eventuelle samtidige søknader .....	9
1.7 Eier- og driftsforhold .....	9
1.8 Nødvendige tillatelser .....	9
1.9 Tidsplan.....	10
<b>2. UTFØRTE FORARBEIDER .....</b>	<b>11</b>
2.1 Planleggingsfasen.....	11
2.2 Forhåndsuttalelser.....	11
2.3 Alternative traséer, plasseringer .....	11
2.4 Konsekvensanalyser .....	11
<b>3. BESKRIVELSE AV ANLEGGET .....</b>	<b>11</b>
3.1 Begrunnelse .....	11
3.2 Beskrivelse av hva som skal bygges .....	12
3.3 Nødvendig høyspenningsanlegg .....	13
3.4 Systemløsning.....	13
3.5 Sikkerhet og beredskap.....	13
3.6 Teknisk/økonomisk vurdering.....	13
<b>4. VIRKNINGER FOR MILJØ, NATURRESSURSER OG SAMFUNN .....</b>	<b>14</b>
4.1 Konsekvensanalyser .....	14
<b>5. AVBØTENDE TILTAK .....</b>	<b>26</b>
<b>6. OFFENTLIGE OG PRIVATE TILTAK.....</b>	<b>26</b>
<b>7. INNVIRKNING PÅ PRIVATE INTERESSER .....</b>	<b>27</b>
<b>8. MELDING ETTER FORSKRIFT OM BEREDSKAP .....</b>	<b>27</b>





## SAMMENDRAG

Konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen for ny 420 kV kraftledning Balsfjord - Hammerfest var på høring sommeren/høsten 2009. På bakgrunn av innkomne høringsuttalelser ba konsesjonsmyndigheten, Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Statnett om å utrede en rekke forhold.

I tillegg til å etterkomme utredningskravet, omsøker Statnett noen nye/alternative løsninger.

I konsesjonssøknaden og konsekvensutredningen fra mai 2009 har Statnett hovedsakelig omsøkt parallellføring med eksisterende 132kV kraftledning på strekningen, men med avvik der næringsinteresser, terreng eller nærføring tilsa det. På strekningen Balsfjord – Hammerfest er det til sammen 33 reinbeitedistrikter og en svensk sameby som enten trekker gjennom, eller har sine beiteområder i traséen. Statnett har derfor vurdert det som hensiktsmessig å få til en god dialog og prosess direkte med reindriftsutøverne. Tilleggssøknaden forsøker derfor å hensynta både reindriftsinteresser, tekniske utfordringer, samt ønsker fra kommunene. I tilleggssøknaden og tilleggsutredningen er også forsyningsikkerhet og driftssikkerhet vektlagt.

Som følge av feilhendelser og påfølgende systemanalyser er det klargjort at eksisterende sentralnett ikke har tilstrekkelig kvalitet til å imøtekomme dagens forbruk. 420 kV-ledningen fra Balsfjord til Skaidi må bygges for å øke kortslutningsytelsen og bedre forsyningsikkerheten. Videreføring av ledningen fra Skaidi til Hammerfest er avhengig av forbruksveksten i Hammerfestregionen.

I denne tilleggssøknaden søker Statnett om;

- Alternativ trasé bak bebyggelsen i Balsfjord, alt 1.25
- Alternativ trasé gjennom Skibotndalen, alt 1.23.
- Alternativ trasé for kryssing av Kåfjorddalen, alt 1.5-1.5.1-1.5
- Ny plassering av transformatorstasjon på Skillemo i Alta.
- Alternative masteløsninger på strekninger i Balsfjord og Storfjord kommune, dersom løsningene viser seg å ha tilstrekkelig kapasitet i forhold til dimensjonerende laster.

## 1. GENERELLE OPPLYSNINGER

### 1.1 Oppbygging av dokumentet

#### *Tilleggssøknad*

Statnett søkte i mai 2009 om konsesjon for å bygge en ny 420 kV-ledning fra Balsfjord transformatorstasjon i Balsfjord kommune til Hyggevatn transformatorstasjon i Hammerfest kommune. Formålet med ledningen er å bedre forsyningssikkerheten for strøm i Nord-Norge, legge til rette for industrivekst og økt verdiskapning, samt produksjon av ny fornybar energi. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som er konsesjonsmyndighet, gjennomførte sommeren/høsten 2009 en offentlig høring av planene.

Som følge av høringsuttalelser, modning og videreutvikling av prosjektet har Statnett besluttet å omsøke endret plassering av Skillemoen transformatorstasjon samt enkelte alternative traséløsninger i dette dokumentet.

#### *Tilleggsutredninger*

NVE ba om tilleggsutredninger til konsesjonssøknaden i sitt brev av 17. desember 2009. Kravene var basert på høringsuttalelser fra grunneiere og andre enkeltpersoner, næringsdrivende, organisasjoner, kommuner og andre myndigheter. Feilhendelser og påfølgende systemanalyser har klargjort at ledningen er viktigere for forsyningssikkerheten ved dagens forbruk enn tidligere forutsatt.

Utredningene er bygd opp i tråd med hovedoverskriftene i NVEs brev, hvor utredningskravene er innrammet i starten på hvert kapittel. Tilleggsutredningene foreligger som del II til dette dokumentet.

### 1.2 Presentasjon av tiltakshaver

I Norge er det Statnett (org.nr. 962986633), som systemansvarlig nettselskap, som har ansvaret for å koordinere produksjon og forbruk av elektrisk strøm. Strøm kan ikke lagres, og må brukes i det øyeblikket den produseres. Derfor sørger Statnett, som systemoperatør, for at det til enhver tid er balanse mellom tilgang og forbruk av elektrisitet. Statnett eier og driver dessuten store deler av det sentrale norske kraftnettet og den norske delen av ledninger og sjøkabler til utlandet. Statnett driver ikke kraftproduksjon.

Mål for Statnetts leveranser:

- Statnett skal sikre kraftforsyningen gjennom å drive og utvikle sentralnettet med en tilfredsstillende kapasitet og kvalitet.
- Statnetts tjenester skal skape verdier for våre kunder og samfunnet.
- Statnett skal legge til rette for realisering av Norges klimamål.

Statnett eies av staten og er organisert etter Lov om statsforetak. Olje- og energidepartementet representerer staten som eier.

Prosjektleder og kontaktperson for dette prosjektet er Randi Solberg.

## 1.3 Søknader og formelle forhold

### 1.3.1 Ny 420 kV-ledning Balsfjord – Hammerfest (konsesjonssøknad av mai 2009)

Følgende sammenhengende trasékombinasjoner mellom Balsfjord og Hammerfest ble omsøkt i mai 2009:

- Alt. 1: (1.0 – 1.2 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.11 – 1.17 – 1.0)
- Alt. 2: (1.0 – 1.2 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.11 – 1.17 – 1.0 – 1.22 – 1.0)
- Alt. 3: (1.0 – 1.2 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.8 – 1.21 – 1.17 – 1.0)
- Alt. 4: (1.0 – 1.2 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.8 – 1.21 – 1.17 – 1.0 – 1.22 – 1.0)
- Alt. 5: (1.0 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.11 – 1.17 – 1.0)
- Alt. 6: (1.0 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.11 – 1.17 – 1.0 – 1.22 – 1.0)
- Alt. 7: (1.0 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.8 – 1.21 – 1.17 – 1.0)
- Alt. 8: (1.0 – 1.19 – 1.0 – 1.20 – 1.0 – 1.8 – 1.21 – 1.17 – 1.0 – 1.22 – 1.0)

Under er det vist hvilke traséalternativer som omsøkes i de respektive kommunene:

#### Balsfjord kommune

Alt. 1.0

#### Kvænangen kommune

Alt. 1.0 – 1.20 – 1.0

#### Storfjord kommune

Alt. 1.0 – 1.2 – 1.19

Alt. 1.0 – 1.19

#### Alta kommune

Alt. 1.0 – 1.11 – 1.17 – 1.0

Alt. 1.0 – 1.8 – 1.21 – 1.17 – 1.0

#### Kåfjord kommune

Alt. 1.19 – 1.0

#### Kvalsund kommune

Alt. 1.0

#### Nordreisa kommune

Alt. 1.0

#### Hammerfest kommune

Alt. 1.0

Alt. 1.0 – 1.22 – 1.0

### 1.3.2 Tilleggssøknad

Som tillegg til konsesjonssøknaden av mai 2009, søker Statnett med dette i henhold til energiloven av 29.6.1990, § 3-1 om konsesjon for bygging og drift av følgende elektriske anlegg (kraftledninger og transformatorstasjoner):

- Nytt traséalternativ 1.25 i Balsfjord kommune.
  - Alternativet likestilles med omsøkt alternativ 1.0.
- Nytt traséalternativ 1.23 for kryssing av Skibotndalen.
  - Alternativet likestilles med alternativ 1.0-1.2-1.19
- Nytt traséalternativ 1.5-1.5.1-1.5 for kryssing av Kåfjorddalen.
  - Statnett vurderer traséalternativ 1.0 som bedre enn dette alternativet
- Ny plassering av transformatorstasjon på Skillemo i Alta.
- Alternative masteløsninger på strekninger i Balsfjord og Storfjord, dersom teknisk kapasitet kan dokumenteres.

Det henvises til tilleggssøknad til 420 kV-ledningen Ofoten-Balsfjord av april 2011 med hensyn til utvidelse av Balsfjord transformatorstasjon. Utvidelsen vil ikke medføre endringer i

forhold til 420 kV-ledningen Balsfjord-Hammerfest idet ledningsavgangen allerede er omsøkt i konsesjonssøknaden av mai 2009. Tilleggssøknaden innebærer imidlertid at utvidelsen av Balsfjord transformatorstasjon forutsettes gjennomført uansett, uavhengig av eventuell samtidig konsesjon for begge ledningene.

### 1.3.3 Ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse

Statnett tar sikte på å oppnå frivillige avtaler med de berørte grunneierne. For det tilfellet at slike avtaler ikke fører fram, søkes det nå i medhold av oreigningsloven av 23.10.1959, § 2 punkt 19, om tillatelse til ekspropriasjon av nødvendig grunn og rettigheter for å bygge og drive de elektriske anleggene, herunder rettigheter for all nødvendig ferdsel/transport.

Samtidig ber Statnett om at det blir fattet vedtak om forhåndstiltredelse etter oreigningslovens § 25, slik at arbeider med anlegget kan påbegynnes før skjønn er avholdt. Det henvises til konsesjonssøknaden fra 2009.

420 kV-ledningen Balsfjord - Hammerfest er omsøkt med hensyn til forsyningssikkerheten for hele Nord-Norge. Dagens sentralnett er svakt og begrenser kapasitetsutnyttelsen i underliggende nett. Økt forbruk i forbindelse med bergverk og petroleumsindustri i Finnmark fra 2012-13, vil gjøre sentralnettet ytterligere anstrengt. Det er således viktig å kunne påbegynne byggearbeidene umiddelbart etter at en eventuell anleggskonsesjon er gitt.

## 1.4 Anleggets beliggenhet

420 kV-ledningen Balsfjord – Hammerfest berører kommunene Balsfjord, Storfjord, Kåfjord, Nordreisa og Kvænangen i Troms fylke og Alta. Kvalsund og Hammerfest i Finnmark Fylke. Tilleggssøknaden omfatter forhold i kommunene Balsfjord, Storfjord, Kåfjord og Alta.

## 1.5 Gjeldende konsesjoner

Følgende konsesjoner påvirkes av omsøkte tiltak på strekningen Balsfjord – Hammerfest:

**Tabell 1 Oversikt – gjeldende konsesjoner.**

Nettselskap	NVE-referanse	Konsesjon	Dato
Statnett	000804003	Kvænangen-Alta	19.08.1965
Statnett	002103002	Nordreisa transformatorstasjon-Guolasjokka kraftverk	09.05.1969
Statnett	004801005	Balsfjord transformatorstasjon	10.03.1978
Statnett	004803003	Guolasjokka-Skibotn	03.01.1978
Statnett	004902001,006	Nordreisa transformatorstasjon	15.09.1978
Statnett	004902005	Alta-Kvænangen	02.11.1981
Statnett	00503009	Skibotn-Balsfjord	06.06.1979
Statnett	006101005	Alta-Kvænangen	02.11.1981 obs
Statnett	006701002	Diverse anlegg i Alta, Bardufoss og Nordreisa transformatorstasjoner	05.07.1984
Statnett	006701004,006	Alta transformatorstasjon	21.03.1986
Statnett	008601002	Skaidi-Alta	03.02.1987
Statnett	009303006	Kvænangen-Nordreisa Nordreisa-Guolasjokka	30.01.1989
Statnett	009403002	Balsfjord transformatorstasjon	19.08.1991

## 1.6 Eventuelle samtidige søknader

Alta Kraftlag A/L har konsesjonssøkt ny transformatorstasjon (Skoddevarre) med tilhørende 132kV kraftledning for tilknytning til sentralnettet. Utover dette foreligger ingen kjente, samtidige søknader på strekningen.

## 1.7 Eier- og driftsforhold

Statnett SF eier og driver eksisterende, berørte transformatorstasjoner og skal også eie og drive omsøkte utvidelser og ny 420 kV kraftledning. Det er forutsatt et avklart grensesnitt mellom Hammerfest Energi Nett og Statnett i forbindelse med Hyggevatn transformatorstasjon

## 1.8 Nødvendige tillatelser

### 1.8.1 Undersøkelser etter lov om kulturminner

Behov for registreringer av stasjonsområder samt nye ledningstraséer, mastepunkter, transportveier og rigg/vinsjeplasser vil bli avklart med kulturminnemyndighetene i fylkene og Sametinget, slik at undersøkelsesplikten etter kulturminnelovens § 8 og 9 oppfylles før anleggsstart. Eventuelle funn av kulturminner kan gjøre det nødvendig å justere masteplasser.

### 1.8.2 Forholdet til naturmangfoldloven

Nytt traséalternativ 1.23 for kryssing av Skibotndalen går gjennom Lulleskogen naturreservat. Området er vernet for å sikre skog og planter. Eksisterende 132 kV kraftledning går gjennom verneområdet, og planlagt trasé for 420 kV er lagt parallelt med denne. Løsningen krever dispensasjon fra vernebestemmelsene.

Utover dette er ingen av de konsesjonssøkte traséalternativene eller utvidelsene av transformatorstasjonene i direkte konflikt med områder vernet, eller foreslått vernet etter naturmangfoldloven. Nylig vedtatte verneområder i Kvænangen har tatt hensyn til planlagt trasé. Berørte områder etter verneplan for vassdrag er omtalt i konsekvensutredningen til konsesjonssøknaden fra mai 2009.

### 1.8.3 Tillatelse til adkomst i og langs ledningstraseen

I planleggingsfasen gir oreigningsloven § 4 rett til atkomst for *"mæling, utstikking og annen etterrøking til bruk for eit påtenkt oreigningsinngrep"*. Statnett vil i tråd med loven varsle grunneier og rettighetshavere før slike aktiviteter igangsettes.

I bygge- og driftsfasen vil enten minnelige avtaler, tillatelse til forhåndstiltredelse eller ekspropriasjonsskjønn gi tillatelse til atkomst til ledningstraseen.

Bruk av private veier vil søkes løst gjennom minnelige forhandlinger med eier. Statnetts søknad om ekspropriasjon og forhåndstiltredelse omfatter også transportrettigheter, i tilfelle minnelige avtaler ikke oppnås.

Lov om motorferdsel i utmark og vassdrag § 4 første ledd bokstav e, gir Statnett tillatelse til motorferdsel i utmark i forbindelse med bygging og drift av ledningsanlegg.

### 1.8.4 Kryssing av ledninger og veier

Statnett vil søke vedkommende eier eller myndighet om tillatelse til kryssing av eller nærføring med eksisterende ledninger, veier og annet i henhold til forskrifter for elektriske forsyningsanlegg § 11, der tiltaket gjør det relevant.

### 1.8.5 Luftfartshindre

Kraftledninger kan være luftfartshindre og medføre fare for kollisjoner med fly og helikopter der liner henger høyt over bakken. Statnett må følge Luftfartstilsynets forskrift for merkepliktige spenn. Dette innebærer varselmerking med rød/hvite master og markører (ballonger) på linene, inntil det foreligger en leverandøruavhengig, alternativ løsning.

## 1.9 Tidsplan

Etter høringsperioden for tilleggssøknad og tilleggsutredning vil NVE vurdere om konsekvensutredningen tilfredsstillende som er fastsatt i utredningsprogrammet av 22.09.2008 og NVEs tilleggskrav fra desember 2009, eller om det er nødvendig å be om ytterligere tilleggsutredninger. NVE kan deretter ta stilling til Statnetts søknad, og innvilge eller avslå den. NVE kan også avgjøre om det skal knyttes vilkår til gjennomføringen av prosjektet.

Alle berørte parter har anledning til å påklage NVEs vedtak til Olje- og energidepartementet (OED). En avgjørelse i OED er endelig.

I tabell 1 er hovedtrekkene i en mulig framdriftsplan for tillatelse og byggeprosessen for kraftledningen skissert. Denne er justert i forhold til framdriftsplanen som ble presentert i konsesjonssøknaden av mai 2009.

**Tabell 2. Mulig framdriftsplan for ny 420 kV-ledning Balsfjord - Hammerfest inkl. nødvendige stasjonsanlegg.**

Aktivitet	2007	2008/09	2010	2011	2012	2013	2017
Melding –høring (NVE)	■						
Konsekvensutredningsprogram (KU) fastsettes (NVE)		■					
Konsesjonssøknad og KU utarbeides (Statnett)		■					
Høring/behandling av søknad og KU (NVE)		■	■	■			
Tilleggsutredning og tilleggssøknad			■	■			
Konsesjonsvedtak og godkjenning av KU (NVE)					■		
Eventuell klagebehandling (OED)					■		
Endelig konsesjonsvedtak (OED)						■	
Prinsipiell investeringsbeslutning (Statnett)				■			
Eventuell bygging						■	■

## **2. UTFØRTE FORARBEIDER**

### **2.1 Planleggingsfasen**

Det henvises til konsesjonssøknaden for 420 kV-ledningen Balsfjord - Hammerfest av mai 2009 og dette dokumentet med tilleggsutredninger og vedlegg.

### **2.2 Forhåndsuttalelser**

Det er ikke innhentet forhåndsuttalelser til tilleggssøknaden.

### **2.3 Alternative traséer, plasseringer**

Alternative traséer er vurdert og beskrevet i forbindelse med tilleggsutredningene. Tilsvarende gjelder også for alternative plasseringer av Reisdalen transformatorstasjon.

### **2.4 Konsekvensanalyser**

Omsøkte traséalternativer er konsekvensutredet på lik linje som tidligere konsesjonssøkte traséer. Utredningene er basert på eksisterende data og generell kunnskap. Gradering av konsekvensnivå for hvert fagtema er gjort etter Statens Vegvesens metode (Håndbok 140), der miljøkonsekvensene graderes etter en nidelt skala fra meget stor negativ til meget stor positiv konsekvens. Konsekvensene vurderes i forhold til 0-alternativet, som er dagens situasjon.

Det er utarbeidet flere fagrapporter og notater i forbindelse med tilleggssøknaden og tilleggsutredningene. Alle eksterne fagrapporter foreligger som selvstendige underlagsrapporter til utredningen. Offentlige underlagsrapporter fås ved henvendelse til Statnett.

Interne fagrapporter følger som vedlegg til søknad og utredning.

Når det gjelder planlegging av ledningstraséer og alternative plasseringer av transformatorstasjoner, har Statnett selv stått for den fysiske planleggingen. Statnett har også foretatt vurderinger med hensyn til bebyggelse langs ledningene. I samarbeid med lokale nettselskap har Statnett sett på mulighetene for restrukturering av lokalnettet, både i forhold til driftsfordeler og som avbøtende tiltak.

## **3. BESKRIVELSE AV ANLEGGET**

### **3.1 Begrunnelse**

En ny 420kV kraftledning fra Balsfjord til Skaidi er nødvendig for å styrke forsyningsikkerheten og øke kortslutningsytelsen i nettet, slik at kapasiteten i regionalnettet kan utnyttes.

Forsterkningen Ofoten – Balsfjord – Hammerfest er også nødvendig i forbindelse med forventet forbruksøkning og planer om større industriell aktivitet spesielt innfor petroleum og bergverk i Finnmark. Ledningen vil i tillegg legge til rette for en viss andel ny fornybar kraftproduksjon.

Nærmere vurdering av behovet for forsterkningen, økonomiske hensyn og hvilke konsekvenser det får dersom tiltaket ikke gjennomføres er beskrevet i konsesjonssøknaden av mai 2009 og del II Tilleggsutredning med vedlegg i foreliggende dokument.



## 3.2 Beskrivelse av hva som skal bygges

For fullstendig teknisk beskrivelse av ledningen vises til konsesjonssøknaden av mai 2009, kapittel 4.17 [1]. Det er i utgangspunktet forutsatt samme mastetype på hele strekningen fra Balsfjord til Hammerfest, men på bakgrunn av pågående FoU-prosjekt om alternative mastekonstruksjoner omsøkes også dette på strekninger der det kan ligge til rette for utprøving av slike master, fortrinnsvis i Balsfjord og Storfjord.

Tabell 3 Oppsummert beskrivelse av tiltaket.

Ledningslengde	
<b>Spenningsnivå</b>	420 kV driftsspenning.
<b>Strømførende liner</b>	Duplex linetverrsnitt. Dvs. to liner pr fase. Fortrinnsvis i mattet utførelse.
<b>Toppline</b>	To stk. toppliner. Den ene med fiberoptisk kommunikasjonskabel.
<b>Faseavstand</b>	Ca. 9-11 meter. Ved lengre spenn kan faseavstanden økes til 12,5 meter.
<b>Isolatorer</b>	Utforming i glass. Ca. 3,5 meter kjedelengde i V-form. Mattet utførelse på visse strekninger som avbøtende tiltak.
<b>Mastetype</b>	Statnetts selvberende portalmast i stål med innvendig bardunering .
<b>Spennlengder</b>	Avstand mellom mastene vil variere fra 150 til 800 meter, med normalt ca. 3 master pr. km. Enkelte fjordspenn og spenn over daler kan bli vesentlig lengre.
<b>Mastehøyder</b>	Normalt 25-30 meter, varierende fra 15-45 meter målt til underkant travers.
<b>Byggeforbudsbelte</b>	Ca. 40 meter, dvs. ca. 10 meter utenfor ytterfase. For to parallelle ledninger vil det totale byggeforbudsbeltet avhenge av spennlengder og faseavstand
<b>Avstand ved parallellføring</b>	Normalt ca. 20 meter mellom de nærmeste liner på eksisterende og ny ledning. I fjellterreng og ved spesielt lange spenn kan det være aktuelt å øke avstanden noe.
<b>Ryddebelte</b>	I skog vil ryddebeltet normalt bli lik byggeforbudsbeltet, men kan økes noe for å holde ledningen sikker mot trefall - for eksempel i skråterreng. Om nødvendig ryddes også enkelttrær utenfor ryddebeltet (sikringshogst). På definerte strekninger er det beskrevet begrenset skogrydding av avbøtende tiltak.
<b>Transformator- /koblingsstasjoner</b>	Se kapittel 3.2.1

### 3.2.1 Transformator- og koplingsanlegg

#### Transformatorstasjon i Alta, Skillemoen:

- Ny lokalisering der stasjonen er trukket lengre inn mot fjellfoten på Skoddevarre. Ingen tekniske endringer.

#### Reaktiv kompensering

- Utover løsninger konsesjonssøkt i mai 2009, vil det være behov for reaktor i transformatorstasjonene i Alta, Skaidi og Hammerfest (Hyggevatn).

#### Forbehold om plassering

- Det vil bli utført grunnundersøkelser på de omsøkte stasjonsområdene sommeren 2011. Dersom grunnforholdene enkelte steder viser seg helt uegnet, må plasseringen av installasjoner eller hele stasjonsområder justeres i større eller mindre grad.



### **3.3 Nødvendig høyspenningsanlegg**

Inngår i pkt 3.2

### **3.4 Systemløsning**

Det henvises innledningsvis til konsesjonssøknad av mai 2009. Det er ikke gjort endringer i forhold til overordnet systemløsning.

### **3.5 Sikkerhet og beredskap**

Det henvises til konsesjonssøknaden av mai 2009, samt vedlagte tilleggsutredninger.

### **3.6 Teknisk/økonomisk vurdering**

Det henvises til konsesjonssøknaden av mai 2009, samt vedlagte tilleggsutredninger.

Tilleggssøkte løsninger innebærer en mindre kostnadsreduksjon sammenlignet med konsesjonssøkt løsning for samme strekninger.

Kostnadsendringene vil ikke endre konklusjonene i forhold til lønnsomheten av tiltaket.

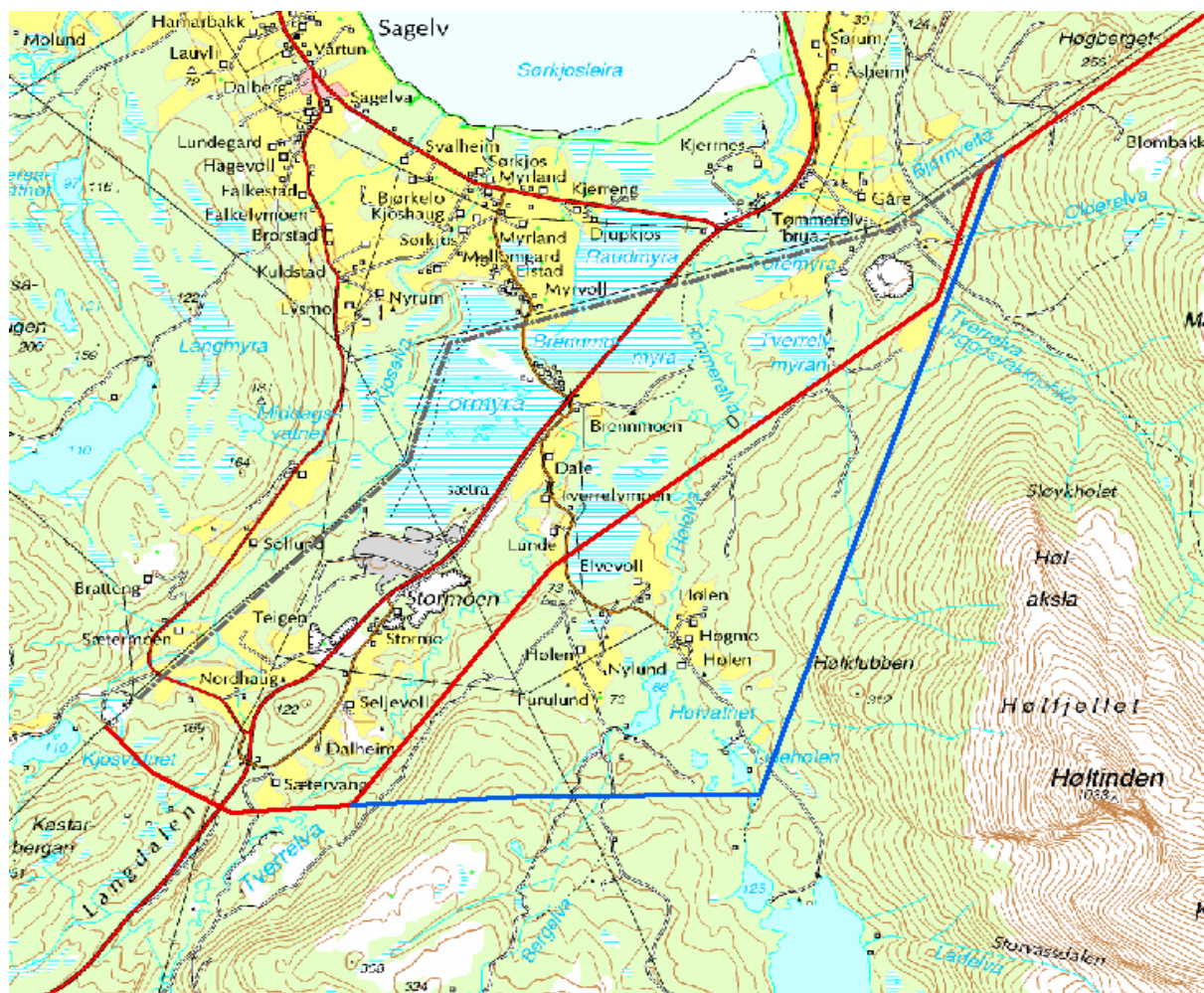
## 4. VIRKNINGER FOR MILJØ, NATURRESSURSER OG SAMFUNN

### 4.1 Konsekvensanalyser

Det er gjennomført konsekvensanalyser for traséene som nå tilleggssøkes, videre er også mindre traséjusteringer tatt med i konsekvensanalyser utført av Statnett og eksterne fagutredere. For øvrig henvises til konsesjonssøknaden av 2009. Det er ikke utført konsekvensanalyser i forhold til alternative masteløsninger, men hensikten med å utvikle alternative master er å forbedre inntrykket for omgivelsene, enten ved smalere ryddegate eller mindre dominerende konstruksjoner.

#### 4.1.1 Hølen - Balsfjord kommune (trasé 1.25)

Statnett har vært i dialog med Balsfjord kommune med hensyn til endret trasé ved Hølen. Hensikten med endringen er å føre kraftledningen bak bebyggelsen og unngå nærføring. Kraftledningen kommer lengre unna Sørkjosleira naturreservat, men kan bli mer synlig fra noen vinkler. Dette er en endring som nok har en overvekt av fordeler for omgivelsene og som er ønsket av kommunen.



Figur 1. Ny trasé merket med blå strek på kartet berører andre områder og andre grunneiere, og vil dermed kreve en tilleggssøknad.

Fagutredninger viser at det er marginal differanse mellom de to alternativene.

#### **Vurdering fra fagutredner.**

##### *Reindrift;*

Alt 1.25 vil være noe mer negativt for reindriften. Dette skyldes at alt. 1.0 går gjennom områder som allerede er menneskepåvirket og hvor en parallellføring søkes opprettholdt. Alt.1.25 er et alternativ som fraviker parallellføring og går i et område der menneskepåvirket aktivitet har vært begrenset tidligere.

##### *Biologisk Mangfold;*

Dette alternativet utgjør en større kollisjonsrisiko for dagrovfugl og våtmarksfugl enn tidligere omsøkt alternativ. Traséjusteringene i Balsfjord har generelt liten betydning for biologisk mangfold.

##### *Landbruk;*

Innenfor dette området finnes det delområder som har stor verdi for landbruket med dyrket mark og skog med høy bonitet. Samlet sett ble hele dette delområdet gitt *middels til stor verdi*. Det er imidlertid store variasjoner og innenfor de områder som berøres av endret/ny trasé overstiger ikke verdien *middels*.

##### *Reiseliv;*

Det er ikke registrert reiselivsinteresser i de nærmeste omgivelsene til alt.1.25 og fjernvirkningen antas ikke å påvirke øvrige reiselivsinteresser. Omfanget vurderes som *ubetydelig* og konsekvensgraden som *ubetydelig/liten negativ*.

##### *Landskap;*

De visuelle ulempene ved alt 1.25 vurderes som moderate. Nytt alternativ 1.25 blir mer synlig på avstand enn konsesjonssøkt alternativ, likevel vurderes disse virkningen som moderate. Det er ingen nærvirkningskonflikter ved dette alternativet.

##### *Friluftsliv, rekreasjon og hytter;*

Noen hytteeiere får 420 kV ledningen nærmere ved alt 1.25. For øvrig er det mindre endringer i forhold til Konsekvensutredning av mai 2009.

##### *Kulturminner/-miljø*

Alternativ 1.0 og 1.25 er rangert likt da det på bakgrunn av omfangs- og konsekvensvurdering, ikke er funnet vesentlige forskjeller sett i forhold til kulturminner og kulturmiljø.

#### **Kostnader**

- |   |                     |                  |
|---|---------------------|------------------|
| • Alt 1.0 (5,7 km) Konsesjonssøkt 2009,         | Totalkostnad        | 28 mill          |
| • <u>Alt 1.25 (6,8 km) Tilleggssøknad 2011,</u> | <u>Totalkostnad</u> | <u>32,5 mill</u> |
| ○ Differanse                                    |                     | 4,5 mill         |

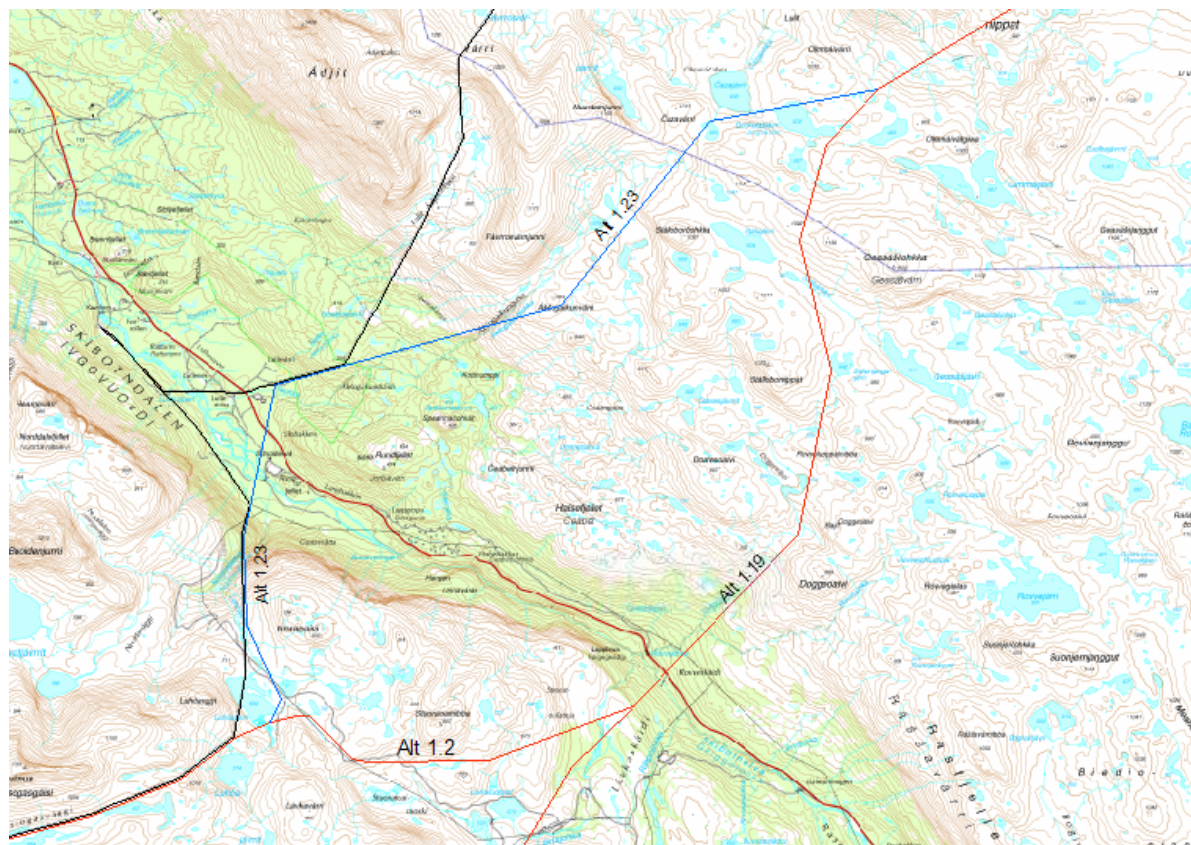
#### **4.1.2 Kryssing av Skibotndalen - Storfjord Kommune (trasè 1.23)**

Denne traséen ble konsekvensutredet i forbindelse med opprinnelig konsesjonssøknad, men ikke omsøkt. Traséen går gjennom Lulleskogen Naturreservat og de fleste fagutredninger i KU fra 2009 har lagt vekt på vernehensynet og rangerer stort sett dette alternativet som det dårligste.

Det er nå avklart med reindriftnutøverne at alternativet medfører et mindre negativt inngrep for Helligskogen reinbeitedistrikt fordi traséen går lengre ned i dalen enn den tidligere



omsøkte og innebærer en delvis parallellføring med eksisterende 132kV ledning. Helligskogen reinbeitedistrikt oppholder seg i området hele året og Statnett vurderer at hensynet til reindriften gir grunnlag for å søke dispensasjon fra vernebestemmelsene. Alternativet medfører dessuten at ledningen legges lavere i terrenget, med tilhørende reduserte klimalaster og kostnader.



**Figur 2. Kartet viser omsøkt alternativ 1.2/1.19 og alt 1.23 som i større grad følger bestående 132 KV. Svart strek viser trase for bestående 132k som går ned til kraftverket ved Brennfjell.**

Det er mulig å øke mastehøyden på de 2-3 mastene som berører verneområdet, slik at linene spenner fritt over skogen og man unngår ryddegate. På denne måten begrenses ytterligere inngrep i forhold til skog og planter i verneområdet.

For oppsummering av konsekvenser vises det til tabell s.20 og for ytterligere beskrivelse vises det til tilleggsutredningen i del 2.

#### **Vurdering fra fagutreder.**

I arbeidet med konsekvensutredningen i 2008/2009 uttaler fagutrederne;

#### *Landbruk;*

Denne kryssingen gir et større arealbeslag av produktiv skog i dalen sammenlignet med de andre alternativene her. I alt 353 dekar skog med høy, middels og lav bonitet beslaglegges som følge av rydebeltet. I forhold til landbruksressurser er denne kryssingen av Skibotndalen mer konfliktylt og konsekvensgraden settes til *middels/ stor negativ*.

*Biologisk mangfold;*

Dette vil medføre tap av rik kalkfuruskog, som er registrert som den største i Norden. Både Marisko(orkidè) og den mindre vanlige Huldreblomen som vokser i området er fredet etter naturvernloven og er oppført på internasjonale konvensjonslister. I øvre del av tiltaket nær alternativ 1.0 vil traséen komme i direkte kontakt med kjent hekkelokalitet for jaktfalk. Samlet vurderes traséalternativ 1.0 – 1.23 – 1.0 å ha en stor negativ konsekvens. Hekkelokaliteten for jaktfalk kan også bli berørt av omsøkt alternativ.

*Reindrift;*

Ved kryssing av Skibotndalen går alternativ 1.23 forbi stup hvor reinen ikke ferdes. 1.23 går mer i ytterkant av vårbeitene og passerer mer perifere kalvingsområder enn de andre alternativene.

Det synes derfor ganske klart at alternativ 1.0 – 1.23 – 1.0 er det minst negative i forhold til reindriften innenfor seksjon 2. Konsekvensgraden for dette alternativet kan også være negativt innenfor enkelte områder i seksjonen, men totalt sett faller det bedre ut enn de andre og settes til *liten/middels negativ*.

*Reiseliv;*

Det er positivt at den nye 420-kV ledningen følger eksisterende ledning over en lengre strekning. Omfang for reiselivet settes til *middels/lite negativt* og konsekvensgraden settes til *middels negativ*.

*Friluft, rekreasjon og hytter;*

Denne kryssingen av Skibotndalen vil i mindre grad berøre hytteområdet enn de øvrige alternativene. For et betydelig antall hytter vil alternativet representere et nytt inngrep i nærområdet og hyttene vil bli liggende innenfor tiltakets visuelle influenssone. Det direkte innsynet til ledningen er imidlertid mer skjermet enn de østligere alternativene. Et regionalt viktig hytteområde som er planlagt utvidet vil i beskjeden grad bli eksponert mot ledningen. Tre ulike traséer for rekreasjonskjøring i utmark vil bli berørt av tiltaket. Samlet konsekvensgrad settes til *liten/middels negativ*.

*Landskap;*

Prinsipielt er det selvfølgelig uheldig at traséen krysser gjennom Lulleskogen naturreservat, men med hensyn til landskapstilpasning er dette for øvrig det beste og minst eksponerte alternativet. Gjennom en avveining av fordeler og ulemper får dette alternativet konsekvensgraden *middels negativ*.

*Kulturminner;*

Ingen kulturmiljøer berøres direkte av tiltaket innenfor seksjon nr. 2. På traséalt. 1.0 – 1.23 – 1.0 beskrives omfanget for kulturminner som *lite negativt* og konsekvensen som *små negative*.

**Kostnader**

- Alt 1.2/1.19 (18,2km) Konesjonssøkt 2009 Totalkostnad 95 mill
- Alt 1.23 (17,7km) tilleggssøknad 2011 Totalkostnad 88 mill
  - Differanse -7 mill

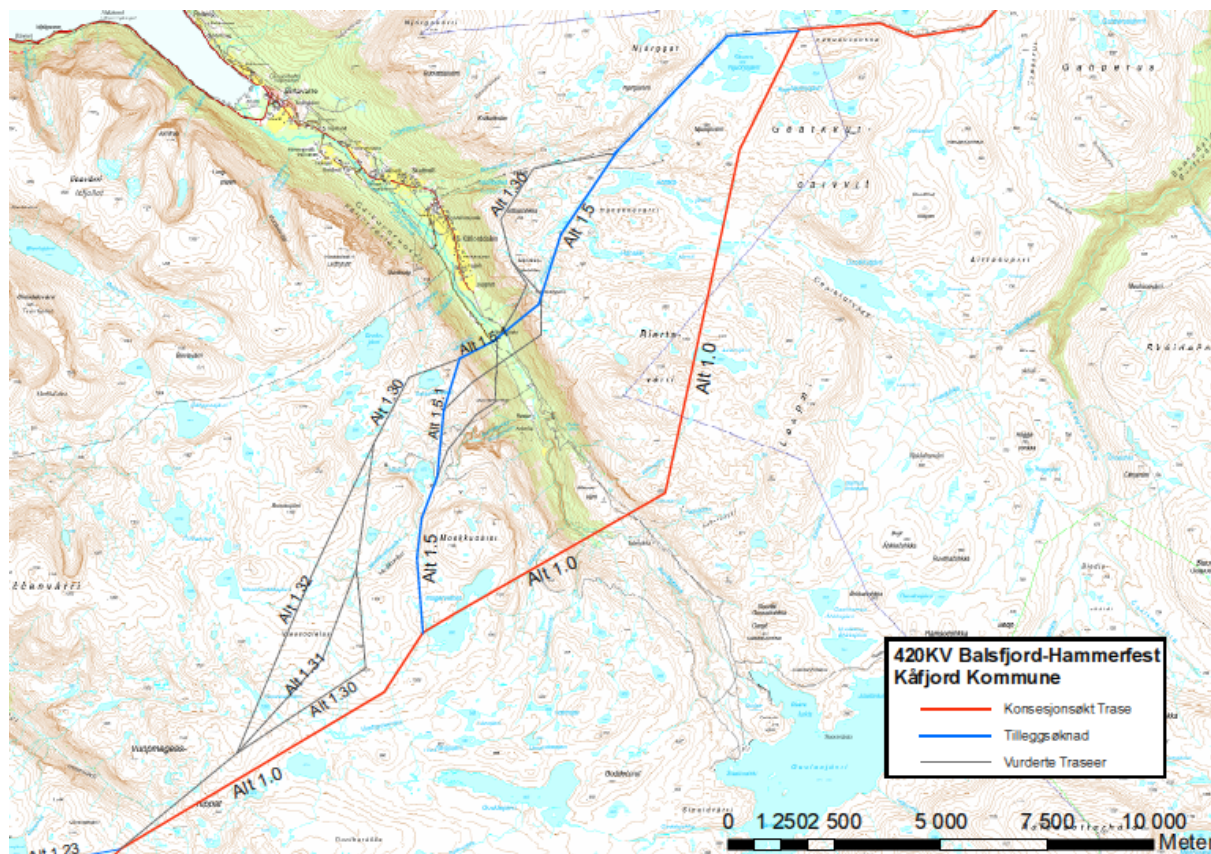
Kostnader med eventuelle høyere master for å spenne over skog i Lulleskogen naturreservat er ikke med i beregningen.



#### 4.1.3 Kryssing av Kåfjorddalen - Kåfjord kommune (trasè 1.5.1 – 1.5 – 1.5.1)

Kåfjord kommune og reinbeitedistrikt 37 har ønsket en trasé som krysser lengre nede i Kåfjorddalen. Reinbeitedistrikt 36 har ønsket at Statnett utreder en trasé som innebærer større andel parallellføring med bestående ledninger.

Statnett har gjennomført møte med Kåfjord kommune, samt møter og befaringer med reindriftsutøvere og meteorolog. På bakgrunn av dette har Statnett kommet frem til en trasé som er teknisk gjennomførbar og som ivaretar driftsmessige hensyn.



**Figur 3. Kartutsnittet viser konsesjonsøkt trasealternativ 1.0, rød, og ny konsesjonssøkt trasé 1.5-1.5.1-1.5 med klar blå strek. Øvrige streker er alternativer som er vurdert etter innspill fra reindriften, men som hovedsakelig ikke er aktuelle på grunn av ekstreme klimalaster.**

Alternativ 1.5-1.5.1-1.5 innebærer at man går ned i et langspenn på ca 875 meter på vestsiden av Kåfjorddalen, ca 500 meter innenfor revefarmen, hvorpå to forankringsmaster nede i dalbunnen, og deretter opp i et langspenn på ca 840 meter på østsiden. Langspennene på begge sider av dalen, vil i henhold til Luftfartstilsynets forskrifter, merkes med flymarkører og mastene både nede i dalen og på fjellet vil bli farget røde og hvite.

Fagutredningene tilsier liten forskjell mellom de to alternativene. For reinbeitedistriktene, kommunen og reiselivet vil denne løsningen være en positiv endring. Se for øvrig tabell nedenfor som viser oppsummerte konsekvenser.

For oppsummering av konsekvenser vises det til tabell s.20 og for ytterligere beskrivelse vises det til tilleggsutredningen s. 21 -24 i del 2.

## Vurdering fra fagutreder.

### *Biologisk mangfold;*

På større deler av strekningen er det få dokumenterte konfliktpunkter. Da det ikke er nødvendig med ryddegater, er det masteplasseringen som vil kunne påvirke naturtypelokaliteter negativt. Traséen vurderes derfor å ha et lite negativt omfang og liten negativ konsekvens for de registrerte naturtypelokalitetene i området.

For de registrerte hekkende rovfuglene i området vil økt kollisjonsfare medføre et stort negativt omfang.

Samlet konsekvensvurdering settes til *middels negativ*.

### *Friluft, rekreasjon og hytter;*

Alternativ 1.5-1.5.1-1.5 er et noe mer negativt alternativ enn 1.0, selv om konsekvensgraden er lik bl.a. som følge av et attraktivt område med landskapskvaliteter i Ørnedalen. INON-status for influensområdet innenfor seksjonen (Skibotn – Kåfjord) blir vesentlig forringet av alternativene. Samlet konsekvensgrad settes til *middels negativ*.

### *Landskap;*

Ut fra landskapshensyn vurderes alternativene 1.0 og 1.5-1.5.1-1.5 å ha samme konsekvensgrad (*store til middels negative*), samtidig rangeres alternativet bak alternativ 1.0 bl.a. på grunn av at alternativ 1.5.1 trenger seg mer på bebyggelsen i Kåfjorddalen.

### *Reindrift;*

Det er to reinbeitedistrikter som berøres av endringen som alt 1.5.1 innebærer. Endringen vurderes av utreder som mindre negativ enn omsøkt alternativ fordi Suonjercohkka og trekk opp her blir mindre berørt.

Samlet konsekvensgrad for begge reinbeitedistrikt settes til *stor/ middels negativ*, og er den samme som for omsøkt alternativ i 2009.

### *Reiseliv;*

For reiselivet traséalternativ 1.5.1 middels negativ konsekvensgrad, og vurderes å ha små (sannsynligvis ubetydelige) virkninger for attraksjonene ved Ankerlia og Sabetjohka. Dette alternativet vurderes å ha mindre negativ konsekvensgrad enn tidligere vurderte alternativer, og settes til *middels negativ*.

### *Landbruk;*

Det er aktivt landbruk i Kåfjorddalen. Influensområdet til ny kraftledning går langt opp i dalen der verdien er begrenset. Verdien i forhold til dette temaet er *liten/middels*.

### *Kulturminner/-miljø;*

Alternativ 1.5.1 rangeres som mindre godt ettersom tiltaket vil medføre en grad av negativ konsekvens for et flertall av kulturmiljøene. Tiltaket forventes imidlertid ikke å medføre endringer av betydning for Ankerlia som er tilrettelagt som kulturmiljø.

Alternativ 1.5.1 rangeres som et bedre alternativ sett i forhold til tidligere alternativ 1.5. Alternativ 1.5.1 er et bedre alternativ med tanke på kulturminneverdiene i kulturmiljøene Ankerlia, Hånskkečohkka og Silbačohkka. Konsekvensgrad for kulturmiljø har en overvekt av *ubetydelig/ små negative*.

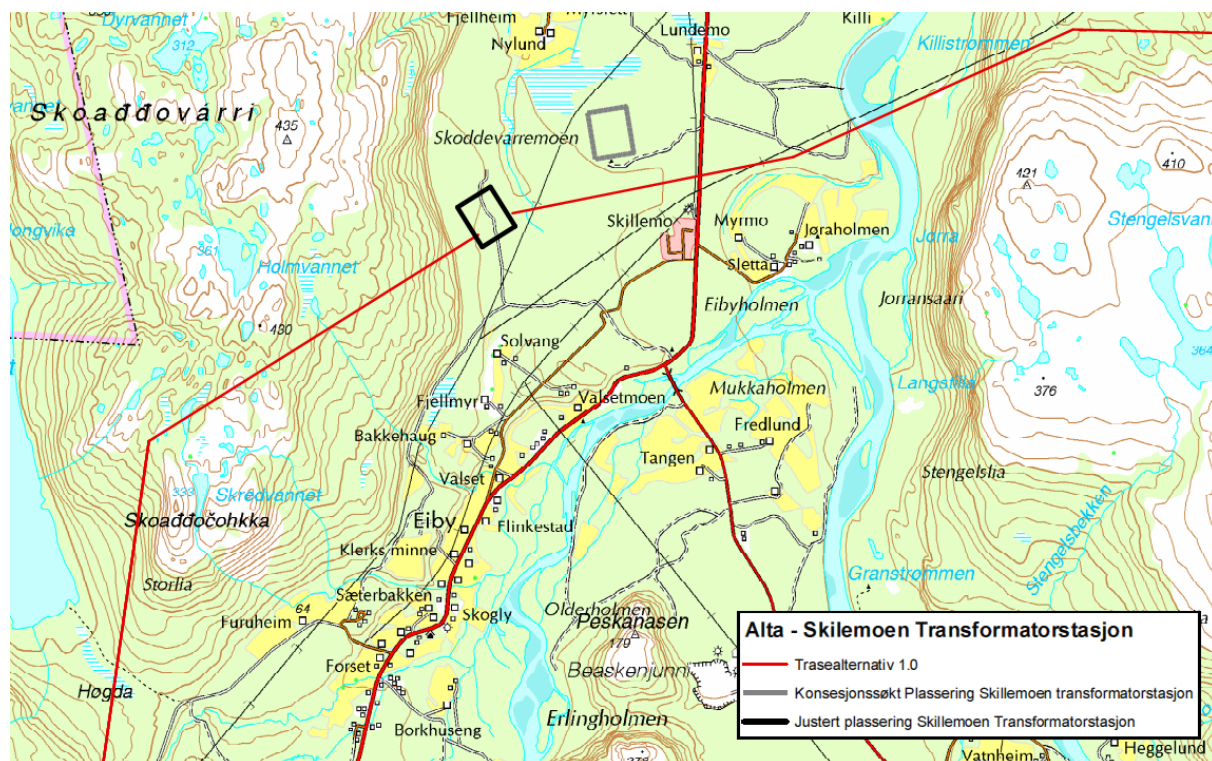
## **Kostnader**

- |  |                             |
|--|-----------------------------|
| • Alt. 1.0 (18 km) Konesjonssøkt 2009,           | Totalkostnad 95 mill        |
| • <u>Alt. 1.5.1 (18 km) tilleggssøknad 2011,</u> | <u>Totalkostnad 94 mill</u> |
| ○ Diff   | - 1 mill                    |

#### 4.1.4 Ny plassering Skillemo transformatorstasjon - Alta Kommune

Alta kommune har i sine merknader til konsesjonssøknaden anmodet Statnett om å trekke foreslått transformatorstasjon på Skillemo lengre inn mot fjellfoten ved Skoddevarre for å redusere de negative konsekvensene av tiltaket ved dette alternativet.

Fagutredningene viser i hovedsak en positiv forbedring ved ny plassering. For reindriften vil ny plassering føre til en negativ endring som følge av at stasjonen kommer nærmere fjellet og dermed trekkområdene.



**Figur 4. Kartutsnittet viser ny plassering av Skillemoen Transformatorstasjon, nærmere inn til Skoddevarre.**

For kulturminner vil ny plassering føre til en negativ endring der konsekvensgraden settes til "svært stor" som følge av at stasjonsområdet er plassert på samme sted som en mulig tjæremile. Kulturminnet har uavklart vernestatus i påvente av 14C-datering. Anlegget vil ikke nødvendigvis bli ødelagt av utbyggingen, men vil bli liggende inne på stasjonsområdet. Statnett har avtalt møter med kulturminnemyndighetene for å vurdere funn gjort feltsesongen 2010, herunder også på Skillemo. Det vil da bli vurdert tiltak både i forhold til dette kulturminnet og andre konflikter.

For oppsummering av konsekvenser vises det til tabell s.20 og for ytterligere beskrivelse vises det til tilleggsutredningen i del 2.



**Vurdering fra fagutreder vedr Skillemo transformatorstasjon.***Landbruk;*

Samlet sett ble dette delområdet gitt middels til stor verdi i konsekvensutredningen i 2009, men det er bare en liten del av dette området som blir berørt av ny transformatorstasjon. Området består av lettdrevet barskog med lav bonitet. Dette har *liten til middels* verdi.

*Reindrift;*

En plassering av stasjonen nærmere Skoddevarre vurderes som negativt i forhold til reindriften, sammenlignet med opprinnelig plassering. Ny lokalisering kan påvirke dyr som går langs furuskogen og hindre dem fra å trekke langs med, og opp den østvendte skrenten av Skoddevarre. Det kan også forekomme en unnvikelseeffekt som følge av menneskelig aktivitet ved stasjonen. Samlet konsekvensgrad settes til *liten negativ*.

*Kulturminner;*

Ny plassering vil komme i konflikt med registrert kulturminne. Konsekvensgrad settes derfor til *stor negativ*.

*Biologisk Mangfold;*

Naturforholdene er ganske homogene og endring av lokalisering til transformatorstasjonen samt endring av ledningstrasé har liten betydning. Ny plassering vurderes som marginalt bedre enn omsøkt. Samlet konsekvensvurdering er *liten negativ*.

*Reiseliv;*

Ny transformatorstasjon er mer skjult enn tidligere lokalitet. Vurdering av seksjon 5 Alta, med stasjonsalternativ Skillemo forblir derfor som tidligere vurdert. Konsekvensgrad settes til *middels negativ*.

*Landskap;*

Endringene i plassering av stasjonen synes å ha små konsekvenser for ledningsføring ut og inn fra transformatoranlegget. Grunnet bedre skjerming mot nord rangeres den nye plasseringen av Skillemo transformatorstasjon som bedre enn konsesjonssøkt alternativ. Konsekvensgraden settes imidlertid til den samme for begge; *små negative*.

*Friluft, rekreasjon og hytter.*

I dalførene og de nære fjellområdene innenfor influensområdet utøves et aktivt nærfriluftsliv. Den betydelige befolkningkonsentrasjonen gjør også at friluftaktiviteten er stor i dette området. Den alternative plasseringen av Skillemo transformatorstasjon medfører ingen endring i konsekvens under temaet sammenlignet med konsesjonssøkt plassering. Samlet konsekvensgrad settes til *middels/ stor negativ*.

For øvrig vises det til tilleggsutredning s.28-30 og tabell nedenfor som viser oppsummerte konsekvenser.

Tabell 4. Oppsummerte konsekvenser for alle fagutredninger.

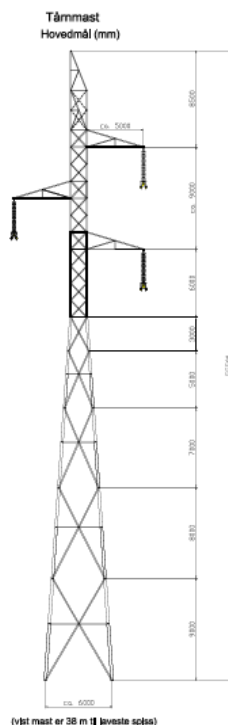
Trasé alt;	Landskap		Reindrift		Biologisk		Reiseliv		Landbruk		Friluftsliv		Kulturmiljø	
	Konsekvensgrad	Gradering	Konsekvensgrad	Gradering	Konsekvensgrad	Gradering	Konsekvensgrad	Gradering	Konsekvensgrad	Gradering	Konsekvensgrad	Gradering	Konsekvensgrad	Gradering
<b>Balsfjord</b>														
Alt. 1.0	Stor	2	Middels/liten	1	Middels/stor	1	ubetydelig/liten	*	Middels/stor	2	Liten/middels	1	Ubetydelig/små	1
Alt. 1.25	Middels	1	Liten/middels	2	Middels/stor	2	ubetydelig/liten	*	Middels/stor	1	Liten/middels	2	Ubetydelig/små	2
<b>Storfjord</b>														
Alt. 1.0-1.2-1.19	Middels/liten	1	Middels/stor	4	Middels/stor	3	Middels	2	Middels	2	Middel	2	Ubetydelig/små	*
Alt. 1.0-1.19	Middels/liten	2	Middels/stor	5	Middels/stor	2	Middels	3	Middels	2	Middel	3	Ubetydelig/små	*
Alt.1.0-1.23-1.0	Middels	3(6)	Middels	1(6)	Stor	6(6)	Middels	1(6)	Middels/stor	3(3)	Liten/middels	1(6)	små	*
<b>Kåfjord</b>														
Alt. 1.0	Stor/middels	1	stor/middels	2	Middels	1	Stor	2	Ubetydelig/liten	1	middels	1	Ubetydelig/små	1
Alt. 1.5-1.5.1-1.5	Stor/middels	2	stor/middels	1	Middels	2	Middels	1	Liten	2	middels	2	Ubetydelig/middels	2
<b>Alta</b>														
Skillemo Alt. 1.0	Små	2	Ubetydelig	1	Liten	2	Middels		Middels	5	Middels	*	små/middels	1
Skillemo tilleggssøkt	Små	1	Liten	2	Liten	1	Middels		Middels	5-6-	Middels	*	Svært store negative	2
<b>Utredet, men ikke omsøkt:</b>														
<b>Hammerfest</b>														
Alt.1.0	Stor/middels	1	Middels/stor	2	Ubetydelig/liten	2	Liten/middels	1	Ubetydelig	1	middels	2	ikke grunnlag	0
Alt. 1.34	Stor	2	Ubetydelig/liten positiv	1	Ubetydelig/liten	1	Liten/middels	2	Ubetydelig	1	Middels	1	ikke grunnlag	0

#### 4.1.5 Masteløsninger

Statnetts standard portalmast er en utprøvd konstruksjon som er optimalisert i forhold til materialforbruk, konstruksjonsstyrke, montasjevennlighet, drift og vedlikehold gjennom flere tiår. De siste årene har imidlertid Statnett arbeidet med et FoU-prosjekt for å finne fram til alternative og stedstilpassede masteløsninger for å møte omgivelsene med bedre design og redusert synlighet, særlig der folk bor og ferdes mye.

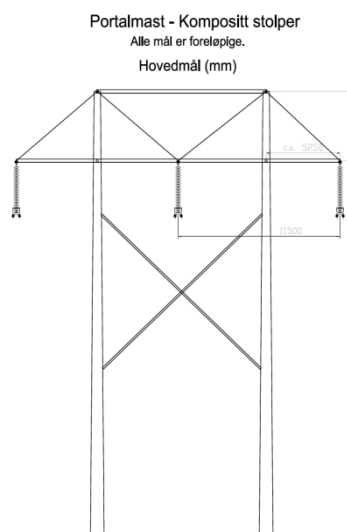
De alternative masteløsningene er enda ikke fullstendig kvalifisert i forhold til teknisk kapasitet, drift og HMS, men er kommet så langt at det er ønskelig å kunne vurdere dem for enkelte prøvestrekninger der hvor terreng, klimalaster og hensynet til omgivelsene gjør det hensiktsmessig. Slik Statnett nå ser det, vil enkelte strekninger i Balsfjord og Storfjord kunne være aktuelle. De nye mastene som er utviklet er utelukkende bæremaster. Foreløpig vil derfor master med behov for avspenning (liggende, ikke hengende isolatorer) i forbindelse med vinkler og forankringer måtte bygges som Statnetts standard portalmast. Prøvestrekningene må av den grunn vurderes nøye i forhold til omfanget og plasseringen av standardmastene. Statnett vil oversende dokumentasjon for de nye mastetyperne etter hvert som det foreligger.

I det videre arbeidet med ledningsprosjektet ønsker Statnett å samarbeide både med konsesjonsmyndighetene og de lokale myndighetene for å avklare om disse masteløsningene kan oppfattes som en forbedring for omgivelsene og for å konkretisere eventuelle prøvestrekninger.

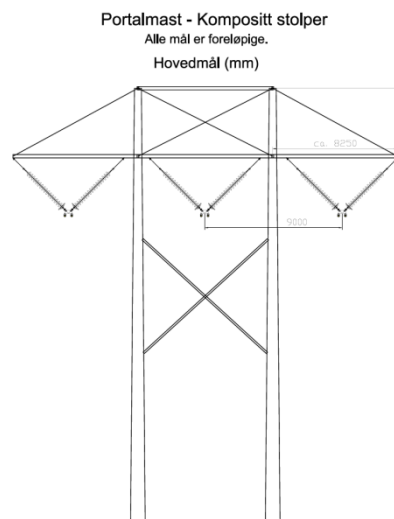


**Figur 5. Tårnmast.**

Ny tårnmast vil redusere ryddebeltet med 8m, men vil bli ca 10 meter høyere enn Statnetts standard portalmast ved samme spennlengder.



**Figur 7**  
**Portalmast med komposittstolper og I-kjedet oppheng.**



**Figur 6.**  
**Portalmast med komposittstolper med V-kjedet oppheng.**

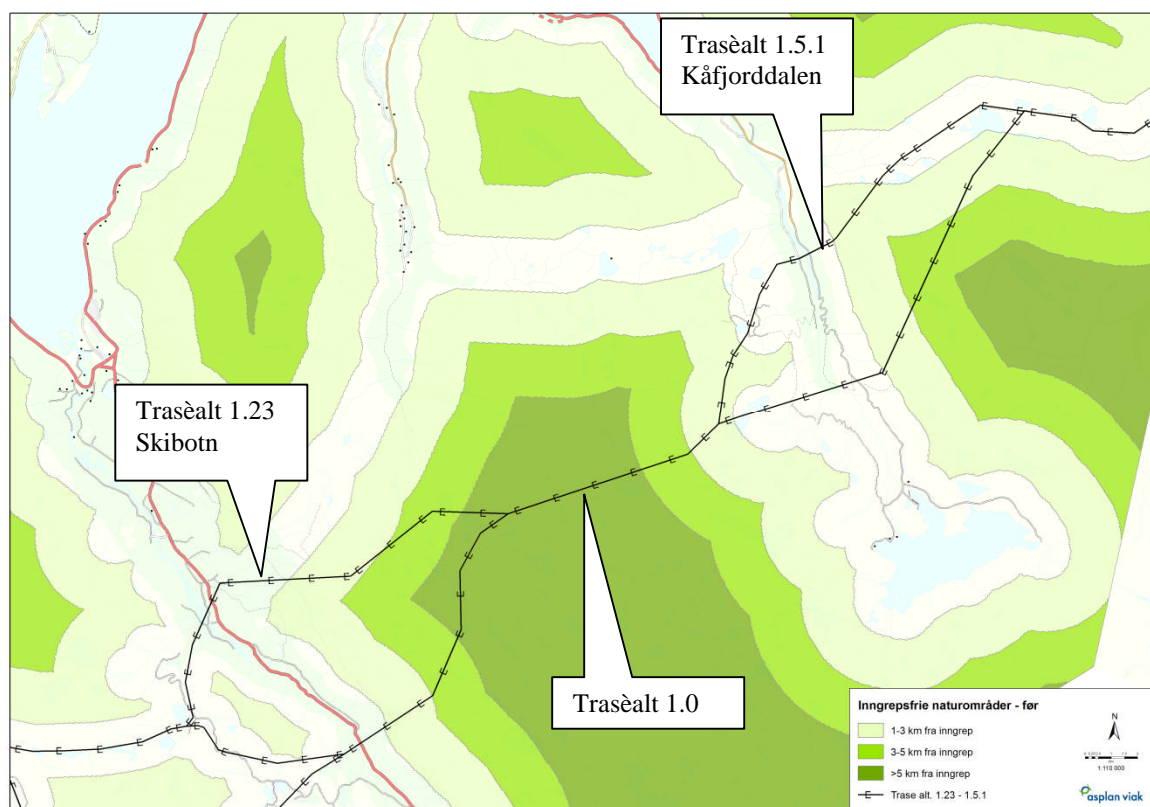
Ny portalmast med komposittstolper har et visuelt uttrykk som nærmer seg trestolpens, selv om traversen må utføres med en fagverkskonstruksjon. Masten til høyre har V-kjedet oppheng og krever et ryddebelte på 38 meter, mens masten til venstre har I-kjedet oppheng og krever 43 meters ryddebelte, dvs tilsvarende som Statnetts standard portalmast.

Avstanden mellom mastene vil måtte bli kortere enn ved bruk av Statnetts standard portalmast. Det vil si at på strekninger med slike master vil det medføre flere mastepunkter.

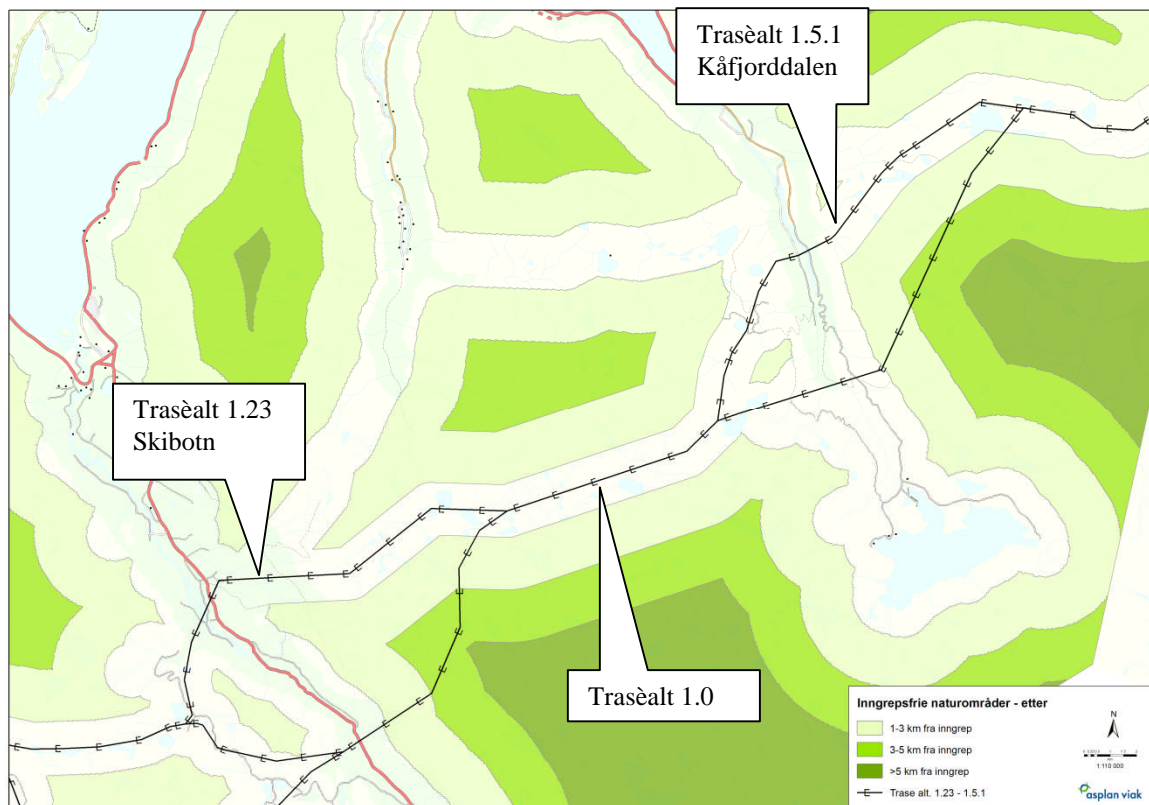
#### 4.1.6 INON Inngrepsfrie Naturområder i Norge.

Kraftledningen mellom Balsfjord og Hammerfest følger i all hovedsak eksisterende 132kV trasé. Det vil si at tiltaket legges i områder som allerede er preget av naturinngrep som veier, kraftledninger, dammer og bygninger.

Unntaket er strekningen mellom Skibotndalen og Kåfjorddalen. Her går eksisterende kraftledning ned i Manddalen, hvor det av plasshensyn ikke er mulig å parallellføre en 420kV kraftledning i tillegg. I tillegg tilsier erfaringen med hensyn til driftssikkerhet at en ny trasé i området bør legges lengre mot sør, i lavereliggende terreng der klimalastene er mindre. Tilleggssøkte traséer alt.1.23 i Skibotn og alt.1.5.1 i Kåfjord vil redusere inngrep i uberørt natur, i forhold til omsøkt trasé. Utstrekningen av inngrepet i INON vises på kartutsnittet nedenfor.



Figur 8. INON før ny 420kV trasè



Figur 9. INON etter utbygging.

## 5. AVBØTENDE TILTAK

Det henvises til konsesjonssøknaden av mai 2009 og vedlagte tilleggsutredning i del II. Kostnader knyttet til avbøtende tiltak er ikke entydig spesifisert og må derfor kvalitetssikres i ettertid. Hensikten med beskrivelsen av avbøtende tiltak er å gi en oversikt over hvilke muligheter som finnes og om disse oppfyller tekniske og driftsmessige krav som er satt. Konkrete vurderinger av strekninger og adekvate tiltak kan bare gjøres etter befaring.

## 6. OFFENTLIGE OG PRIVATE TILTAK

Det henvises til konsesjonssøknaden av mai 2009. Tilleggssøknaden innebærer ingen endringer i forhold til offentlige og private tiltak.

## 7. INNVIRKNING PÅ PRIVATE INTERESSER

Statnett vil ta initiativ til å oppnå minnelige avtaler med alle berørte parter.

### **Erstatningsprinsipper**

Erstatninger utbetales som en engangserstatning, og skal i utgangspunktet tilsvare det varige økonomiske tapet som eiendommen påføres ved utbygging. Tomter til transformatorstasjoner erverves.

I ledningstraséene beholder grunneier eiendomsretten, men det erverves en rett til å bygge, drive og oppgradere ledningen. I forkant eller i løpet av anleggsperioden blir det satt fram et tilbud til grunneierne om erstatning for eventuelle tap og ulemper som den nye kraftledningen innebærer. Bli man enige om en avtale vil denne bli tinglyst og erstatningene utbetales umiddelbart. Dersom forhandlingene ikke fører fram, går saken til rettslig skjønn.

### **Berørte grunneiere**

Det er utarbeidet liste med berørte grunneiere/eiendommer for de konsesjonssøkte alternativene på bakgrunn av offentlige databaser (matrikkel og grunnbok). En liste over berørte grunneiere er vedlagt.

Det tas forbehold om eventuelle feil og mangler. Vi ber om at eventuelle feil og mangler i grunneierlistene meldes til Statnett. For kontaktopplysninger, se forord.

## 8. MELDING ETTER FORSKRIFT OM BEREDSKAP

Statnett vil oversende separat melding etter forskrift om beredskap i kraftforsyningen.





## DEL 2 - TILLEGGSUTREDNING



**INNHOOLD:**

<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>4</b>
<b>1. INNLEDNING</b> .....	<b>5</b>
1.1 <b>Bakgrunn</b> .....	<b>5</b>
1.2 <b>Oppbygging av dokumentet</b> .....	<b>5</b>
1.3 <b>Videre saksbehandling</b> .....	<b>5</b>
1.4 <b>Ønsker du mer informasjon?</b> .....	<b>6</b>
<b>2. BEGRUNNELSE FOR TILTAKET</b> .....	<b>7</b>
2.1 <b>Kapasitet i dagens nett</b> .....	<b>7</b>
2.2 <b>Kan systemvern forlenge levetiden til dagens nett?</b> .....	<b>7</b>
2.3 <b>Kapasitet for kraftproduksjon</b> .....	<b>8</b>
2.4 <b>Vurdering av nettap, avbrudds- og spesialreguleringskostnader</b> .....	<b>9</b>
<b>3. SAMFUNNSMESSIGE VIRKNINGER</b> .....	<b>11</b>
3.1 <b>Vurdering av lokale ringvirkninger</b> .....	<b>11</b>
3.1 <b>Konsekvenser for drikkevannskilder og evt. trasèjusteringer</b> .....	<b>14</b>
3.2 <b>Konsekvenser for utvidet ryddebelte og skredfare</b> .....	<b>15</b>
<b>4. TRASÉJUSTERINGER OG TRANSFORMATORSTASJONER</b> .....	<b>16</b>
4.1 <b>Balsfjord kommune</b> .....	<b>16</b>
4.2 <b>Storfjord kommune</b> .....	<b>18</b>
4.3 <b>Kåfjord kommune</b> .....	<b>21</b>
4.4 <b>Nordreisa kommune</b> .....	<b>25</b>
4.5 <b>Kvænangen Kommune</b> .....	<b>27</b>
4.6 <b>Alta kommune</b> .....	<b>28</b>
4.7 <b>Kvalsund kommune</b> .....	<b>31</b>
4.8 <b>Hammerfest kommune</b> .....	<b>32</b>
<b>5. SANERING OG OPPRYDDING I EKSISTERENDE NETT</b> .....	<b>37</b>
5.1 <b>Kan flere transformeringspunkter føre til mer sanering</b> .....	<b>37</b>
5.2 <b>Beskrivelse av reinvesteringer</b> .....	<b>38</b>
5.3 <b>Mulighet for sanering og kabling</b> .....	<b>39</b>
5.4 <b>Kabling i regional- og distribusjonsnettet</b> .....	<b>40</b>
<b>6. VURDERING AV KABELSTREKNINGER</b> .....	<b>41</b>
6.1 <b>Vurdering av sjøkabel på hele eller deler av strekningen</b> .....	<b>42</b>
6.2 <b>Ny omformerteknologi HVDC light / VSC</b> .....	<b>43</b>
6.3 <b>Vurdering av jordkabel på delstrekninger</b> .....	<b>44</b>
<b>7. VISUALISERINGER</b> .....	<b>48</b>
7.1 <b>Gruveanlegget ved Ankerlia- Kåfjord</b> .....	<b>49</b>
7.2 <b>Verne og verdensarvområdet i Alta</b> .....	<b>51</b>
7.3 <b>Alta by</b> .....	<b>52</b>
7.4 <b>Stalloen i Kvalsund</b> .....	<b>57</b>
<b>8. REINDRIFT</b> .....	<b>59</b>
8.1 <b>Oversikt over sidaer, beitefordelingsavtaler og bruksrettavtaler</b> .....	<b>59</b>
8.2 <b>Statnetts tilrettelegging og dialog overfor reindriften</b> .....	<b>60</b>
<b>9. AVBØTENDE TILTAK</b> .....	<b>62</b>
9.1 <b>Redusert skogrydding</b> .....	<b>62</b>
9.2 <b>Strekninger som kan ha god effekt av ulike kamufleringstiltak</b> .....	<b>64</b>
9.3 <b>Merking av liner for å unngå fuglekollisjon</b> .....	<b>67</b>
9.4 <b>Vurdering av støyreducerende tiltak</b> .....	<b>68</b>
9.5 <b>Oppsummering avvbøtende tiltak</b> .....	<b>69</b>



## SAMMENDRAG

Denne tilleggsutredningen er utført med bakgrunn i krav fra NVE fremsatt i brev av 17. Des 2009 (vedlegg 1).

Kravene til tilleggsutredning er omfattende og omhandler bl.a. trasèjusteringer, systembegrunnelse, kamuflering av ledningen, kabling og avbøtende tiltak. Statnett SF har imøtekommet kravene til innhold i tilleggsutredningen gjennom bruk av interne ressurser for å utdype visse problemstillinger og i tillegg benyttet ekstern kompetanse for å fremskaffe nødvendig grunnlag for å besvare kravene fra NVE.

Proessen har bidratt til å modne prosjektet ytterligere og har resultert i nye fagutredninger og utarbeidelse av tilleggssøknad.

I tilleggsutredningen orienterer Statnett også om prosessen som pågår med reindriftnæringen og som vil videreføres i miljø-, transport- og anleggsplanen.

## 1. INNLEDNING

### 1.1 Bakgrunn

Kraftledningsnettene nord for Balsfjord har 132 kV som høyeste systemspenning. Nettene er i hovedsak bygd i perioden 1960 – 1980.

Overføringsbehovet inn og ut av Nord-Norge påvirkes av forbruks- og produksjonsforhold i Nordland, Troms og Finnmark og av eventuell handel med Sverige, Finland og Russland. Om vinteren har området nord for Ofoten behov for å få tilført energi, mens det om sommeren har energioverskudd som leveres ut av regionen.

Det forventes betydelig økt kraftforbruk i Finnmark som følge av ny gruvedrift i Kvalsund, gjenåpning av gruvedriften i Sør-Varanger, utbygging av Goliat-feltet utenfor Hammerfest, og etablering av Snøhvit Videreutvikling. Kraftnettet i regionen har ikke kapasitet til å ta imot en slik forbruksøkning. Manglende kapasitet i nettet er også en begrensende faktor i forbindelse med etablering av ny kraftproduksjon, blant annet omfattende planer om nye vindkraftanlegg.

Dagens sentralnett fra Balsfjord til Skaidi tillater ikke full kapasitetsutnyttelse av regionalnettet. En ny 420kV-ledning fra Balsfjord til Skaidi og Hammerfest innebærer en betydelig forsterkning av sentralnettet og øker forsyningssikkerheten i regionen. Ledningen muliggjør forsyning til kjente planer for forbruksøkning innenfor petroleums- og bergverksindustri og tillater utbygging av et visst omfang fornybar kraftproduksjon.

### 1.2 Oppbygging av dokumentet

Dette dokumentet gir svar på de spørsmål og utredningskrav som NVE har stilt i sitt brev av 17. des. 2009 (vedlegg 1).

Utredningskravene er gjenspeilet i kapitteinndeling og overskrifter, og i tillegg er NVE sine konkrete spørsmål/krav tatt inn først i alle kapitler i egen tekstboks.

I tilleggsutredningen er det dessuten lagt inn informasjon om Statnetts pågående dialog med reindriften for å begrense ulemper og kartlegge gjensidige tilpasningsmuligheter både under utbygging og drift av en eventuell ny 420 kV-ledning.

### 1.3 Videre saksbehandling

Som følge av modning, videreutvikling og arbeid med høringsuttalelser og tilleggsutredningskrav har Statnett utarbeidet en tilleggsøknad som omfatter endringer i forhold til opprinnelig konsesjonssøknad i flere kommuner. NVE vil vurdere å sende tilleggsutredning og tilleggsøknad ut på en ny høringsrunde. Etter høringsperioden vil NVE ta stilling til om konsekvensutredningene oppfyller kravene som er fastsatt i utredningsprogrammet av september 2008 og tilleggskravene fra desember 2009, og om det skal gis konsesjon til prosjektet. NVE kan også avgjøre om det skal knyttes vilkår til gjennomføring av prosjektet. Alle berørte parter har anledning til å påklage NVEs vedtak til Olje- og energidepartementet (OED). En avgjørelse i OED er endelig.

## 1.4 Ønsker du mer informasjon?

Dersom du ønsker ytterligere informasjon om planene, har nyttig informasjon å gi eller om du ønsker å få besøk av Statnett, kan du henvende deg til en av våre grunneierkontakter eller prosjektleder på telefon eller e-post som angitt på første side i dette dokumentet.

Ønsker du mer detaljerte kart, flere eksemplarer av utredningen eller enkelte av dokumentene som er utarbeidet tidligere, kan dette fås ved henvendelse til Statnett. Dette og annen informasjon om prosjektet finnes også på Statnetts hjemmeside [www.statnett.no](http://www.statnett.no) under prosjekt Balsfjord - Hammerfest.

## 2. BEGRUNNELSE FOR TILTAKET

*"Det skal gjøres en vurdering av hvor mye effektøkning i form av nytt forbruk som kan komme før Balsfjord – Hammerfest må bygges. Vurderingen skal inneholde;*

- En teknisk/økonomisk vurdering av hvor mye nytt forbruk (kvantifisert) som kan forsynes før Balsfjord – Hammerfest må bygges.*
- Vurdering av hvorvidt økt bruk av systemvern kan utsette utbygging av Balsfjord – Hammerfest.*
- Det skal gjøres en vurdering av hvor mye ny kraftproduksjon i Finnmark og Troms det er kapasitet til i dagens nett, og hvor mye ny produksjon Balsfjord – Hammerfest kan åpne for.*
- Balsfjord – Hammerfests innvirkning på nettap, avbruddskostnader og spesialreguleringskostnader skal vurderes."*

### 2.1 Kapasitet i dagens nett

Flere hendelser i nettet i Finnmark i 2010 har klart indikert at sentralnettet i området ikke er tilstrekkelig dimensjonert. Det er utfordringer knyttet til spenning og overføringsevne i Skaidi/Hammerfestområdet, i tillegg til lange perioder der N-1 kriteriet ikke kan oppfylles i viktige snitt lengre sør. Det er følgelig ikke kapasitet i dagens nett til å akseptere nye, større forbruksuttak.

Beregninger viser at sentralnettet frem til Skaidi begrenser utnyttelsen av regionalnettet på en slik måte at forsyning av eksisterende forbruk ikke er i tråd med Statnetts driftspolicy. Dagens nett kan på bakgrunn av dette ikke være et realistisk nullalternativ for å forsyne forbruket i regionen.

### 2.2 Kan systemvern forlenge levetiden til dagens nett?

Det er allerede i dag etablert systemvern for lastbortkobling (BFK) ved utfall av 420 kV ledningen Ofoten-Kvandal og Kvandal-Balsfjord. Dette systemvernet gir utkobling av last ved Finnfjordbotn smelteverk og/eller last på Melkøya for å unngå mørklegging av større områder dersom det oppstår alvorlige ledningsfeil i kritiske perioder. Det er overveiende sannsynlig at nytt industriforbruk som Goliat vil måtte inkluderes i det samme systemvernet. Ny 420 kV ledning Ofoten-Balsfjord vil fjerne behovet for systemvern knyttet opp mot ledningene i Nordland og Sør-Troms, men det er fortsatt behov for systemvern som skal gi funksjon mot Melkøya/Goliat ved hendelser lenger nord i 132 kV nettet.

Et eksempel som kan illustrere dette, er dagens forsyning til Hammerfest og Melkøya over to 132 kV ledninger mellom Skaidi og Hammerfest. Termisk har disse to ledningene i sum tilstrekkelig kapasitet (ca 400 MW ved 0°) for å håndtere betydelig lastøkning i Hammerfestområdet, men flere hendelser vinteren 2010 har vist at overføringen allerede i dag begrenses av dynamiske forhold. Plutselig lastøkning på Melkøya har ved flere anledninger medført kraftig spenningsreduksjon i nettet og behov for lastbortkobling, noe som indikerer at marginen mot spenningskollaps ikke er veldig stor i dag. Dette har skjedd



ved overføringsnivåer (150-170 MW) som ikke er i nærheten av termisk kapasitet for den sterkeste ledningen, og i tillegg har dette skjedd ved relativt sterkt nett (kortslutningsytelse) i området. Ved redusert kortslutningsytelse i nettet bak Skaidi er det rimelig å anta at sum overføring på de to ledningene ikke engang kommer opp i kapasiteten til den svakeste ledningen før spenningskollaps inntreffer.

Systemvern har derfor ingen nytte med tanke på å tillate fremtidig økt last av betydning i Hammerfestområdet siden økt last kan medføre spenningskollaps allerede ved intakt nett. Systemvern er imidlertid nødvendig for å klare overføringsbehovet for dagens last gitt at det skal være mulighet for netto uttak til Melkøya og Goliat.

Nytt forbruk av betydning i Hammerfestområdet er derfor sannsynligvis ikke mulig uten at det både etableres lokal spenningsstøtte og at Skaidi blir et elektrisk sett sterkere punkt (dvs økt kortslutningsytelse). Det er ikke tilstrekkelig å øke kapasiteten mellom Skaidi og Hammerfest for å unngå problemet siden det ikke styrker Skaidi som matepunkt.

420 kV ledningen Balsfjord-Skaidi-Hammerfest vil styrke nettet slik at Skaidi blir elektrisk sett sterkere. Dette er også nødvendig for å håndtere situasjoner med utfall/revisjon av 420 kV mellom Skaidi og Hammerfest. Det oppstår da en driftssituasjon tilsvarende dagens nett, men med et elektrisk sterkere punkt i Skaidi øker muligheten for å kunne forsyne lasten over de to 132 kV ledningene uten problemer. Det skal igangsettes mer detaljerte studier på kapasitet mot Hammerfest for å avklare begrensinger og mulige tiltak på kort sikt.

## 2.3 Kapasitet for kraftproduksjon

### Med dagens nett:

Det er i tidligere studier av forsyningssikkerheten i Nord-Norge<sup>1</sup> angitt maksimalt 600 MW vindkraft nord for Ofoten, og av dette maksimalt 200 MW i Finnmark uten nettforsterkninger i Ofotensnittet og lenger nord. Ny ledning Ofoten-Balsfjord vil øke kapasiteten i Ofotensnittet, men det inntreffer uansett begrensinger fra Ofoten og sørover. Begrensing på 200 MW vindkraft i Finnmark vil ikke endre seg før nettet forsterkes videre fra Balsfjord.

### Med 420 kV Balsfjord-Hammerfest:

Det må forutsettes at ny ledning Ofoten-Balsfjord er på plass for å få kraften videre ut fra Balsfjord. For å kunne etablere større mengder vindkraft nord for Ofoten må det komme andre forsterkningstiltak for å få denne kraften videre fra Ofoten. Det er sett på muligheter og tiltak sør for Ofoten i "Nord-Syd studien", et fellesprosjekt mellom Statnett og SvK som snart er ferdigstilt. Denne studien viser blant annet at et stivere nett nord for Ofoten i seg selv vil øke overføringskapasiteten sørover fra Ofoten noe, i tillegg til at den peker på mulige tiltak for øke kapasiteten sørover i Norge og Sverige.

Ser man isolert på området nordover fra Ofoten vil det bli behov for utstrakt bruk av systemvern (PFK) dersom det skal etableres mye vindkraft som må transporteres sørover mot Ofoten gjennom et radielt 420 kV-nett fra Finnmark. I en tidligere studie av 420 kV ledning helt til Varangerbotn og mye vindkraft i Finnmark<sup>2</sup> viser dynamiske analyser at det vil

<sup>1</sup> "Forsyningssikkerhet i Nord-Norge", Statnett SF, juni 2007

<sup>2</sup> "Systemutredning – Forsyningssikkerhet i Nord-Norge fase 2", Statnett SF, februar 2009

kreves PFK (produksjonsfrakobling) for alle 420 kV utfall nord for Balsfjord, og at inntil 1000 MW vindkraft kan realiseres i Øst-Finnmark, gitt tilsvarende mengde PFK sammen med deling av nettet mot Finland. Forsyningsikkerheten ved en slik løsning kan imidlertid bli redusert på grunn av kompleksiteten i en systemvernløsning knyttet mot mange ulike vindparker og den påkjenningen nettet får i feilsituasjoner når nettet drives radielt.

Det er videre igangsatt et prosjekt i fellesskap med Fingrid for å se på ulike muligheter for videreføring av 420 kV ledning mot Finland. Prosjektet vil se på muligheter og begrensninger i forhold til ny produksjon og nytt forbruk i Finnmark og Finland med en slik 420 kV-ring. Resultatene fra prosjektet vil kunne gi et bedre grunnlag for å kvantifisere utfallsrommet for mulig produksjon og forbruk i Finnmark ved en slik 420 kV ringforbindelse.

Balsfjord-Hammerfest som enkelttiltak vil altså ikke utløse mye vindkraft uten at det kommer på plass andre forsterkninger, men er et viktig skritt på veien mot et 420 kV nett i Finnmark som på sikt både kan gi god, tosidig forsyning til nåværende og framtidig industri uten dagens store behov for bruk av systemvern, og samtidig gi plass for mer vindkraft.

Selv med en ringforbindelse til Finland vil nettet ikke gi plass for all vindkraften som er meldt i Finnmark. Det er pr i dag meldt, konsesjonssøkt eller gitt konsesjon for 2800 MW ny vindkraft i Finnmark, og rundt 1350 MW i Troms, dvs. samlet over 4000 MW (ref NVE.no)<sup>3</sup>.

Det må forventes at det i praksis tillates en god del lavere produksjonsvolum enn dette, både på grunn av dynamiske begrensninger ved så store effektendringer som en feil vil medføre og den kompleksiteten som en systemvernløsning mot såpass varierende produksjon som vindkraft vil innebære. Det er også viktig å være klar over at mengde mulig ny kraftproduksjon mellom Balsfjord og Varangerbotn er begrenset av at overskuddskraften skal transporteres videre og at det dermed må være nok nettkapasitet lenger sør. Noe eksakt volum ny kraftproduksjon som ny 420 kV Balsfjord-Hammerfest vil gi plass til er derfor ikke mulig å angi nå.

## 2.4 Vurdering av nettap, avbrudds- og spesialreguleringskostnader.

420 kV-ledningen fra Balsfjord til Hammerfest bygges først og fremst for å sikre leveringspålidelighet i Nord-Norge og for å muliggjøre forsyning av nytt/økt forbruk. Forbruksøkninger utover det Statnett allerede har godkjent vil være svært vanskelig å forsyne med dagens nett.

Ved å simulere kraftnettet med og uten ledningen er forventede taps- og avbruddskostnader estimert. Nettapene forventes redusert med cirka 150 MWh per år, men tallet er usikkert. Dette kan utgjøre cirka 80 millioner kroner i året. Mengde ikke-levert energi forventes redusert med minimum 500-3000 MWh, men det er sannsynligvis vesentlig høyere fordi beregningen ser bort fra kapasitetsproblemene i det eksisterende nettet, langvarige feil og samtidige feil. Det kan oppstå langvarige rasjoneringsperioder i området og dette er det ikke tatt hensyn til i beregningen. I tillegg vil det være svært vanskelig å gjennomføre nødvendig vedlikehold på ledningene i området. Avbruddskostnadene for samfunnet forventes å kunne være flere hundre millioner kroner per år. I korte trekk betyr dette at forbruksvekst i Finnmark ikke er ønskelig uten forsterkninger i dagens nett.

---

<sup>3</sup> NVE sine internettsider nve.no

Det er lite spesialregulering tilgjengelig i områdene hvor forbruksveksten forventes. Kapasitetsproblemer på linjenettet gjør det også problematisk å ta i bruk spesialreguleringer andre steder for å rette ubalanser i området. En ny ledning vil gi økt kapasitet og gjøre spesialreguleringer enklere. Statnett forventer derfor at spesialreguleringskostnadene reduseres noe med ny kraftledning mellom Balsfjord og Hammerfest. Bedre reguleringsevne vil også gjøre det enklere å legge til rette for vindkraftproduksjon i regionen, herunder transport av kraft ut fra produsent og utnyttelse av kraftproduksjon til spesialreguleringer.

### 3. SAMFUNNMESSIGE VIRKNINGER.

- *"Eiendomsskatt, lokale leveranser, arbeidsplasser, behov for arealer og innkvartering i anleggs- og driftsfasen for de enkelte kommuner som berøres direkte av tiltaket, skal beregnes og vurderes.*
- *Eventuelle konsekvenser tiltaket vil få for drikkevannskilder skal vurderes, jf. samt evt. trasèjusteringer knyttet til dette jf. høringsuttalelser knyttet til dette fra bl.a. Annlaug Moaksen og Mai Elin Ingebrigtsen.*
- *Konsekvenser ved utvidet ryddebelte skal vurderes med hensyn til skredfare der det er aktuelt.*

#### 3.1 Vurdering av lokale ringvirkninger.

##### 3.1.1 Lokale leveranser, arbeidsplasser, behov for arealer og innkvartering i anleggsfasen

Statnett har påbegynt anleggsplanleggingen og forventer å arbeide kontinuerlig med det fram mot eventuell endelig konsesjon og byggestart. I dette arbeidet ligger detaljering av anleggsarbeidet og avklaring av nødvendige lagerarealer, transportveier og riggområder. Arbeidet med miljø- transport- og anleggsplan vil skje i nært samarbeid med berørte parter og offentlige myndigheter.

Det er vanskelig å estimere hvor store verdier som tilføres lokalt næringsliv i forbindelse med ledningsbyggingen. Lokale leveranser vil ofte skje på oppdrag fra entreprenørene som skal utføre arbeidet og i mindre grad fra Statnett. Opplysningene under er basert på at antallet kontrakter mellom Statnett og entreprenørene er begrenset til et fåtall. Det understrekes at det enda ikke er tatt stilling til hvilken gjennomføringsstrategi som skal benyttes på prosjektet. Statnett er for øvrig også underlagt reglene om offentlige anskaffelser.

Norge har ikke lenger store ledningsentreprenører som har utstyr, kapasitet og kompetanse til å gjennomføre prosjekter tilsvarende Balsfjord-Hammerfest, og det må derfor påregnes at det blir utenlandske firmaer som skal utføre de spesialiserte ledningsarbeidene. Det er vanlig at arbeider i forbindelse med graving, fundamentering og massetransport utføres som underleveranser, noe som også gjelder for transformatorstasjoner. På transformatorstasjonene skal det også settes opp kontrollbygg hvor de tradisjonelle entreprenørene innenfor byggeteknikk, vvs og elektro kan få oppdrag, eventuelt som underleverandører.

På strekningen Balsfjord Hammerfest er det få, større tettsteder/byer. Dette kan ha konsekvenser for logistikken ved anleggsgjennomføring for bygging av 420 kV-ledningen. Det vil si at det av kapasitetsmessige årsaker kan være hensiktsmessig for entreprenørene å forlegge arbeidere på noen større steder, fremfor mange små forlegninger.

Ringvirkningene for de ulike vertskommunene blir trolig også ulik. Dette har sammenheng med størrelse på stedene/kommunene, velferdstilbud, tjenestetilbud med mer, og innebærer at kommuner av en viss størrelse vil kunne få mer av ringvirkningene enn mindre kommuner. Videre spiller også geografi en rolle. I denne delen av Norge er det lav befolkningstetthet og store avstander langs vegnettet mellom kommunesentrene som listen nedenfor illustrerer;

Avstand Balsfjord (5500 innb) – Storfjord (1900 innb)	= 40 km
Avstand Storfjord – Kåfjord ( 2200 innb)	= 91 km
Avstand Kåfjord – Nordreisa (4700 innb)	= 50 km
Avstand Nordreisa – Kvænangen ( 1300 innb)	= 90 km
Avstand Kvænangen - Alta (19 000 innb)	= 100 km
Avstand Alta – Kvalsund (1000 innb)	= 110 km
Avstand Kvalsund – Hammerfest (9900 innb)	= 30 km

Størrelse på kommuner og tettsteder er ofte avgjørende på hvilket tjenestetilbud som finnes. Entreprenører som vinner anbud i dette prosjektet vil sannsynligvis søke mot tettsteder/byer der tjenestetilbudet er best og der flest mulig behov kan oppfylles i forhold til ledningsbygging og fremdrift. Samtidig er avstandene såpass store at det vil måtte gjøres en avveining av tjenestetilbud vurdert opp mot transportkostnader og øvrig logistikk

I det følgende vil derfor beskrivelsen vise beregninger som er gjort for ledningen som helhet og gi eksempler på operasjoner som skal gjennomføres.

Som grunnlag for størrelser i det følgende ligger påbegynt anleggsplan, det forutsettes at endringer i denne kan komme.

#### **Mannskapsbehov:**

##### **- Kraftledning**

For hele ledningen fra Balsfjord til Hammerfest er det beregnet å gå med 93 000 dagsverk fordelt på fundament, mastemontering, linjestrekk og opprydding. I tillegg påregnes mellom 5 og 10% i administrasjon/logistikk. Samlet om lag 102 000 dagsverk som har behov for overnatting og bespisning.

##### **- Trafostasjoner**

Det skal bygges 5 transformatorstasjoner på strekningen. Stasjonsområdet og grunnarbeider/byggverk må være bygget før selve transformatoren og koblingsanlegget med kontrollsystemer kan monteres. Oppdrag knyttet til vanlige bygningsmessige arbeider kan tilfalle lokale entreprenører.

Samlet sett utgjør transformatorstasjonene om lag 1,5 – 1,8 mrd av prosjektet, hvorav om lag 20% av summen er knyttet til arbeider som må utføres lokalt og dermed kan tilfalle lokale entreprenører direkte eller indirekte.

#### **Fundament for Master.**

På hele strekningen skal det etableres nesten 1200 master med fundamenter, fordelt på ca 20 % jordfundamenter og 80 % fjellfundamenter. I gjennomsnitt går det med 25m<sup>3</sup> betong til et jordfundament, og om lag 4 m<sup>3</sup> til fjellfundamenter. Det vil si at det er behov for om lag 10 000 m<sup>3</sup> med betong på strekningen og med en snittpris på 1500 kr/m<sup>3</sup> (avhengig av transport avstand) vil dette utgjøre ca 15 mill kroner. Det er imidlertid ikke mulig å si hvilke betongstasjoner på strekningen som vil få oppdragene, eller om entreprenøren vil benytte eget mobilt betongverk.

I tillegg kommer armering og forskalling som ofte utgjør det samme som selve betongprisen.

### **Helikopterlift**

Bare en liten del av fundamentene kan nåes med betongbil. Det vil si at for de aller fleste fundamentene må betongen fraktes med helikopter. Med en normal "betongkibbe" kan man frakte 450 liter pr. helikoptertur.

10 000 m<sup>3</sup> betong = 10 mill liter, og med 450 l. pr tur betyr det om lag 22 000 turer med helikopter bare for frakt av betong.

I tillegg skal mannskap og utstyr fraktes inn/ut daglig i anleggsperioden.

Piloter og mannskap som flyr helikopter har begrensinger på flytid både daglig og ukentlig. For entreprenør og helikopterselskap innebærer dette store utfordringer i intensive perioder på anlegget der andre faktorer tilsier døgkontinuerlig jobbing.

### **Kaianlegg**

Det er ikke endelig avklart om mastestål vil bli fraktet og levert landverts eller sjøverts. Statnetts miljøstrategi tilsier at man skal stille miljøkrav ved anskaffelser, noe som tilsier sjøverts levering. Til sammen 17 000 tonn stålmateriell er nødvendig for å reise ca 1200 kraftledningsmaster. På strekningen er det bare havnene i Tromsø, Balsfjord, Alta og Hammerfest som har kapasitet til å ta i mot containere av den størrelse som kreves for slike leveranser, og har utstyr/løftekapasitet for håndtering på land.

### **Avfallshåndtering**

Alle liner kommer med containere på båt og er ferdig tromlet opp. Når linene er strukket er tromlene definert som avfall. På strekningen Balsfjord – Hammerfest vil det gå med ca 740 tromler laget av stål med en samlet vekt på 44 tonn. I tillegg strekkes det en toppline som vil etterlate seg ca 300 tromler laget av tre. Alt dette er definert som avfall og må håndteres deretter. Stålet har en relativ høy gjenbruksverdi, mens tretromlene krever mer ressurser for gjenvinning. Statnett kartlegger avfallsmottak i området og hva slags avfall som er mulig å levere hvor.

### **Veier og plasser**

I forbindelse med premontering av master/utstyr skal det lages plasser for dette som også kan brukes som lager. Statnett har tidligere benyttet plasser på om lag på 20x40 meter. Der det er mulig benyttes eksisterende plasser, med noe justering/forsterkning. I noen tilfeller må også vegen frem til disse plassene oppgraderes. Dette er elementer som blir vurdert og besluttet i anleggsplanleggingen og som vil fremkomme i miljø- transport- og anleggsplanen. Det er derfor vanskelig å si noe om størrelsesorden på disse tiltakene, men det er sannsynlig at dette er oppdrag som kan tilfalle lokale maskinentreprenører.

### **Trasérydding, midlertidige overbygg, kabling**

Det vil bli behov for å rydde ledningstraséen før anleggsstart der hvor konsesjonen ikke pålegger at skogen skal stå igjen. Videre vil det bli behov for bygging av overbygg over veier i forbindelse med linestrekking, og kryssende ledninger vil måtte kables midlertidig eller permanent. Det er enda ikke tatt stilling til om disse arbeidene skal inngå i større entrepriser eller ikke.

**Eiendomsskatt.**

Permanente inntekter vil tilkomme kommuner som har innført eiendomsskatt.

Estimert eiendomsskatt for Balsfjord-Hammerfest pr 31.05.2010:

Kommune	Sats	Ledningsverdi MNOK	Stasjonsverdi MNOK	Sum MNOK	Estimert eiendomsskatt
Balsfjord	0,7%	163	130*	293	2 051 000
Storfjord	0,7%	214		214	1 498 000
Kåfjord	0,7%	137		137	959 000
Nordreisa	0,7%	229	335	564	3 948 000
Kvænanen	0,7%	183		183	1 281 000
Alta	0,55%	408	485	893	4 911 500
Kvalsund	0,7%	408	365	773	5 411 000
Hammerfest	0,7%	76	360	436	3 052 000

\*= Stasjonsverdi Balsfjord omfatter begge prosjekter Ofoten – Balsfjord og Balsfjord – Hammerfest.

Nivået på eiendomsskatt til kommunene er beregnet ut fra foreløpige tall fra konsesjonssøknaden, men tillagt kostnader for reaktiv kompensering i Alta, Skaidi og Hammerfest, jf krav fra DSB om maksimalt spenningsnivå på 420 kV innen 2013.

Statnett SF forutsetter at grunnlaget for eiendomsskatt knyttet til nye stasjoner og ledninger er byggekostnader eksklusive byggelånsrenter og konsesjonskostnader. Reservetrafo og annet kostbart løsøre inngår ikke i beregningen.

**3.1.2 LUEN” (Leverandør Utvikling til Energisatsing i Nord)**

Det skal investeres store beløp i energisektoren i nord i årene som kommer. Sammen med Statkraft og Innovasjon Norge driver Statnett prosjektet Leverandør Utvikling til Energisatsing i Nord. Prosjektet skal etablere en arena for felles kompetanse og kunnskapsbygging i sektoren. Det er behov for forskning og utvikling av teknologi og komponenter tilpasset nordområdene og det ønskes etablert et leverandørnettverk i nord som kan levere til de planlagte utbyggingene.

Bakgrunnen for dette prosjektet er en erkjennelse av betydningen av å ha et godt nett av underleverandører også i Norge. Når det fremover skal investeres store summer i nettutbygging i Norge ser Statnett viktigheten av å ha kompetente underleverandører og ønsker gjennom prosjektet LUEN å ta et ansvar for at en slik utvikling kan skje.

**3.1 Konsekvenser for drikkevannskilder og evt. trasèjusteringer.**

I utgangspunktet vil kraftledningen Balsfjord-Hammerfest ikke medføre påvirkninger på drikkevannskilder eller vannforsyning når ledningen er i drift.

Eventuell påvirkning vil skje i anleggsfasen i form av kjøring nær drikkevannskilder. I forbindelse med anleggsplanleggingen, vil kommunene bli forespurt om aktuelle drikkevannskilder i nærheten av ledningen eller tilførselsveiene, og det vil bli tatt nødvendige hensyn i form av restriksjoner på kjøring og aktivitet i nærheten av lokalitetene.

I etterkant av høringen av konsesjonssøknaden har Statnett registrert 5 eiendommer hvor grunneierne har opplyst om risiko for skade eller forurensning. Statnett har sommeren 2010 vært i kontakt med de aktuelle grunneierne og registrert beliggenheten til drikkevannskildene for deretter å implementere disse i anleggsplanen slik at drikkevannskilder skjermes for bygging og transport.



### 3.2 Konsekvenser for utvidet ryddebelte og skredfare.

Deler av traséen mellom Balsfjord og Hammerfest går i dalfører omkranset av høye fjell, med bratte fjellsider som er delvis skogkledd i nedre deler.

NGI har på oppdrag fra Statnett gjennomført befaring og laget rapport knyttet til konsekvenser ved utvidet ryddebelte og økt skredfare i Kitdalen der grunneiere har etterspurt en slik vurdering. Grunneiers bekymring er knyttet til om hogst av et bredere ryddebelte under 420 kV-ledningen, kan føre til at eventuelle snøras vil nå lengre ned i dalen.

NGI har i tillegg til befaring i området benyttet eksisterende skredfarekart.

I rapport fra NGI datert 18. februar 2010 oppsummeres deres vurderinger på følgende måte;

*”Så langt NGI kjenner til finnes det ikke beskrivelser eller eksempler på at store snøskred som går ned i skog har kortere rekkevidde enn tilsvarende skred som går i fjellsider uten skog. Vi kjenner heller ikke til at det finnes modeller der skog inngår som parameter. Dette skyldes hovedsakelig at effekten er antatt å være neglisjerbar for modeller utviklet for så store skred som tilfellet er i Kitdalen.*

*Basert på modellberegninger og erfaring med tilsvarende skred andre steder i landet vil vi anta at fjerning av skogen vil ha minimal effekt på rekkevidden av eventuelle snøskred med utløp ned mot bebyggelsen. Vi vil derfor anta at faren for snøskred mot bebyggelsen ikke vil øke som følge av etableringen av ny 420 kV kraftlinje gjennom Kitdalen”*

Ryddebelтет under kraftledninger har med andre ord marginal betydning for konsekvensene av snøskred av en viss størrelse.

## 4. TRASÉJUSTERINGER OG TRANSFORMATORSTASJONER.

På grunnlag av NVEs egne vurderinger og mottatte høringsuttalelser om traséjusteringer bes det om vurdering av følgende traséer og traséjusteringer;

Vurderingene nedenfor er Statnetts egne, basert på befaringer med bl.a. grunneiere, kommuner, reinbeitedistrikter og meteorolog.

I tilleggssøknaden foran er uttalelser og vurderinger fra ulike fagutredere gjort rede for. Disse utredningene foreligger i sin helhet i selvstendige underlagsrapporter.

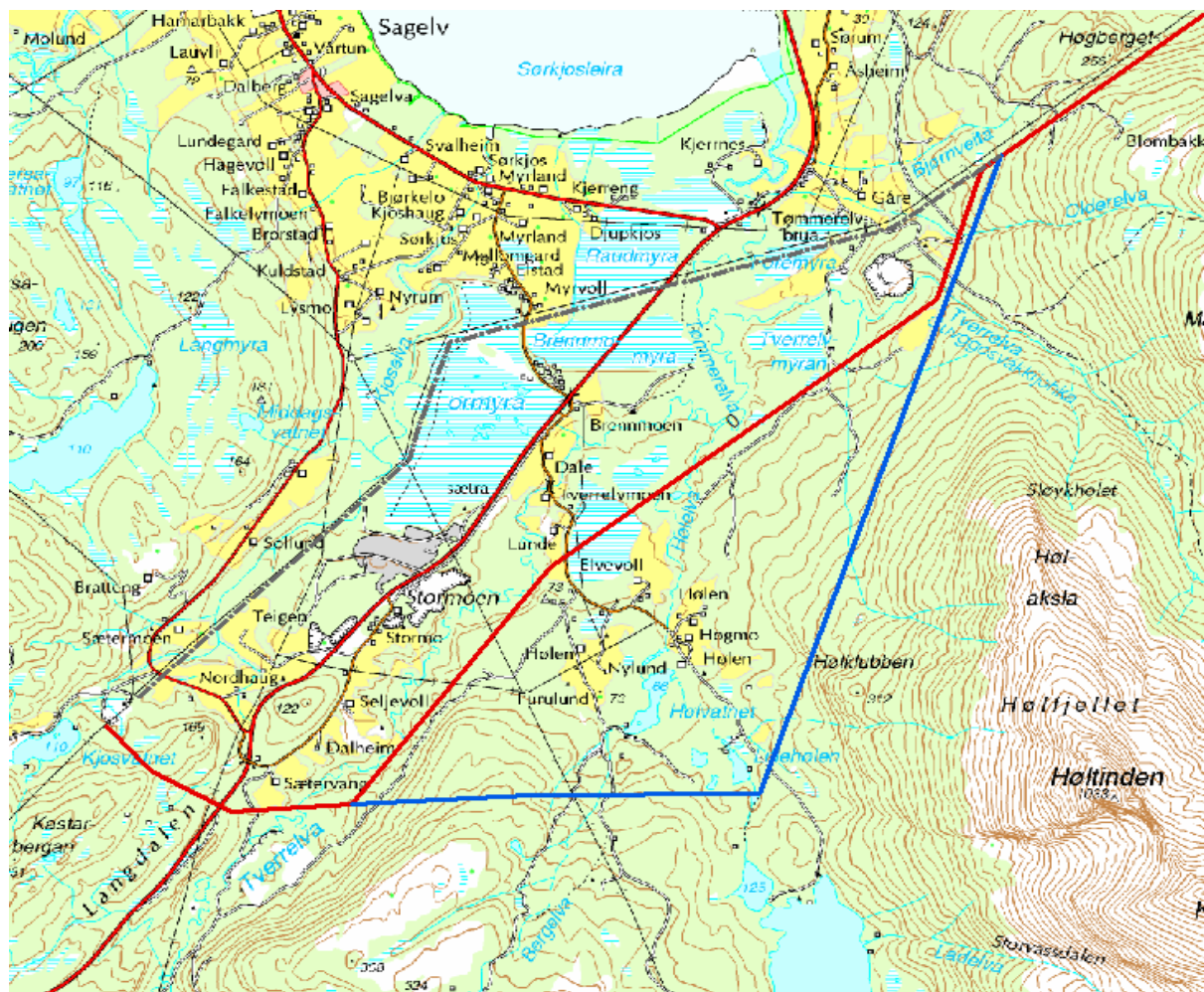
### 4.1 Balsfjord kommune

- Justering av omsøkt trasé i Balsfjord kommune skal vurderes, jf. innspill fra Balsfjord kommune. Traséjusteringens eventuelle virkning for Sørkjosleira naturreservat skal vurderes og sammenlignes med omsøkt trasé, jf. innspill fra Natur og Ungdom.
- Presisere hva som søkes/prioriteres av transformatorutvidelse i Balsfjord.

Etter innspill fra Balsfjord Kommune er det sett både på nye traséer og mindre justeringer av omsøkt trasé.

#### Nytt Traséalternativ ved Hølen

Dette traséalternativet fortsetter rett østover etter kryssing av Tverrelva. Like sør for vannet Lillehølen, hvor det ligger 2 hytter henholdsvis ca 85 og 260 meter fra planlagt ledning, vinkler traseen nordover, passerer nedenfor Høklklubben og følger lia frem til den gjenopptar parallellføringen med 132kV-ledningen. Traséalternativet ligger lenger unna Sørkjosleira naturreservat, men vil bli mer synlig sett derfra, enn det omsøkte alternativet 1.0. Dette alternativet er ca 1,0 km lenger enn det omsøkte alternativet, noe som vil øke byggekostnadene med ca 4,7 MNOK. Statnett mener også at traséen er god, og har valgt å tilleggsøke denne.



Figur 1 Ny trasé merket med blå strek på kartet berører andre områder og andre grunneiere, og vil dermed kreve en tilleggssøknad.

### Justeringer av konsesjonsøkt trasé

Justeringene imøtekommer uttalelsen fra Balsfjord kommune i den grad det er teknisk, driftsmessig og estetisk hensiktsmessig. Endringene er likevel så vidt små at Statnett antar at det ikke medfører behov for tilleggssøknad.

#### Bjørnebu-Fossberg.

Her er traséen blitt flyttet lenger vekk fra E6 og bebyggelsen ved Skårheim og Fossberg. Ledningen vil passere like på nedsiden av skytebanen og går høyere opp i lia til den går inn på omsøkt trasé, rett ovenfor 66/22KV trafoen til Troms Kraft i Nordkjosbotn.

#### Heimly.

For å unngå konflikt med planlagt ny E6 mellom Nordkjosbotn og Oteren er traséen blitt flyttet høyere opp i lia mellom Heimly og Skaidi. Dette er omtrent tilsvarende den traséen Balsfjord kommune har fremmet. Ledningen vil her bli mer eksponert, og er ikke anbefalt av landskapsarkitekt ut fra visuelle hensyn. Hensynet til fremtidig infrastruktur, og kommunens synspunkt er vurdert som mer tungtveiende argumenter. For Statnett har endringen ingen betydning med hensyn til drift- og forsyningssikkerhet.

### Soltun.

Traséen er her blitt flyttet høyere opp, for å komme lenger unna bebyggelsen ved Soltun. Justeringen er i tråd med Balsfjord kommunes alternativ og landskapsarkitektens anbefaling.

### Kila-Fjelldal/Storfjord kommune.

Traséen er blitt flyttet høyere opp i lia fra Kila/Forelvmø og følger et platå i terrenget frem til den går inn på konsesjonsøkt trasé ovenfor garden Fjelldal i Storfjord kommune.

Ingen av traséjusteringene utgjør betydelige forandringer i trasélengder og kostnader. Totalt antall høyspentmaster mellom Bjørnebu i Balsfjord og Fjelldal i Storfjord blir det samme med justert trasé kontra omsøkt trasé.

### **Vurderte traséer**

Etter innspill fra RBD 27 Mauken/Tromsdalen, har Statnett vurdert muligheten for å føre 420 kV-ledningen parallelt med eksisterende 132 kV-ledning ut fra Balsfjord transformatorstasjon. Grunnet nærføring til bebyggelse ved Sollund, Myrvoll og Gåre, og at det vil bli store problemer med fundamentering for 420 kV master over Stormyra, har Statnett ikke utredet alternativet videre.

### **Balsfjord Transformatorstasjon.**

I konsesjonssøknaden for 420 kV-ledningen Balsfjord-Hammerfest er det ikke forutsatt transformatorutvidelse i Balsfjord transformatorstasjon.

Transformorkapasiteten i Balsfjord vurderes for tiden i forhold til konseptet for 420 kV-ledningen Ofoten-Balsfjord som også er under konsesjonsbehandling. Oppdaterte vurderinger i forhold til planer om ny produksjon og økt forbruk i denne regionen tilsier at Balsfjord transformatorstasjon kan bli et viktigere fremtidig knutepunkt i sentralnettet enn Bardufoss. En enklere løsning i Bardufoss transformatorstasjon må imidlertid kompenseres med en ekstra transformator i Balsfjord for å ivareta forsyningssikkerheten. Det er derfor aktuelt å sette inn transformator nummer 2 i Balsfjord transformatorstasjon, noe som vil bli avklart i forbindelse med pågående tilleggsutredninger og tilhørende tilleggsøknad for 420 kV-ledningen Ofoten-Balsfjord.

## **4.2 Storfjord kommune**

Traséalternativ 1.23 ble utredet i forbindelse med konsesjonssøknaden, men ble ikke omsøkt, primært som følge av at traséen går gjennom Lulleskogen Naturreservat. I ettertid har det i møte med Helligskogen Reinbeitedistrikt kommet frem at de ønsker alt 1.23, som mer følger traséen til bestående ledning, fremfor alternativ 1.2-1.19 som er omsøkt. Traséalternativ 1.23 er ca 0,6 km kortere enn det omsøkte alt 1.2-1.19, og i tillegg vil en unngå noen av de værutsatte områdene med høye islaster på alt 1.19, der særlig ryggen like vest for Geasavarri er utsatt. Kostnadsforskjellen er antatt til ca 2,5 MNOK, i favør av alternativ 1.23.

Statnett har vurdert avbøtende tiltak for traséen gjennom Lulleskogen naturreservat. Blant annet kan høyere master, og 1 – 2 flere mastepunkter vurderes for å løfte linene og dermed unngå omfattende trasérydding.



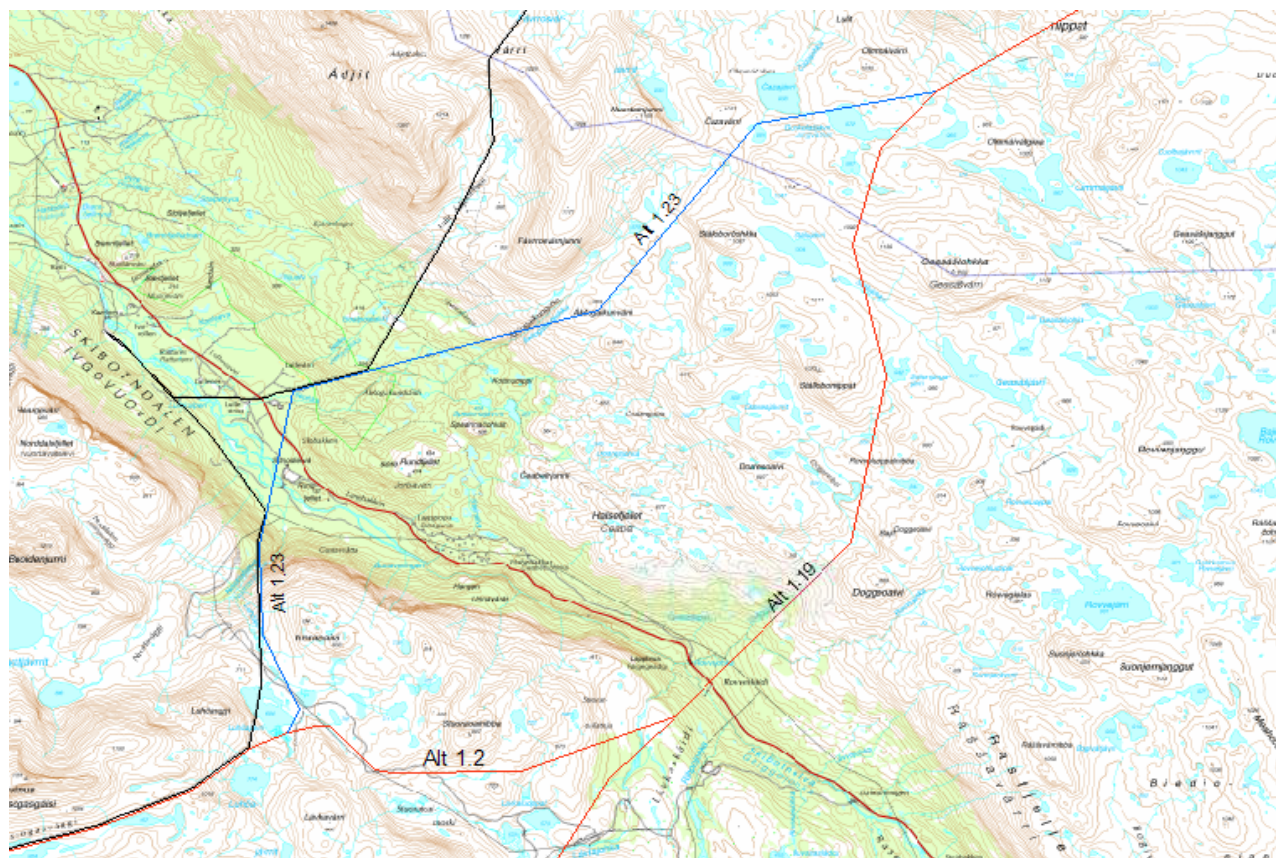


**Figur 2 Lulleskogen med ryddebelte**



**Figur 3 Lulleskogen uten ryddebelte**

Dersom man velger trasé 1.23 vil dette medføre lengre parallellføring, og man vil i større grad samle inngrepene i Skibotndalen.



**Figur 4** Kartet viser omsøkt alternativ 1.2/1.19 og alt 1.23 som i større grad følger bestående 132 KV. Svart strek viser trase for bestående 132kV-ledning som går ned til kraftverket ved Brennfjell.

Både spennet over Norddalselva og spennet ned i Skibotndalen på vestsiden vil etter forskriftene kreve merking med flymarkører og signalfargede master.

### 4.3 Kåfjord kommune

- Alternativ trasé for kryssing av Kåfjorddalen i luftspenn mellom Borso og Hånskegurra eller tilsvarende skal vurderes jf. uttalelse fra Kåfjord kommune.

Kåfjord kommune har i sin høringsuttalelse til konsesjonssøknaden, foreslått å spenne tvers over Kåfjorddalen, fra ca kote 835 moh på vestsiden til kote 735 moh på østsiden. Statnett har vurdert denne løsningen og bl.a. bedt om klimarapport fra DNMI (Meteorologisk institutt). Ifølge rapport fra DNMI kan det her bli islaster på opp mot 8 kg/m og fare for isnedfall fra stor høyde. Det pågår også et forskningsprosjekt (doktorgradsstudie) i samme område der faktiske målinger av ising gjennomføres. Resultatene så langt fra dette studiet underbygger rapporten fra DNMI.

Et luftspenn over Kåfjorddalen vil videre utgjøre et luftfartshinder, som vil forhindre flyvning i lav høyde, noe som i stor grad vil berøre luftambulans og Sea-king- tjenesten. Kåfjord kommune satser på friluftsliv og turisme og håper på flere besøkende og flere turister på fjellvandring.

For denne typen langspenn er det også ønskelig med vei opp til spennmastene på den ene siden av dalen. Ingen av dalsidene peker seg ut som hensiktsmessige for en slik vei.

Ut fra en samlet vurdering er det ikke grunnlag for Statnett å gå videre med utredning av en trasé som innebærer luftspenn over Kåfjorddalen.

Som en følge av dette har Statnett i løpet av sommer/høst 2010 sett på nye traséalternativer både på vestsiden og østsiden av Kåfjorddalen, og det er gjort en vurdering med hensyn til å krysse Kåfjorddalen nærmere Birtavarre enn det omsøkte alternativet.

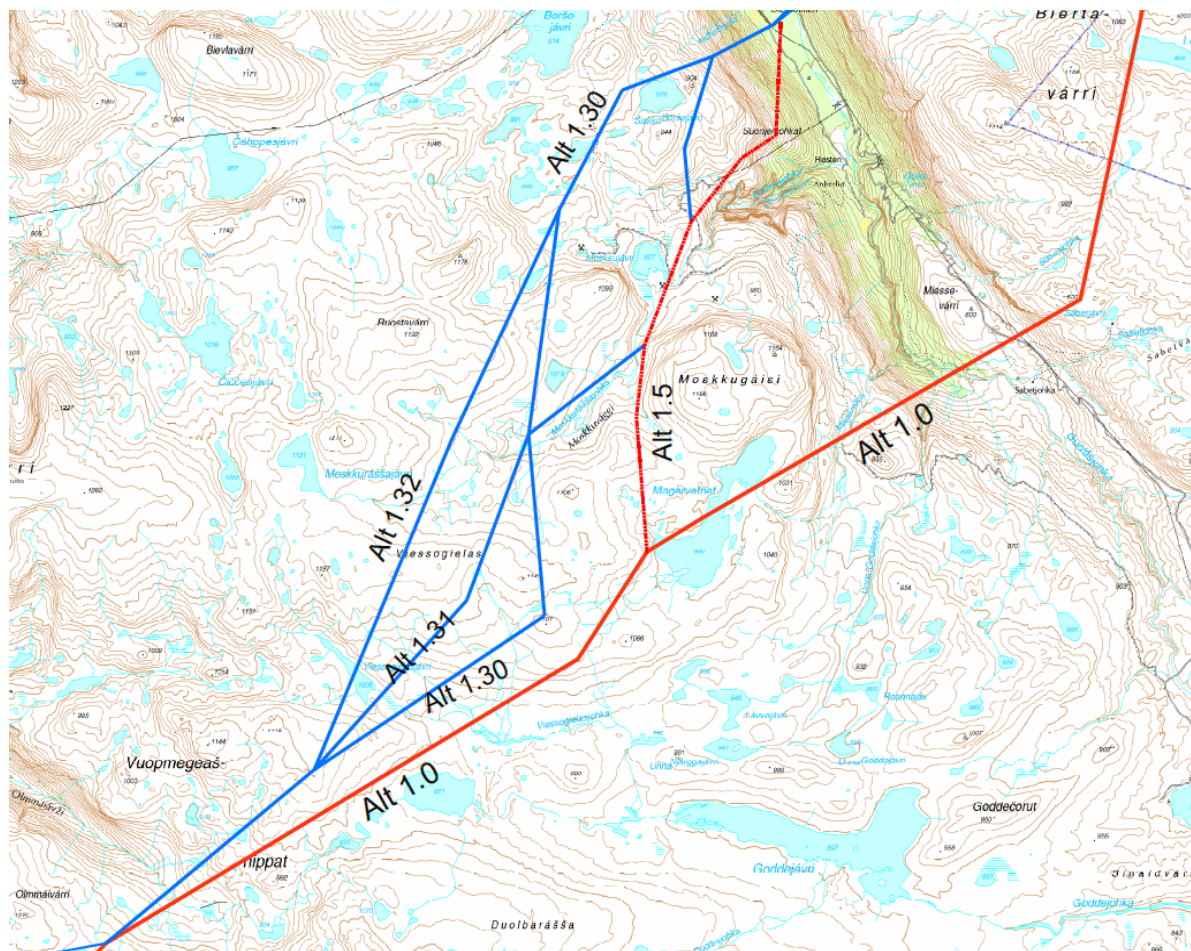
#### - Kåfjord vest

Det har, etter innspill fra reinbeitedistrikt 37 Skarfvaggi, blitt sett på flere nye traséalternativer vest for Kåfjorddalen. Felles for alle alternativene er at de går lengre nordvest, og dermed også lengre unna det som i følge distriktet er å betegne som kjerneområdet deres (området Nippat-Magervann-Goddejavri). I august 2010 var Statnett på befaring sammen med representanter fra Rbd 37 og meteorolog, for å se på de skisserte traséalternativene i dette området.

Fjellområdene mellom Skibotn og Kåfjord er værutsatt, og samtlige av de vurderte alternativene 1.30, 1.31 og 1.32 går opp i høyder på mellom 1100 og 1200 moh. Rapporten fra DNMI etter befaringen oppgir dimensjonerende islaster fra 30 kg/m og opptil 45 kg/m for alle de nye traséalternativene 1.30, 1.31 og 1.32.

Det finnes enkelte strekninger med høye islaster på ledningene i sentralnettet. Disse strekningene er ekstra utsatt for havari og nesten årlig må det foretas utskiftninger av linefester og armatur som følge av de store påkjenningene de utsettes for. Statnett kan av hensyn til driftsikkerheten ikke bygge nye kraftledninger i områder med så høye islaster.





Figur 5 Kartutsnittet viser konsesjonsøkt trasealternativ 1.0 og vurderte trasealternativ (tegnet med blå strek) på vestsiden av Kåfjorddalen, som kun er aktuelle med tanke på en kryssing av Kåfjorddalen nærmere Birtavarre.

#### - Kryssing av Kåfjorddalen nærmere Birtavarre

Statnett SF har sett på muligheten for å krysse Kåfjorddalen nærmere Birtavarre. Det er skissert en løsning der en på vestsiden går ned i et langspenn på ca 875 meter, ca 500 meter innenfor revefarmen, får to master nede i dalbunnen, og spenner opp i et langspenn på ca 840 meter på østsiden. Langspennene på begge sider av dalen, vil i henhold til Luftfartstilsynets forskrifter, måtte merkes med flymarkører og mastene vil bli farget røde og hvite.

For ordens skyld bemerkes at også langspenn i forbindelse med den omsøkte kryssingen av Kåfjorddalen vil måtte varselmerkes tilsvarende.

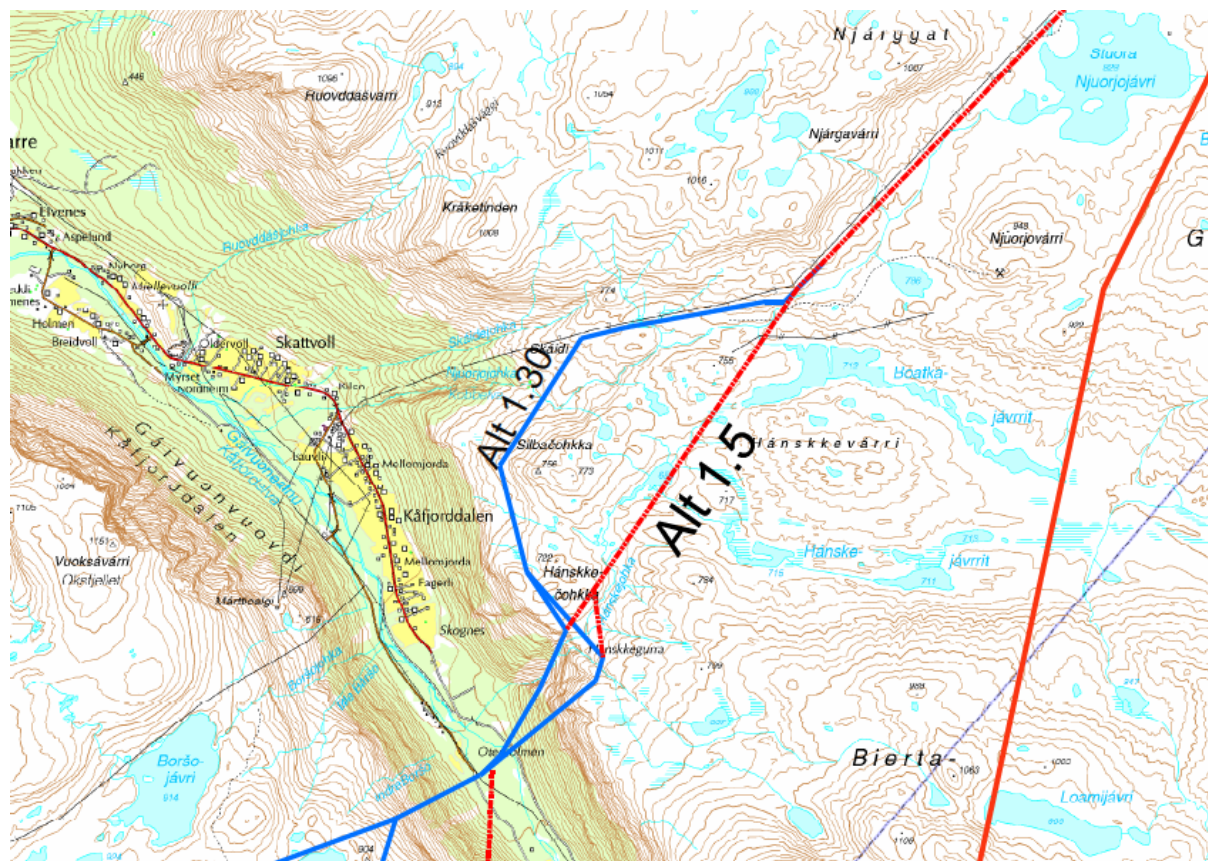


Figur 6 Utsnitt fra VR-modell som viser mulig kryssing av Kåfjorddalen nærmere Birtavarre.

#### - Kåfjord øst

Etter innspill fra reinbeitedistrikt 36 Cohkolat og Biertavarri, har Statnett SF sett på muligheten for å føre traséen nordvestover fra Hånskejohka og på vestsiden av Silbachokka der den like etter kryssingen av Njuorjojohka tar opp parallellføringen med eksisterende 132kV- ledning.





Figur 7 Alt 1.30 på østsiden av Kåfjorddalen er vurdert etter ønske fra Rbd 36.

Traséalternativ 1.30 på østsiden av dalen er riktignok en teknisk mulig løsning for Statnett SF, men selve ledningsføringen er uheldig. Statnett planlegger ikke 420kV-ledninger slik som alt 1.30 på grunn av både landskapshensyn og høyere kostnader som følge av store vinkler og flere forankringsmaster. Ledningen vil bli synlig fra Birtavarre og særlig rett over Hånskejohka blir mastene eksponert. Teknisk og visuelt vil det være en bedre løsning å følge alt 1.5 frem til en tar opp parallellføringen med eksisterende 132 kV-ledninger. Alternativ 1.5, på østsiden av dalen, er ca 1,7 km kortere enn alternativ 1.30, og byggekostnadene er kalkulert til å bli ca 9,5 MNOK lavere.

### Status traséalternativer Kåfjord kommune

Statnett har i møte 20. januar 2011 presentert og diskutert nevnte løsninger med Kåfjord kommune. Konklusjonen etter dette møtet er at Statnett utreder kryssing av Kåfjorddalen i alternativ 1.5.1 videre og vurderer om denne traséen skal inngå i en tilleggssøknad til NVE (unntatt trasé 1.30). Dette innebærer at det da kan foreligge 2 alternative løsningsforslag for kryssing av Kåfjorddalen.

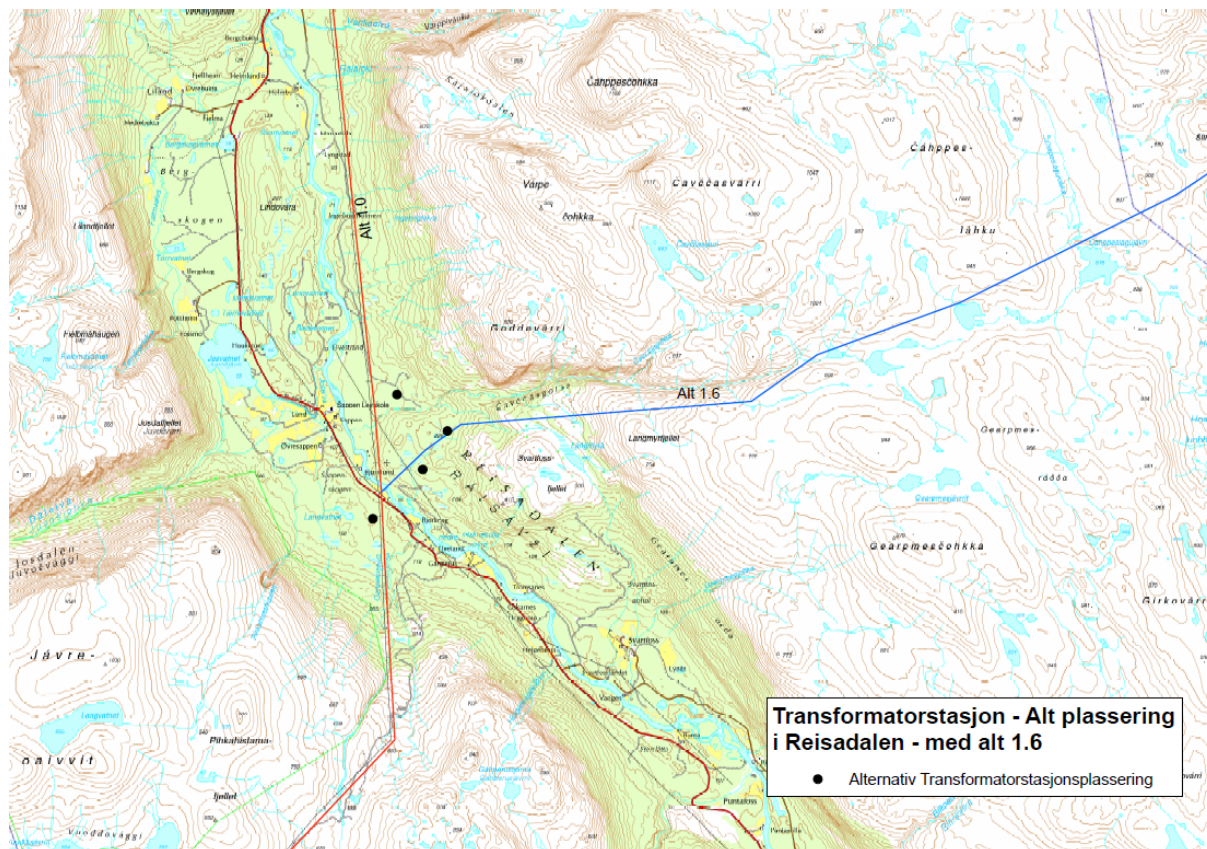
Ved å trekke traséen ned i Kåfjorddalen nærmere Birtavarre muliggjøres en fremtidig transformering i området. Ved en fremtidig 420 kV nordisk ringforbindelse eller en eventuell ytterligere 420 kV-ledning i parallellføring, vil transformering i Kåfjorddalen muliggjøre sanering av deler av dagens 132 kV-nett.

Statnett har også utredet konsekvenser av kabling av eksisterende 132 kV-ledninger i og rundt bebyggelsen som et eventuelt avbøtende tiltak.

## 4.4 Nordreisa kommune

- Trasé 1.6 med alternativ plassering av transformatorstasjon i Reisadalen skal vurderes nærmere. Fordeler og ulemper ved en slik løsning skal sammenholdes med omsøkt alternativ 1.0 på den aktuelle strekningen.

- Alt 1.6 er ca 13,5 km kortere enn det omsøkte alt 1.0, og dette tilsvarer ca 60 MNOK i reduserte byggekostnader for ledningen.
- Med tanke på fremtidig vedlikehold og inspeksjon vil en ledning som blir bygget parallelt med eksisterende 132kV-ledning, redusere fremtidige vedlikeholdsutgifter. På den annen side vil en eventuell fremtidig parallell 420 kV-ledning endre dette, forutsatt sanering av eksisterende 132 kV-ledning.
- Med traséalternativ 1.6 må transformatorstasjonen i Reisadalen bli plassert i området ved Sappen. Det er her vurdert tre lokaliseringer på østsiden av Reisaelva, og én på vestsiden.



Figur 8 Kartutsnittet viser 4 aktuelle lokaliseringer av ny transformatorstasjon i Reisadalen, dersom alt 1.6 skulle bli aktuell.

En lokalisering på østsiden av Reisaelva medfører at en må bygge ny bro over elva, samt ny veg frem til aktuell plassering, et grovt kostnadsanslag for en slik løsning ligger mellom 70-80 MNOK.

En plassering på vestsiden av elva, der en kommer ned med ledningene fra Gahperus, er i så måte et bedre og rimeligere alternativ, da denne plasseringen ligger nær fylkesveien i Reisadalen. Det er ikke gjort noen vurderinger om broen over Reisaelva ved Einevoll må forsterkes ved en eventuell transformatortransport frem til de omtalte lokaliseringalternativene.

Alternativ 1.6 avviker prinsippet om samling av inngrep. Ved å anbefale dette alternativet vil foreslått landskapsvernområde i Navitdalen både bli berørt av eksisterende 132 kV trasé og ny 420 kV trasé (alt 1.6). Videre er ikke denne løsningen ønsket av reindriften på grunn av at alt 1.6 berører flere viktige kalvings- og beiteområder og vurderes som et større inngrep enn å parallellføre 132 og 420 kV linjene i alt. 1.0.

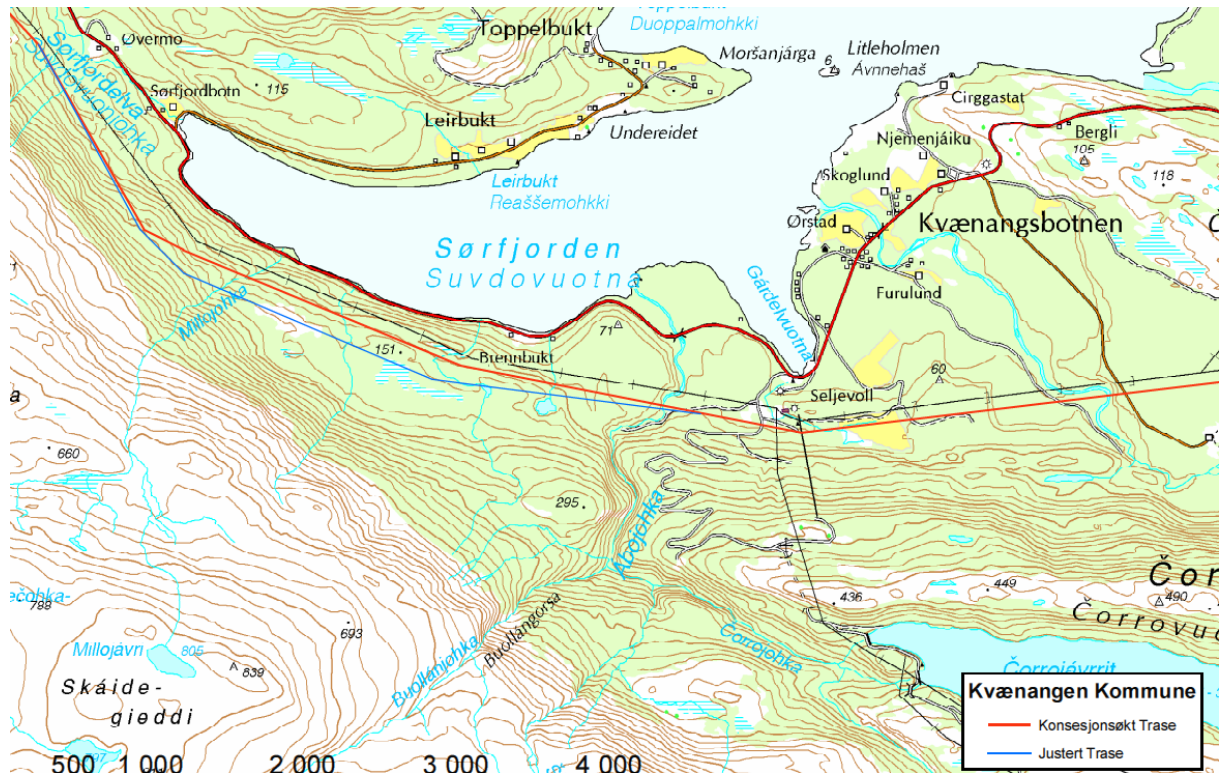
Ved en eventuell fremtidig utbygging av en parallell 420 kV (altså 2 stk 420 kV-ledninger jmf Ofoten – Balsfjord) kan alt 1.6 sannsynligvis vurderes annerledes. Bakgrunnen for dette er at det vil være vanskelig å føre frem ytterligere en 420 kV ledning i trasé 1.0, mens det i alt 1.6 vil være god plass, samtidig som en sanering av eksisterende 132 kV ledning blir enklere og vil frigjøre areal som da kan tilbakeføres.

Det er ingen aktuelle planer om parallellføring til dagens 420 kV-ledning, selv om det på sikt er nødvendig å øke kapasiteten i ledningsnettet i Nord-Norge. Statnett arbeider for tiden med at denne kapasitetsøkningen skal kunne skje gjennom en nordisk ringforbindelse. Alternativ 1.0 fremstår derfor fortsatt som det beste alternativet for forbindelsen mellom Reisadalen og Kvænangsbotn.



## 4.5. Kvænangen Kommune

På grunn av terrengmessige forhold og arbeider med vurdering av aktuelle masteplasser er ledningstraséen mellom Sørfjordbotn og Kvænangsbotn blitt justert slik at den går noe høyere opp enn den konsesjonssøkte. Endringen er så vidt liten at den forutsettes ikke å medføre tilleggssøknad.



Figur 9 Kartutsnittet visert justert trase mellom Sørfjordbotn og Kvænangsbotn merket med blå strek

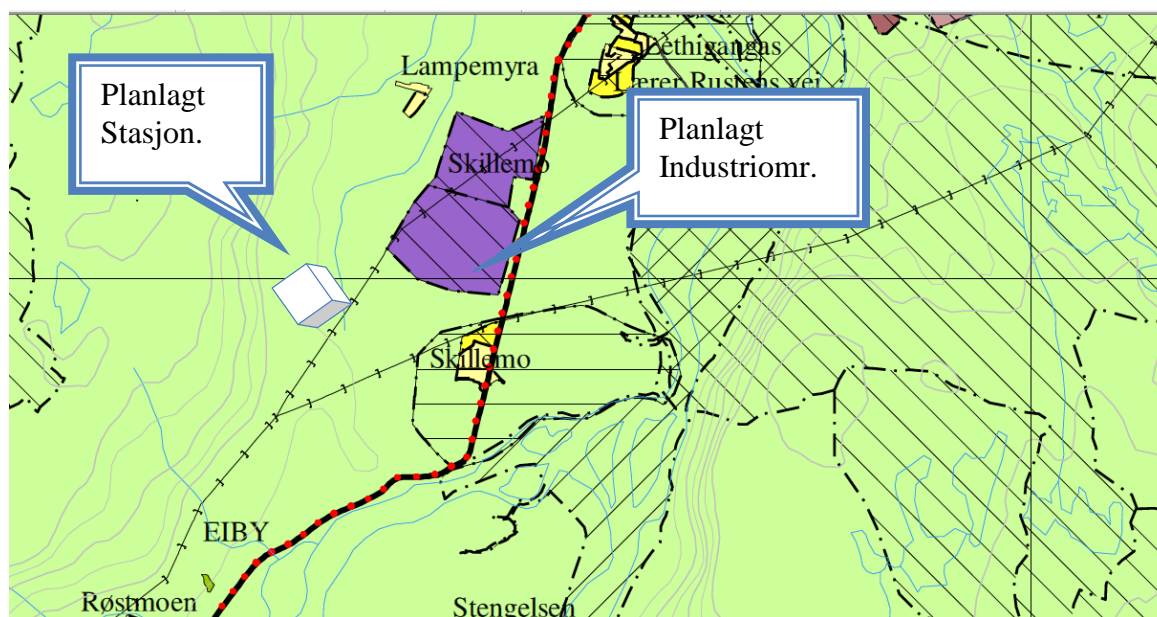
## 4.6 Alta kommune

- Justert plassering av transformatorstasjon på Skillemo, nærmere inn til Skoddevarre skal vurderes. I sammenheng med dette skal det også vurderes en alternativ trasè 1.0 i lia på sørsiden av Skoddevarre, fra Furuheim til transformatorstasjonen.
- Det skal gis en utdypende beskrivelse av foretatte vurderinger og begrunnelse for ikke å gå videre med trasèalternativ fra Oppgårdvannet, under Isberget og etter alt. 1.13 over Tverrelvdalen og alt. 1.12 videre parallelt med eksisterende 132 kV ledninger nordover fra Lille Børras.
- Kryssing av Tverrelvdalen i luftspenn skal vurderes, jf uttalelse fra Alta kommune.

### Ny plassering av Skillemoen transformatorstasjon

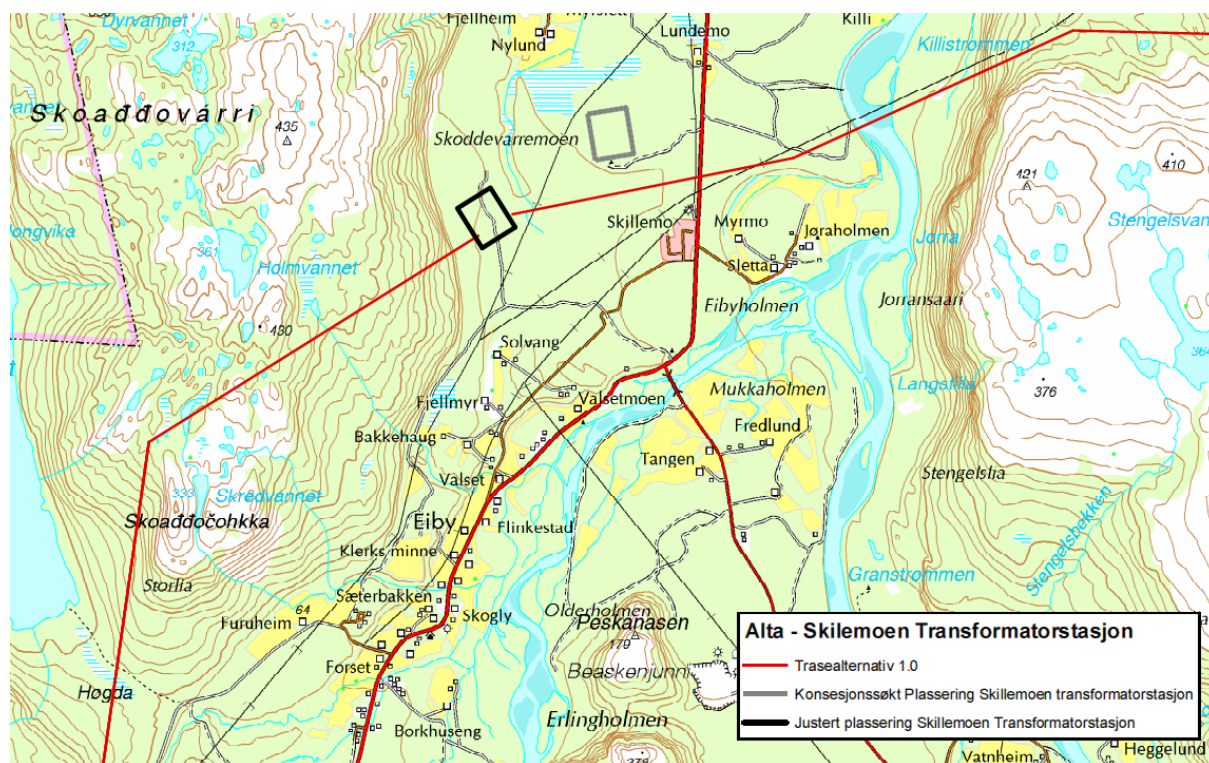
Statnett og Alta kommune hadde møte 21. desember 2010. I dette møtet ble ulike sider ved ny 420 kV ledning gjennom Alta kommune diskutert.

Alta kommune har tidligere ønsket å plassere ny transformatorstasjon på Eibymoen og har gitt innspill vedrørende dette i høringen av konsesjonssøknaden. I ettertid har kommunen i eget forslag til ny kommuneplan foreslått et industriområde på Skillemo, som var Statnett s prioriterte alternativ for plassering av transformatorstasjon. Kommunen står fortsatt på Eibyalternativet, men anmoder Statnett om å trekke transformatorstasjonen på Skillemo lengre inn mot Skoddevarre og samtidig utrede dette alternativet videre med bakgrunn i at Alta kommune ser betydelige synergier i en "samlokalisering" av eget industriområde og Statnett s transformatorstasjon. Statnett har imøtekommet ønsket fra Alta kommune og tilleggssøker ny plassering.



Figur 10 Utsnitt fra Alta kommunes forslag til kommuneplan og skissering av planlagt transformatorstasjon.





Figur 11 Kartutsnittet viser ny plassering av Skillemoen Transformatorstasjon, nærmere inn til Skoddavarre.

#### Alternativ trase sør for Skoddavarre

Det er sett på muligheten for å følge eksisterende 132kV på sørsiden helt frem til Skillemoen, og ikke gå over Skoddavarre, lik den omsøkte traséen. Med en slik løsning får en nærføringsproblem til bebyggelsen ved Sætrebakken, der nærmeste bolig blir ca 50 meter fra senter ny 420kV. Statnett går derfor ikke videre med denne løsningen.

Det er og vurdert å gå med ny 420kV-ledning i lia mot Skoddavarre, på nordsiden av eksisterende 132kV. Denne løsningen vil fravike parallellføringen med 132kV-ledningene til en har passert gården Furuheim. Med en slik løsning vil denne gården da bli liggende "inneklemt" mellom 2stk 132kV på sørsiden og en ny 420kV på nordsiden. Avstanden fra ny 420kV-ledning til nærmeste bolig vil bli ca 170 meter. Statnett mener dette er en betydelig dårligere løsning enn den omsøkte, og vil ikke gå videre med dette alternativet.



**Figur 12** Utsnittet viser vurdert traséalternativ i lia mot Skoddavarre. Ledningen vil passere ca 170 meter fra nærmeste bolighus på gården Furuheim, som vil bli inneklemt mellom 2 stk 132kv ledninger på sørsiden og ny 420Kv på nordsiden.

Som avbøtende tiltak kan det vurderes å kable begge 132kV-ledningene fra Furuheim og frem til Skillemoen transformatorstasjon, en strekning på ca 3 km. Kabling på denne strekningen vil bli et stort inngrep, trolig må en noen steder sprengre grøft for kabeltraséen, noe som også gjør det kostbart. En aktuell kabeltrasé er den alternative traséen for ny 420kV på nordsiden av gården Furuheim, og både kabel og ledning ville da kommet i god avstand fra bebyggelsen og unngått å krysse innmarka som luftledningene går over i dag.

### **Kryssing av Tverrelvdalen i luftspenn**

Et luftspenn tvers over Tverrelvdalen ville blitt ca 1800 meter langt, med fire enfasemaster på begge sider av dalen. En tilsvarende løsning er vurdert over Kåfjorddalen i Troms, og argumentasjonen mot en slik løsning i Tverrelvdalen er omtrent tilsvarende. Islastene er ikke like høye her som i Kåfjorddalen, men faren for isnedfall fra stor høyde er likevel tilstede og det må forventes at enda flere personer vil passere risikosonen i Tverrelvdalen. I Tverrelvdalen er det eneboliger nær omsøkt trasé, og to veger krysser under traséen, noe som er med på å gjøre sannsynligheten betydelig større for skader etter isnedfall. I tillegg kommer det anleggstekniske og driftstekniske momenter som krever at det bygges veg opp på den ene siden. Sist, men ikke minst er hensynet til luftfarten og luftfartssikkerheten et viktig moment. I forbindelse med Alta lufthavn er det stor fly- og helikopteraktivitet i området.

### **Kryssing av Transfarelvdalen i luftspenn**

Vurderingen av kryssing av Transfarelvdalen i luftspenn er gjort ut fra samme preferanser som Tverrelvdalen, men her er forholdene annerledes. Spennet over Transfarelvdalen er ca 950 meter langt, altså omtrent halvparten av hva et spenn over Tverrelvdalen ville blitt.

I Transfarelvdalen finnes det ikke boliger i nærheten av der ledningstraséen går, og det passerer heller ikke noen vei under ledningen. Det er minimalt med ferdsel her i vinterhalvåret, og sannsynligheten for at isnedfall fra ledningen vil få store konsekvenser er liten.

Statnett mener at et spenn over en så smal dal som Transfarelvdalen er forsvarlig i forhold til luftfartssikkerheten. Master og ledninger skal merkes forskriftsmessig. Denne løsningen er vurdert av luftfartsmyndigheten tidligere og derfor omsøkt.

#### **Oppgårdvannet - Isberget. (alt 1.13 og 1.12 i melding)**

Alternativ 1.12 og 1.13 i meldningen fra juni 2007, er begge alternativer som ble vurdert i en tidlig fase, men som man av ulike grunner valgte å forkaste.

I prosessen med melding og konsesjonssøknad ble det avholdt flere møter med Avinor. På dette tidspunktet utarbeidet Avinor nye restriksjonsområder for Alta Lufthavn. Disse er nå vedtatt. Innflyvningen fra sør til Alta Lufthavn er av en slik karakter at Avinor som utgangspunkt ønsket ledningen lengst mulig unna flyplassen. Dette har Statnett etterkommet.

Begge alternativene ville komme i konflikt med vedtatt landskapsvernområde og også kunne berøre flere hekkelokaliteter, hvor særlig området ved Isberget er fremhevet.

Statnett vurderte dessuten nærføring til eksisterende boliger som en betydelig utfordring. I tillegg signaliserte kommunen på dette tidspunktet at traséen kom til å berøre arealer som kommunen ønsket å avsette til fremtidig boligutvikling i området.

For å imøtekomme disse utfordringene har Statnett vurdert det som mest hensiktsmessig å utrede løsninger lengre sør i området. Omsøkt alternativ 1.17 unngår problemstillinger nevnt ovenfor, men vil medføre noe mer utfordringer for reindriften.

## **4.7 Kvalsund kommune**

I Kvalsund kommune følger 420kV-ledningen eksisterende 132 kV-ledninger, Så langt i prosessen har det ikke fremkommet synspunkter fra befolkning, næringsliv eller offentlige instanser som har resultert i traséjusteringer. Dialogen med reindriftsutøvere i kommunen er imidlertid ikke avsluttet.

## 4.8 Hammerfest kommune

- Lokalisering av Hyggevatn transformatorstasjon lengre sørvest og vekk fra driv- /flyttelei skal vurderes. I tillegg skal tilkomstveg fra sør eller vest til transformatorstasjonen vurderes, jf. høringsuttalelse fra reinbeitedistrikt 20. NVE oppfordrer til dialog med ENI Norge i dette arbeidet.
- Nærmere vurdering av fordeler og ulemper, herunder kostnader, knyttet til 132kV koblingsanlegg ved Hyggevatn transformatorstasjon etablert som SF<sub>6</sub> anlegg eller åpent, luftisolert anlegg. Vurderingen skal ta utgangspunkt i samlokalisering med luftisolert 420 kV anlegg.
- Mulighet for justering av alternativ 1.22 utenom trekk-/drivlei i Akkarfjorddalen mot Tverrfjellvannene skal vurderes.

### 4.8.1 Hyggevatn Transformatorstasjon

#### Lokalisering av Hyggevatn transformatorstasjon

I forbindelse med konsesjonsbehandlingen for Hammerfest Energi Nett (HEN) / ENI Norge sin transformatorstasjon på Hyggevatn har Statnett kommentert ulempene ved å flytte transformatorstasjonen lengre sørvest. Det er avklart at Statnett vil kunne benytte felles atkomstvei med HEN/ENI opp til stasjonsområdet.

#### Luftisolert eller gassisolert 132 kV-anlegg

I konsesjonssøknaden for Balsfjord – Hammerfest er to alternativer omsøkt for 132 kV-anlegget ved Hyggevatn transformatorstasjon;

- konvensjonelt luftisolert koblingsanlegg.
- SF<sub>6</sub>-gassisolert koblingsanlegg.

For 420 kV-anlegget er kun konvensjonelt luftisolert anlegg omsøkt.

ENI / Hammerfest Energi Nett har fått konsesjon for en ca 100km lang jord-/sjøkabel for forsyning av Goliatplattformen, med tilhørende 132 kV SF<sub>6</sub>-gassisolert koblingsanlegg ved Hyggevatn. Statnett sin transformatorstasjon vil bli samlokalisert med denne. Et SF<sub>6</sub> anlegg i bruk inneholder ulike klimagasser. Statnett ønsker å begrense utslipp av miljøgasser til atmosfæren og har en særskilt policy i forhold til bruk av gassisolerte koblingsanlegg. Dersom SF<sub>6</sub>-anlegg må benyttes skal dette begrunnes særskilt. Statnett vil montere forurensningsmålere på Kvaløya for å dokumentere behovet for isolasjonsevne i 2011/2012.

Hammerfest Energi Netts argumenter for bruk av SF<sub>6</sub>-anlegg er bl.a. erfaringer med saltpåvirkning på anlegg i området, med utkoblinger og feiltilfeller som følge. Videre er snøproblemer i området en betydelig utfordring og det er ikke uvanlig med oppbygging av snø i betydelige høyder. Snødata foreligger ikke fra Hammerfest Energi Nett, men det vises



til at det har vært nødvendig å brøyte under kraftledninger i området for å opprettholde bakkeklaring.

### **132kV- anlegg:**

Anlegget vil utgjøre en integrert enhet med ENI / Hammerfest Energi Netts anlegg. Kostnadene for Statnett s 132 kV-anlegg vil etter en foreløpig prosjektering bli ca 10 millioner kroner dyrere med SF<sub>6</sub>-anlegg blant annet fordi det må bygges et relativt stort bygg for å tilpasse SF<sub>6</sub> anlegget til transformatorsjaktene.

Et SF<sub>6</sub> anlegg vil være betydelig mindre plasskrevende enn et luftisolert anlegg. Dette er en fordel med tanke på innplassering av bygg i terrenget, det visuelle inntrykket i et karrig landskap og ikke minst er et mindre anlegg en fordel for reindriften i området.

Statnett legger vekt på andre netteieres erfaring i Hammerfestområdet og vurderer dette i sammenheng med NVE`s rapport "klimautfordringer i kraftsektoren frem mot 2100". En gassisolert løsning i samarbeid med Hammerfest Energi Nett vil redusere et 132 kV luftisolert anlegg med 4 bryterfelt. Kostnadsestimatet for sammenlignbare løsninger blir:

- Nytt utendørs 132 kV apparatanlegg: MNOK: 60.0
- Nytt innendørs 132 kV SF<sub>6</sub> Isolert apparatanlegg: MNOK: 70,0

### **420kV anlegg:**

Argumentene med hensyn til saltpåvirkning og redusert arealbruk gjelder også for 420kV koblingsanlegg. For 420 kV-anlegget vil snø utgjøre et mindre problem siden apparatstativene her er høyere enn i et 132 kV-anlegg. Saltpåvirkningen kan til en viss grad kompenseres ved å velge isolatortyper med høyere holdfasthet mot salt.

#### **4.8.2 Justering av alt 1.22 i Akkarfjorddalen**

Statnett har vært i dialog med reinbeitedistrikt 20 angående justering og tilpasning av traséen gjennom Akkarfjorddalen. Distriktet ser ingen tilpasningsmuligheter som kan gjøre dette alternativet mer akseptabelt for reindriften.

I møtet som Statnett hadde med RBD 20 kom det dessuten fram to nye traséløsninger som er blitt vurdert:

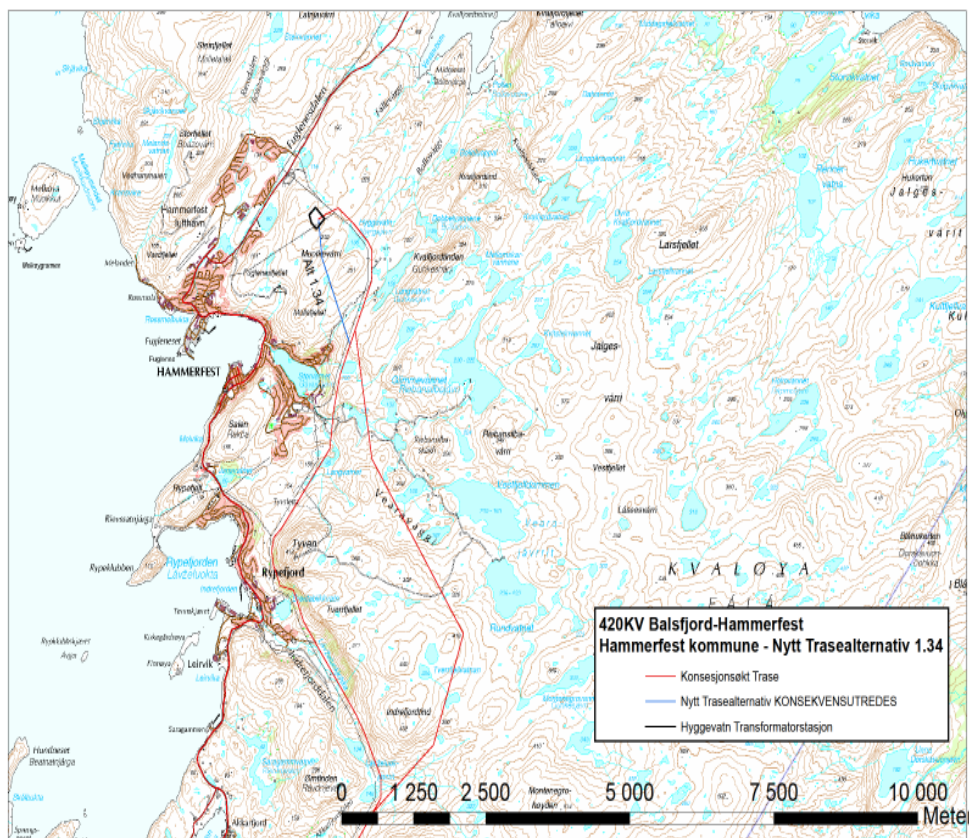
#### **4.8.3 Nytt traséalternativ 1.33 over Tyven**

Traséalternativ 1.33 som er fremkommet etter innspill fra Rbd 20 vinkler opp på fjellet fra høyeste punkt i Indrefjorddalen. Oppe på fjellet vinkler den nordover og går like på nedsiden av Tverrfjellet, fra kote ca 300 – 340 før den etter å ha krysset vegen opp til Tyven går ned mot Langvatnet, hvor den går inn på det omsøkte alternativet 1.0.

Området er værhardt, og en rapport fra meteorolog tilsier at Statnett ut fra driftssikkerhetshensyn ikke kan gå videre med dette alternativet.

#### **4.8.4 Nytt traséalternativ 1.34 over Moutkevarri**

Rbd 20 har også foreslått en endret trasé inn mot Hyggevatn stasjon. Alternativet innebærer imidlertid flytting av begge 132 kV-ledningene (ny 132 kV-ledning i trasé for eksisterende 66kV ledning som skal saneres) til Hammerfest Energi Nett som ligger i omsøkt trasé. Det argumenteres med at skaret ved Hyggevatn der ledningene går i dag er en viktig drivleie/trekkvei for rein.



**Figur 13** Viser alternativ 1.34 som vil gå over fjellet og bli synlig fra Hammerfest sentrum. Trasealternativ 1.34 er konsekvensutredet.

Fagutredningene tilsier marginale forskjeller mellom alternativene, men der reindriften vil få en liten positiv effekt av endringen, mens landskapshensyn vil få en negativ effekt som følge av økt synlighet.

#### Kostnader

- |  |                             |
|--|-----------------------------|
| • Alt. 1.0 (2,4 km) Konsesjonssøkt 2009,       | Totalkostnad 23 mill        |
| • <u>Alt 1.34 (1,8 km) Tilleggssøknad 2011</u> | <u>Totalkostnad 25 mill</u> |
| ○ Diff   | 2 mill                      |

For alternativ 1.34 inneholder beregningen av kostnader også bygging av 2 stk 132kV kraftledninger parallelt, og riving av 2 stk 132kV ledninger som går langs trasè 1.0.

#### 4.8.5 Vurdering fra fagutredet.

##### Landskap;

Nytt alternativ 1.34 vinkler ledningskorridoren nordvestover nærmere bebyggelsen i østre del av Hammerfest, slik at de to 132 kV-ledningene flyttes etter sammen med ny 420 kV-ledning. Effekten av dette blir at ledningene i enda større grad enn i dag omrammer bebyggelsen i østre del av byen. Vinklingen av tre parallelle kraftledninger vil forsterke effekten av visuelt rot. Dette alternativet er en forverring sammenlignet med konsesjonssøkt alternativ. Samlet konsekvensvurdering settes til *store til middels negative*.

##### Reindrift;

Alternativ 1.34, inklusive flytting av eksisterende 132 kV, på samme strekning vil være positivt sammenlignet med opprinnelig alternativ 1.0. Driftsfasen er vurdert som betydelig

viktigere enn anleggsfasen, og alternativ 1.34 vurderes som betydelig mindre negativt for reindriften enn alternativ 1.0. samlet konsekvensvurdering;

- *Anleggsfase = stor negativ*
- *Driftsfase= ubetydelig, liten positiv.*

#### *Biologisk Mangfold;*

Ny trasè vurderes som marginalt bedre enn konsesjonssøkt trasé siden den berører litt mindre areal og ikke går innom Langvatnet og Hyggevatn. Samlet konsekvensgrad settes til *liten negativ*.

#### *Reiseliv;*

Som konsesjonssøkt alternativ, vil alt. 1.34 også være godt synlig fra Storvannet Camping. Alt 1.34 vurderes å være noe mer negativ for opplevelsesverdien da den synlige strekningen blir lengre. Endringen vurderes allikevel ikke som stor nok til at den totale omfangs- og konsekvensgrad for strekningen endres. Samlet konsekvensgrad settes til *liten/middels negativ*.

#### *Landbruk;*

Gjennom konsekvensutredningen ble alternativene i denne seksjonen gitt ubetydelig konsekvens. Bakgrunnen for dette er at det ikke finnes dyrket mark eller drivverdig skog i området. Jakt og fiske ble heller ikke vurdert å være vesentlig. Det nye alternativet vurderes likt med de andre; *ubetydelig konsekvens*.

#### *Friluftsliv, rekreasjon og hytter*

Verken det konsesjonssøkte alternativ 1.0 eller alternativ 1.34 kommer i konflikt med registrerte områder under temaet. Alternativ 1.34 representerer imidlertid en forbedring av dagens situasjon og alternativ 1.0 ved at den samlede inngrepsbelastningen reduseres nær hyttene som ligger nord for Langvatnet. Samlet konsekvensgrad settes til *middels negativ* og er den samme som for konsesjonssøkt alternativ.

#### *Kulturminner/-miljø;*

Kjente kulturminneverdier i Hammerfest kommune ligger ikke i tilknytning til seksjon 8, Akkarfjorden-Melkøya, (Myrvoll et al. 2009) som er den delen av ledningsstraséen som omfatter alternativ 1.34. Definerte kulturmiljø (kapittel 4.5) omfattes derfor ikke av omfangs- og konsekvensvurdering for dette alternativet.

Det er, per i dag, ikke funnet grunnlag for å definere kulturmiljø i ledningstrasé eller tilliggende områder innenfor den aktuelle delen av ledningstraséen. Det påpekes imidlertid at bynære områder ikke er befart (Schanche 2010). Utreder anser derfor ikke kildegrunlaget som tilstrekkelig for å rangere alternativ for denne delen av traséen.

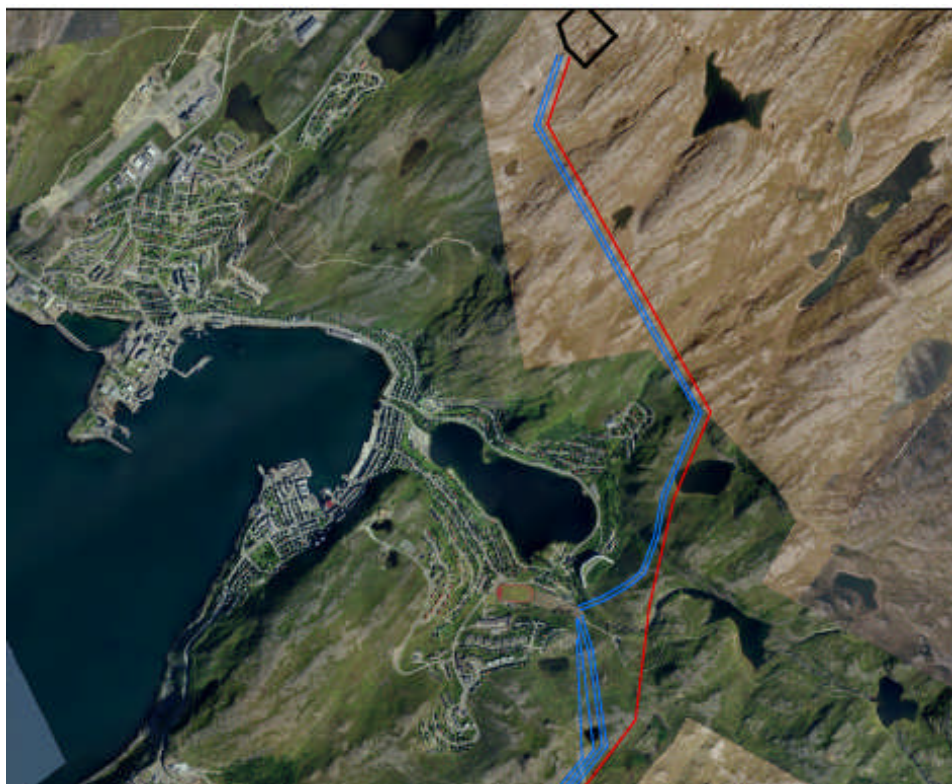
Alternativ 1.0 og 1.34 står, per i dag, likt med hensyn til eventuelle konsekvenser for kulturminneverdier. Det anses heller ikke å være grunnlag for å rangere disse alternativene i forhold til tidligere alternativ (Stasjon i Indrefjorddalen/1.0, Stasjon Hyggevan/1.0A og 1.22-1.0).

### **4.8.6 Statnetts vurdering**

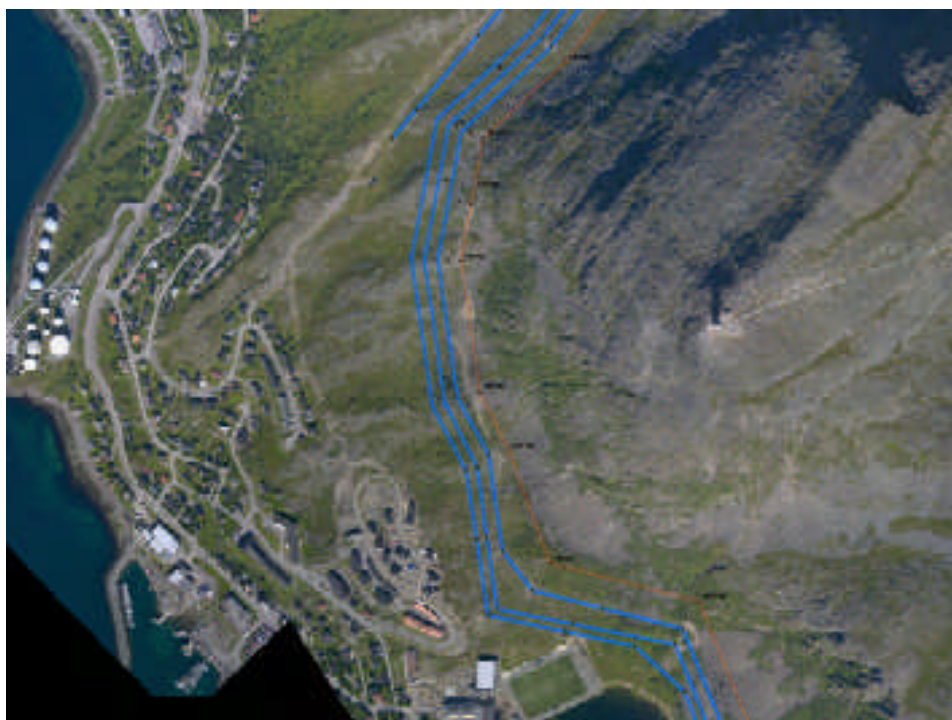
Alternativet passerer rett over en fjelltopp og vil bli eksponert og dermed godt synlig. Terrenget er ulendt og værhardt. På flere viktige områder bryter dette alternativet med kriterier for god traséplanlegging. Alternativet vil bare ha effekt for reindriften dersom også begge 132kV ledningene til Hammerfest Energi Nett flyttes til samme trasé. 132 kV-ledningene til HEN ligger allerede eksponert over Storvatnet ved Hammerfest transformatorstasjon, men forsvinner bakover mot Langvatnet. Flytting av 132 kV-ledningene til traséalternativ 1.34 vil innebære en enda tydeligere omramming av byen, selv om 420 kV-



ledningen bygges etter traséalternativ 1.22 og deretter 1.34. Dersom 420 kV-ledningen bygges parallelt med 132 kV-ledningene etter alternativ 1.0 vil virkningen bli ytterligere forsterket. Som kjent er bebyggelsen i Rypefjord også allerede sterkt påvirket av bestående ledninger i traséalternativ 1.0.



Figur 14. Ledninger tilhørende HEN og ny 420 kV-ledning ved Storvatnet med alt.1.0- 1.34



Figur 15 Bestående ledninger og ny 420 kV-ledning ovenfor Tyvenlia (Rypefjord) traséalt 1.0

## 5. SANERING OG OPPRYDDING I EKSISTERENDE NETT.

Muligheten for sanering/opprydding i eksisterende nett skal vurderes ytterligere.

- Generelt skal det gjøres en vurdering av muligheten for sanering av andre kraftledninger, i tillegg til beskrevet sanering av Alta-Kvænangen 1 i Alta, som følge av Balsfjord – Hammerfest. I den forbindelse skal det gjøres en vurdering av om flere transformeringsspunkt på Balsfjord – Hammerfest kan føre til at flere kraftledninger kan saneres. Ledninger som må reinvesteres i nær fremtid skal beskrives, og det skal vurderes om dette kan åpne for sanering av ledningsstrek, for eksempel ved økt kapasitet på reinvesterte kraftledninger.
- Det skal særskilt vurderes;
  - o Mulighet for sanering og/eller kabling for å redusere antall ledninger mellom Storsteinnes og Nordkjosbotn i Balsfjord kommune og fra Seljevoll og østover i Kvænangen kommune.
  - o Muligheter og kostnader knyttet til sanering av distribusjonsnett som går parallelt med planlagt ledning skal vurderes der det kan ha særlig god effekt for å redusere de totale virkningene
- NVE forutsetter at vurderingene og utredningene gjøres i samarbeid med regionale og lokale nettselskap. Vurderingene skal omfatte konsekvenser for KILE og effektivitetsgrad ved sanering av ledningene og nødvendige nettomlegginger.

### 5.1 Kan flere transformeringsspunkter føre til mer sanering.

Sentralnettet mellom Balsfjord og Hammerfest(Skaidi) består i dag i hovedsak av to parallelle 132 kV-forbindelser. Mellom Balsfjord og Goulas går disse i en indre trasé (via Skibotn) og en ytre trasé (via Tromsø), mens de fra Goulas og nordover er parallellført.

En av årsakene til at Statnett har søkt konsesjon for Balsfjord-Hammerfest er at det ikke er tilstrekkelig kapasitet i dette 132 kV-nettet for robust forsyning av planlagt industriforbruk i Finnmark. Dersom dette nettet svekkes gjennom for eksempel å sanere en av de to parallelle forbindelsene vil det ikke være reservekapasitet via 132 kV-ledningene ved utfall/revisjon av 420 kV ledningen. Bruk av systemvern (belastningsfrakobling) og redusert forbruk ved revisjoner blir da konsekvensen.

Det er derfor viktig å bemerke at planlagte transformeringsspunkt i denne omgang ikke er inkludert for å kunne sanere 132 kV ledninger nå, men for å unngå å belaste hele 132 kV-nettet med effektbehovet til Hammerfestområdet ved utfall/revisjon av 420 kV ledningen. Ved å dele opp forbindelsen i kortere seksjoner med transformering underveis vil det være større muligheter for å kunne opprettholde fullstendig forsyning også i slike situasjoner.

Transformeringspunktene underveis vil imidlertid kunne utløse muligheter for sanering av 132 kV-nett dersom det etter hvert etableres tosidig 420 kV forsyning til Finnmark. Dette kan eksempelvis være gjennom en ringforbindelse til Finland som da gir tilstrekkelig reservekapasitet. Det vil derved ikke være behov for momentan reservekapasitet i 132 kV-nettet, og sanering kan i større grad planlegges ut fra lokale behov i 132 kV-nettet. Det er naturlig å tenke seg at den eldste og svakeste av 132 kV ledningene mellom Goulas og Alta kan saneres ved utløpt levetid slik at reinvesteringsbehov unngås på denne strekningen.

Planer om ny vindkraft kan likevel medføre at det fortsatt blir behov for et sterkt 132 kV-nett fra vindparkene og inn mot transformeringspunktene på 420 kV-ledningen. Lokalisering og omfang av vindkraft vil være avgjørende for dette.

## 5.2 Beskrivelse av reinvesteringer.

Eksisterende ledninger i sentralnettet på strekningen ble idriftssatt som følger:

<b>Balsfjord-Skibotn</b>	<b>1981</b>
<b>Skibotn-Guolasjokka</b>	1979
<b>Guolasjokka-Nordreisa L1</b>	1969
<b>Guolasjokka-Nordreisa L2</b>	1992
<b>Nordreisa-Kvæningen L1</b>	1966
<b>Nordreisa-Kvæningen L2</b>	1992
<b>Alta-Kvæningen L1</b>	1965
<b>Alta-Kvæningen L2</b>	1984
<b>Alta-Skaidi</b>	1989
<b>Alta-Alta kraftverk</b>	1973
<b>Alta kraftverk-Lakselv</b>	1973
<b>Lakselv-Skaidi</b>	1986

Ledningene på strekningen har en blanding av trestolper og forskjellige stålmastkonstruksjoner. Det har vært gjennomført regelmessig vedlikehold og tilstanden anses å være tilfredsstillende. Uavhengig av dette tilsier alderen på enkelte av ledningene at det må vurderes reinvesteringer. Blant de eldste ledningene er det også strekninger med lite linetverrsnitt. Dette begrenser overføringskapasiteten og skaper nye kritiske "snitt", når begrensningene lenger sør blir utbedret ved bygging av ny 420 kV-ledning Ofoten-Balsfjord. Med stadig økende forbruk blir vinduene for utkobling som følge av tyngre rehabilitering og

reinvesteringer smalere og vanskeligere, spesielt dersom 420 kV-ledningen Balsfjord-Hammerfest ikke bygges.

Selv om Balsfjord-Hammerfest ikke vil medføre fullstendig N-1-drift, vil forsyningssikkerheten i landsdelen bli vesentlig forbedret ved etablering av ledningen. Planlagt forbruksøkning i Finnmark som følge av petroleumsindustri og bergverk, og mulighetene for ytterligere økt forbruk i petroleumsindustrien som følge av delelinjen i Barentshavet tilsier likevel at sanering av bestående ledninger ikke kan skje før det er etablert N-1-drift. Først når det eventuelt er etablert en nordisk ringforbindelse på 420 kV-nivå, eller når det er bygd ytterligere en ny 420 kV forbindelse på strekningen, vil det være mulig å sanere noe av bestående ledningsnett. Behovet for kapasitetsøkning vil ikke kunne dekkes tilfredsstillende med reinvesteringer/økt linetverrsnitt i dagens 132 kV-nett, Reinvesteringer selv gjennom kapasitetsøkning i 132 kV-nettet vil følgelig ikke føre til økte muligheter for sanering av ledninger på kort sikt.

Statnett planlegger å temperaturoppgradere (øke tillatt linetemperatur) enkelte av ledningene for å kunne øke kapasiteten maksimalt så snart som mulig.

### 5.3 Mulighet for sanering og kabling

Den nye 420 kV-ledningen er hovedsakelig planlagt i god avstand fra bebyggelse og tettsteder. Statnett har likevel på nytt vurdert ledningstraseen ut fra muligheter for å sanere eller kable ledninger i regional- og distribusjonsnettene underveis, men ser at mulighetene er begrenset til noen få strekninger. På disse strekningene vil imidlertid kabling ha en viss effekt.

Troms Kraft har gjort en forenklet vurdering av kostnader ved kabling/ombygging av nett iht tidligere henvendelse i brev av 6/5-2010.

Kostnadselementer er omtrentlige verdier og knyttes til punktene i brevet.

1. Demontering av 66 kV nettet mellom Storsteinnes og Nordkjosbotn: 1,5 MNOK (forutsetter at pkt 2 gjennomføres)
2. Ombygging/nybygging av trafostasjon: 17-25 MNOK (det er ikke tatt høyde for kostnader ved tiltak i 132 kV linjen eller forbindelsen til stasjonen)
3. Kabling av distribusjonsnett mellom Storsteinnes og Nordkjosbotn: 20 MNOK
4. Kabling av distribusjonsnett mellom Nordkjosbotn og Oteren: 25 MNOK
5. Kabling av distribusjonsnett i Kitdalen (Storfjord): 20 MNOK

Alta kraftlag eier 66 kV-ledningen som går parallelt med sentralnettsledningene på en strekning i Kvænangsbotn. Ledningen kan kables i ca 4 km til en kostnad på om lag 4,1 millioner kroner.

Ymber eier 66 kV-ledningen som går parallelt med sentralnettsledningene gjennom Reisadalen. Strekningen er ca 7,5 km lang og kabling vil koste ca 8,7 MNOK.

Det er ikke gjort beregninger i forhold til ladestrømmer i 66 kV-nettene. Eventuelle kostnader for spole og vern er derfor ikke medtatt fra noen av netteierne.

## 5.4 Kabling i regional- og distribusjonsnett

(Vurdering av KILE og effektivitetsgrad)

Statnett har vært i dialog med Troms Kraft Nett, Ymber og Alta Kraftlag om kabling i deres nett som avbøtende tiltak for den planlagte 420 kV-ledningen. Netteierne understreker at kabling kan medføre lengre utkopingstider ved feil. På den andre siden skjer det ikke ofte feil på jordkabler.

De kabelstrekningene som er foreslått som avbøtende tiltak representerer en så liten andel av netteierens totale portefølje at kabling ikke forventes å gjøre vesentlig utslag på effektivitetsgraden.



## 6. VURDERING AV KABELSTREKNINGER.

- NVE har mottatt flere innspill med krav om nærmere utredning av jord- og sjøkabel. NVE vil på bakgrunn av dette be om at;
  - o Sjøkabel på hele strekningen Balsfjord – Hammerfest og for delstrekninger, som for eksempel Oteren – Hammerfest og Kvenvik – Rafsbotn beskrives. Kostnader, fordeler og ulemper ved de ulike alternativer og for ulike teknologiske løsninger skal kortfattet angis.
  - o Mulighet for bruk av ny omformerteknologi (HVDC light) og fordeler og ulemper knyttet til slik teknologi skal beskrives.
  - o Bruk av jordkabel kontra luftledning på kortere strekninger skal beskrives og kostnader skal angis. Trasè gjennom Reisadalen og delstrekningen Balsfjord – Oteren skal brukes som eksempel for vurdering av kabling på 420 kV spenningsnivå.
  - o Nødvendige anlegg på land for ulike løsninger skal illustreres på en representativ måte.

Prosjektet med ny 420 kV linje fra Balsfjord – Hammerfest ble startet opp midt på 2000-tallet. Meldingen ble lagt frem i 2007, og konsekvensutredning og søknad ble ferdigstilt i 2009.

Statnett har til enhver tid lagt til grunn gjeldende lovverk og forskrifter i sine konsesjonssøknader, men samtidig fulgt med på og bidratt til økt kunnskap knyttet til kabel som alternativ til luftledning.

Omtrent samtidig som arbeidet med prosjektet Balsfjord-Hammerfest, startet arbeidet med revisjon av energiloven der nye endringer ble vedtatt gjennom Ot.prp nr 62 (2008 – 2009). I denne proposisjonen heter det bl.a.:

”Kabling skal også alltid vurderes når nye kraftledninger i regional- og sentralnettet skal bygges, men bruken skal være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Jord- eller sjøkabel er mest aktuelt på begrensede strekninger med betydelige verneinteresser eller store estetiske ulemper på 66kV og 132kV, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300kV og 420kV.”(Ot.prp nr.62. 2008 – 2009 kap.3)”

Proposisjonen fremhever også gevinsten av å kable lavere spenningsnivå fremfor å kable for eksempel 420kV-ledninger.

Informasjonen i punktene under er utdrag fra en rapport om kabel som alternativ til luftledning utarbeidet av Statnett, jf vedlegg 2 og 4.

## 6.1 Vurdering av sjøkabel på hele eller deler av strekningen

En 420 kV kabelforbindelse fra Balsfjord til Hammerfest er mulig å bygge basert på kjente teknikker og metoder. Foreløpige systemanalyser viser imidlertid at etablering av en ekstremt lang kabel i et svakt nett i nord ikke vil være driftsmessig gjennomførbart innenfor gjeldende krav og forskrifter. Statnett har likevel utredet kabling i henhold til kravene i brevet fra NVE. Det må understrekes at kabling av dette omfanget savner sidestykke i verden.

Likestrømsanlegg innfører mange kompliserte og avanserte komponenter, har arealkrevende stasjoner og driftsmessige begrensninger i forhold til overføringsevne og koblingsmuligheter i dagens sentralnett. Statnetts analyser viser at man må gå innom alle transformatorstasjonene som er planlagt på strekningen for å styrke dagens 132 kV-nett i forbindelse med havari eller revisjon av 420 kV-forbindelsen, ref kap.5.2. Forholdene medfører at bruk av tradisjonell vekselstrømsteknologi er mest hensiktsmessig dersom det skal vurderes å benytte sjøkabel på strekningen Balsfjord-Hammerfest.

Trasélengden på forslaget mellom Balsfjord og Hammerfest er totalt på ca 454 km, med henholdsvis 343 km med sjøkabel og 111 km jordkabel.

Det vil bli behov for å gå inn og ut Reisafjorden, Altafjorden og Repparfjorden med minst 7+7 kabler (inkludert en reservekabel i begge retninger) for å kunne overføre samme mengde strøm som på luftledningen. Kabler i sjø legges med større innbyrdes avstand enn i kabelgrøfter på land med fra 5 til 20 m mellom hver kabel og 7+7 kabler krever derved en total båndlagt bredde på mellom 70 og 280m. I dette området vil det verken være tillatt med ankring, trålfiske eller etablering av oppdrettsanlegg.

De ulike kabelstrekningene er av en slik lengde at det er påkrevd med kompenseringssanlegg for hver 50-70km for å opprettholde riktig spenning i kabelforbindelsen. Slike kompenseringssanlegg må med dagens teknologi etableres på land og har et arealbehov på ca 50 x 100m.

Kabelforbindelser i jord og i sjø vil også gi konsekvenser for omgivelsene og samlede terrenginngrep, på land og på sjøbunnen er ikke ubetydelige. Det må gjennomføres detaljerte utredninger der også observasjoner av gytemønster for fisk, vandringsveier, oppvekstområder og øvrig miljø i sjø, samt marinarknologiske forhold må kartlegges. Dette er undersøkelser som det vil ta opptil flere år å gjennomføre.

Kabelarbeid kan bare forventes utført i perioden mai til september på grunn av temperaturrestriksjoner for kabel. Hvis strekningen Balsfjord-Hammerfest skal bygges som jord/sjøkabel, vil produksjonstid for kabel, tid for konsesjonssøknad og byggeperiode trolig ta mer enn 10 år.

En løsning med jord- og sjøkabel for hele strekningen Balsfjord – Hammerfest vil ha en kostnad på ca 27 mrd kroner avhengig av løsning. Det er selvfølgelig knyttet usikkerhet til disse beregningene siden man har benyttet erfaringsbaserte priser, men det gir samtidig et bilde av størrelsene det er snakk om.

### Sjøkabel Kvenvik – Rafsbotn (Alta)

I kommuneplanarbeidet har Alta kommune vurdert både Kvenvik og Rafsbotn som fremtidige områder for sjørettet industri. I tillegg arbeider Alta Havnevesen med en revisjon av eksisterende havneplan. I denne prosessen har Kystverket og Alta Havnevesen utpekt Auskarnes til område for nødhavn og man ser for seg at området mellom Auskarnes og

Saltvikneset sperres av (lenser etc) for å unngå bl.a. forurensning. En sjøkabel fra Kvenvik til Rafsbotn vil nødvendigvis måtte gå gjennom dette området. Her kan store fartøy på mer enn 200 meter bli ankret opp. Fare for å skade på kabelen er tilstede ved en slik operasjon. Basert på eksisterende kunnskaper om bunnforhold og klimatiske utfordringer, vil dette ikke være en ønsket situasjon for havnemyndigheten.

Ved kabling mellom Kvenvik og Rafsbotn er det snakk om 7 kabler. Kabelgrøften på land vil være minst 5 m bred og krever kjørbare atkomst ved siden.

Området ved Saltvika/Kvenvik er også i bruk til ut/inn pramming av rein i forbindelse med reinflytting. Dette beslaglegger store arealer og innebærer en åpenbar utfordring for etablering av nye sjørettede installasjoner. Videre er indre del av Kvenvik geoteknisk vanskelig som følge av leirholdig grunn, noe som vil innebære utfordringer for kabelgrøfter og bygging av landanlegg som for eksempel muffehus.

Altafjorden har status som nasjonal laksefjord.

Sjøkabel på strekningen mellom Kvenvik og Rafsbotn vil altså innebære utfordringer i forhold til arealbruk, både på land og i sjø og ikke minst er gevinsten i forhold til luftledning usikker med hensyn til naturmiljø.

## 6.2 Ny omformerteknologi HVDC light / VSC

Likestrømsforbindelser kan bygges med konvensjonell HVDC<sup>4</sup> løsning eller VSC<sup>5</sup>. På grunn av den positive utviklingen innen VSC-teknikken, fremstår systemer basert på VSC-strømretteren som et alternativ til konvensjonelle strømrettere selv om driftserfaringen med systemet er kort. Strømretteranleggene er uansett svært kostbare (i størrelsesorden 1 milliard)

VSC-strømretteren holder likespenningen konstant uavhengig av effektretning. Dette gir følgende muligheter sammenlignet med konvensjonell HVDC:

- VSC-strømretteren gir stor styrbarhet og kontroll i forhold til omkringliggende nett.
- Tillater overføring med flere stasjoner underveis (multiterminal)
- VSC-teknologien tillater bruk av PEX-isolerte kabler (forventes å bli rimeligere)

Utfordringen med systemet er at feil kan gi utfall av hele overføringssystemet og kreve kortvarig utkobling fordi det i dag ikke finnes effektbrytere for verken tradisjonell HVDC eller VSC. Likeretteranleggene blir dessuten fortsatt arealkrevende i forhold til transformatorstasjoner basert på vekselstrømsteknologi.

Sammenlignet med en vekselstrømskraftledning (ca 2000 MW) vil et likestrømsanlegg kunne begrense overføringskapasiteten. Dagens kapasitet med VSC er begrenset til ca 350 MW overføring, men leverandører påstår at VSC-systemer kan leveres på opp mot 1000 MW. VSC vil kunne være et alternativ i tilfeller der teknikken kan bidra positivt for driften av nettet, som for eksempel ved å stabilisere spenning eller ha kontroll over effektflyten, men da først og fremst som punkt til punkt forbindelse.

<sup>4</sup> High Voltage Direct Current – Høyspent likestrøm

<sup>5</sup> Voltage Source Converter - Spenningskildeomformer

### 6.3 Vurdering av jordkabel på delstrekninger.

NVE har bedt om kostnader for kabling av 420 kV ledningen på konkrete strekninger. I henhold til strategien i energiloven, har Statnett også vurdert kabling av ledninger på lavere spenningsnivå på strekninger hvor antallet parallelle forbindelser vil påvirke omgivelsene mer enn andre steder. Kabling kan på denne måten fungere som avbøtende tiltak i forhold til å etablere 420 kV-forbindelsen Balsfjord-Hammerfest som luftledning.

Følgende strekninger er vurdert kablet:

420 kV Balsfjord-Oteren:	2,3 milliarder kroner
420 kV i Reisadalen, ca 10km:	710 millioner kroner
132 kV Reisadalen, begge ledninger:	100 millioner kroner
132 kV Kåfjorddalen, dobbelkurs, 1,7km:	17 millioner kroner

Ladestrømmene i 132 kV-nettet i nord er imidlertid i nærheten av sin maksimale grense. Nettet kan tåle noen kilometer kabel til på 132 kV-nivå, men utstrakt kabling vil føre til behov for å etablere galvanisk skille mellom nettdeler som tidligere har fungert sammen. Dette kan innebære at det blir aktuelt å dele nettet mellom Troms og Finnmark. Ved utfall av den nye 420kV linja vil "back up" for strømforsyning til Finnmark da være en stor utfordring. Det er imidlertid sannsynlig at en slik løsning kan bli nødvendig i fremtiden på bakgrunn av den utviklingen som skjer i nettselskapene og innenfor vindkraftproduksjonen.

Endret strategi i forhold til ladestrømmer i 132kV-nettet påvirker både drifts- og forsyningssikkerhet og vil ha økonomiske konsekvenser. Dette er ikke medtatt i beløpene ovenfor og inngår heller ikke som et element i systemanalysene.

For øvrig henvises til pkt 5.3 hvor konsekvensene av å kable i underliggende nett i Balsfjord, Reisadalen og Kvænangen fremkommer.

Nedenfor vises illustrasjoner av hvordan et jordkabelanlegg kan bygges. Det gjøres oppmerksom på at et anlegg med 6- 7 kabler har større konsekvenser enn det som vises på bildene nedenfor. Eksempelene viser at denne typen anlegg også er arealkrevende.



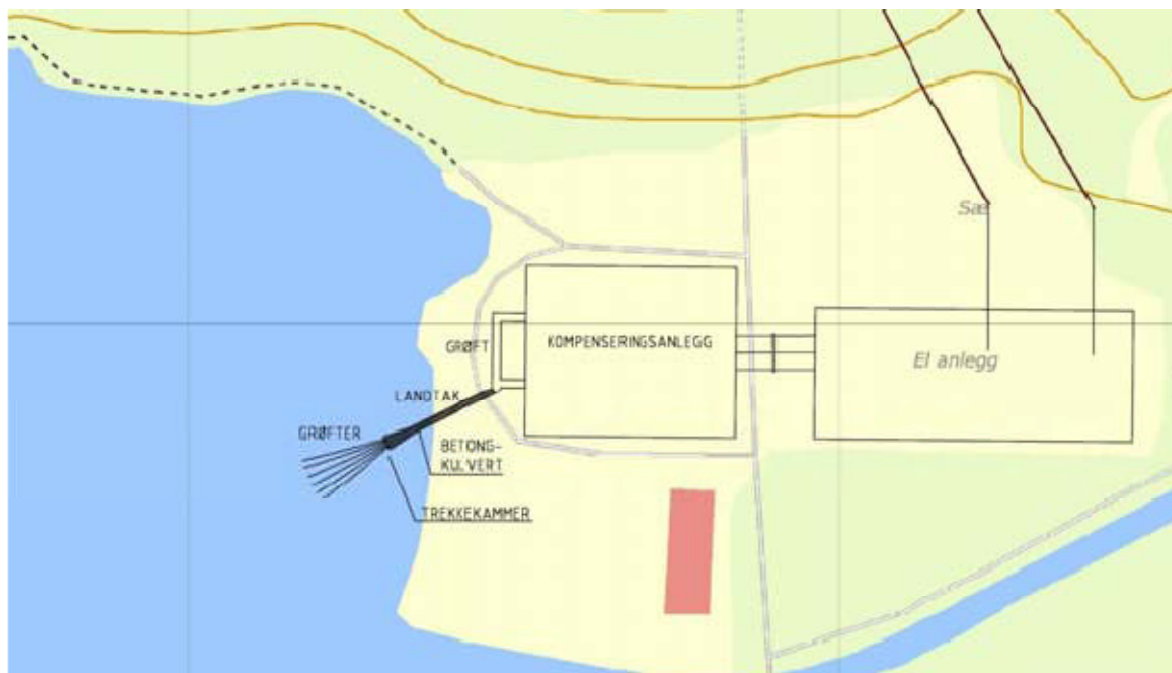


**Figur 13** Eksempel på anleggsbelte for 420 kV jordkabel med ett kabelsett + reservekabel (totalt 4 kabler) i overgangen mellom jordkabel og sjøkabel

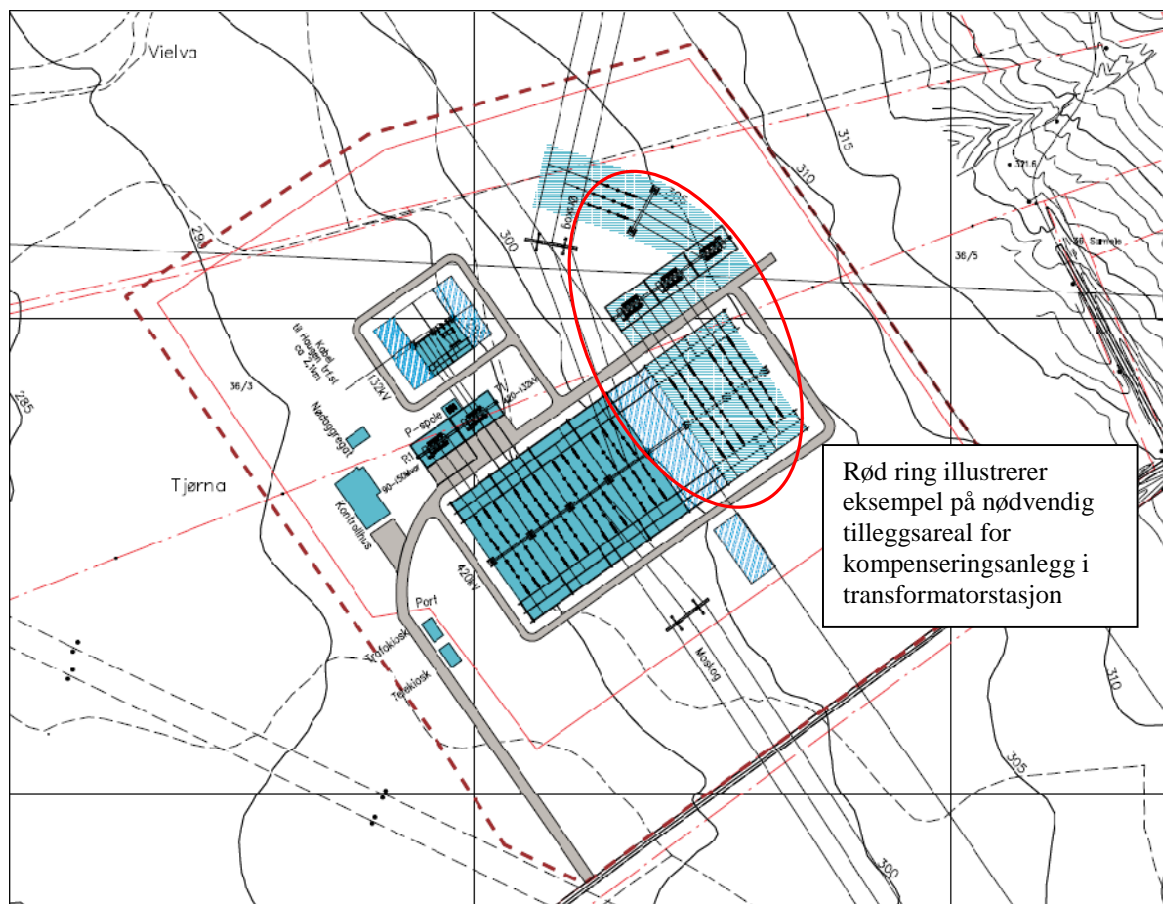


**Figur 14** Jordkabelanlegg etter at kabelgrøft er gjenfylt og terreng reetablert





Figur 15. Eksempel på overordnet plantegning av ildandføring av 420 kV sjøkabel, kompenseringanlegg, utendørs koblingsanlegg og tilkobling til kraftledning.



Figur 16 Eksempel på plassbehov for kompenseringanlegg i transformatorstasjon



## 7. VISUALISERINGER

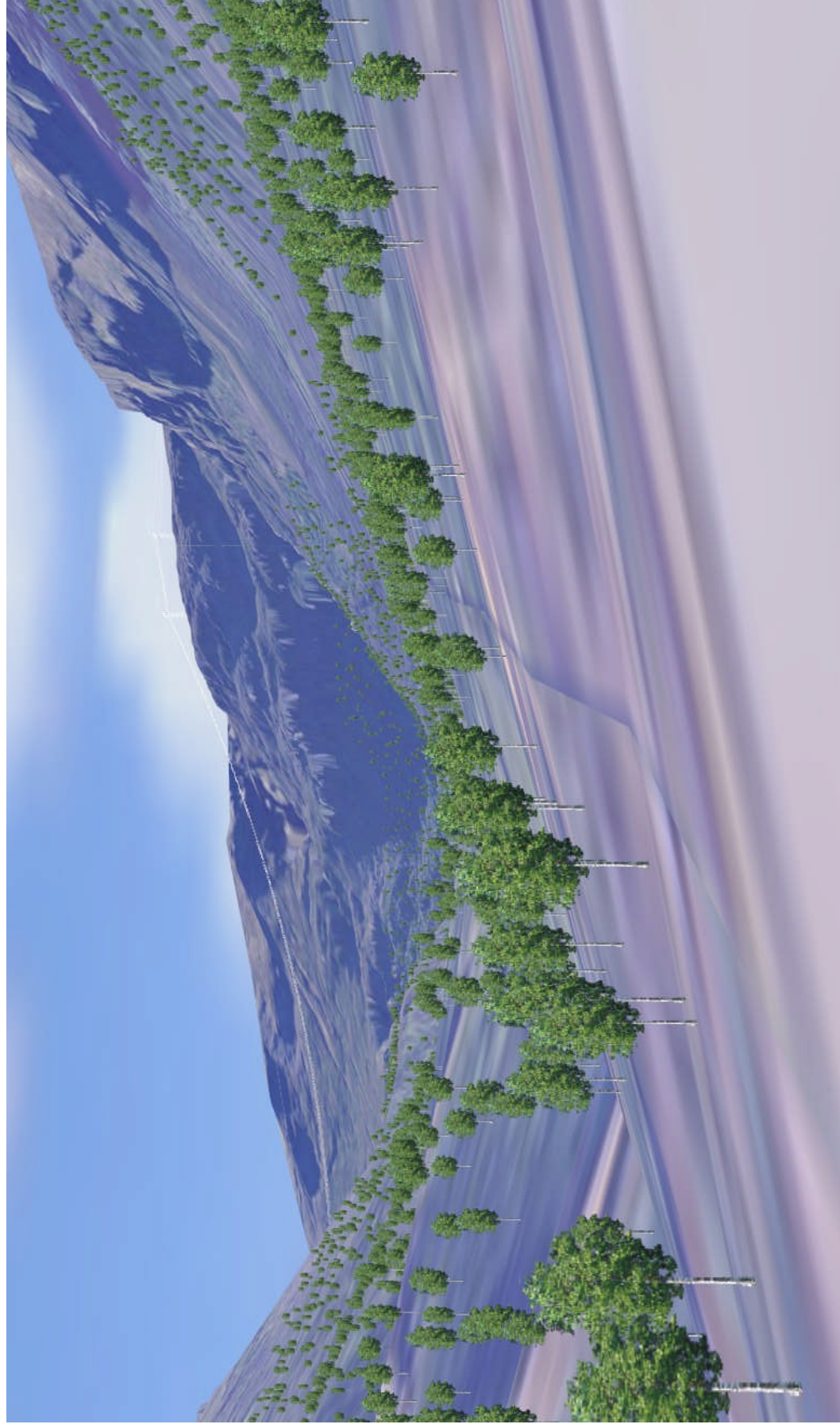
- NVE er kjent med at Statnett har fått utarbeidet en 3D visualiseringsmodell av kraftledningen. Vi ber om at bilder tatt ut fra 3D- modellen, som viser anlegget fra viktige/relevante standpunkter oversendes NVE og at modellen gjøres tilgjengelig for NVE. Det vises i den forbindelse til høringsuttalelser som savner visualiseringer fra standpunkter på bakkenivå, herunder fra:
  - o Gruveanlegget ved Ankerlia i Kåfjord kommune.
  - o Verne- og verdensarvområder i Alta, kryssing av Transfarelvdalen og traseene fra Eiby til Rafsbotn sett fra Lille- Komsa, som etterspurt i uttalelse fra Finnmark Fylkeskommune
  - o Alta by; Thomasbakken, Skoddevarre og Alta Sentrum, samt Øvre Alta, jf. uttalelse fra Alta Kommune
  - o Ved den kjente offersteinen Åhkånjarstabba i Kvalsund kommune.
- Det bes om at Statnett på henvendelser fra berørte tilbyr fremvisning av modellen fra standpunkter som etterspørres.

## 7.1 Gruveanlegget ved Ankerlia- Kåfjord



Figur 17. Alternativ 1.5.1 sett fra Ankerlia





Figur 18 Kåfjord - Alternativ 1.0. sett fra Ankerlia



## 7.2 Verne og verdensarvområdet i Alta



Figur 19 Alta Museum. Linja er ikke synlig grunnet topografi.

### 7.3 Alta by



Figur 20 Alternativ 1.0 og 1.8 sett fra Alta Sentrum mot sør.



Figur 21 Alternativ 1.11 sett fra Alta Sentrum mor sør/sørøst.



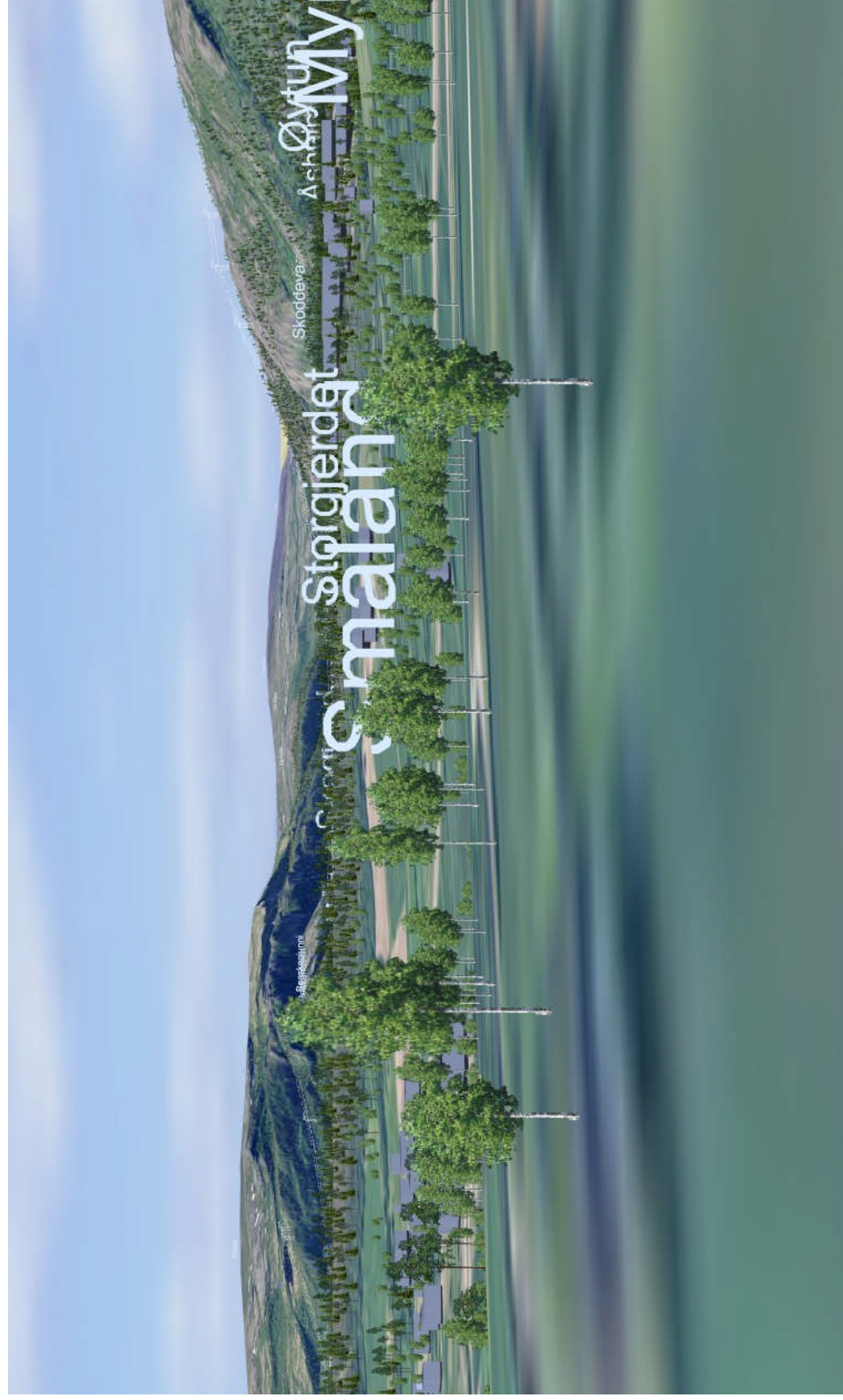


Figur 22 Alt 1.17 sett fra Lille Komsa



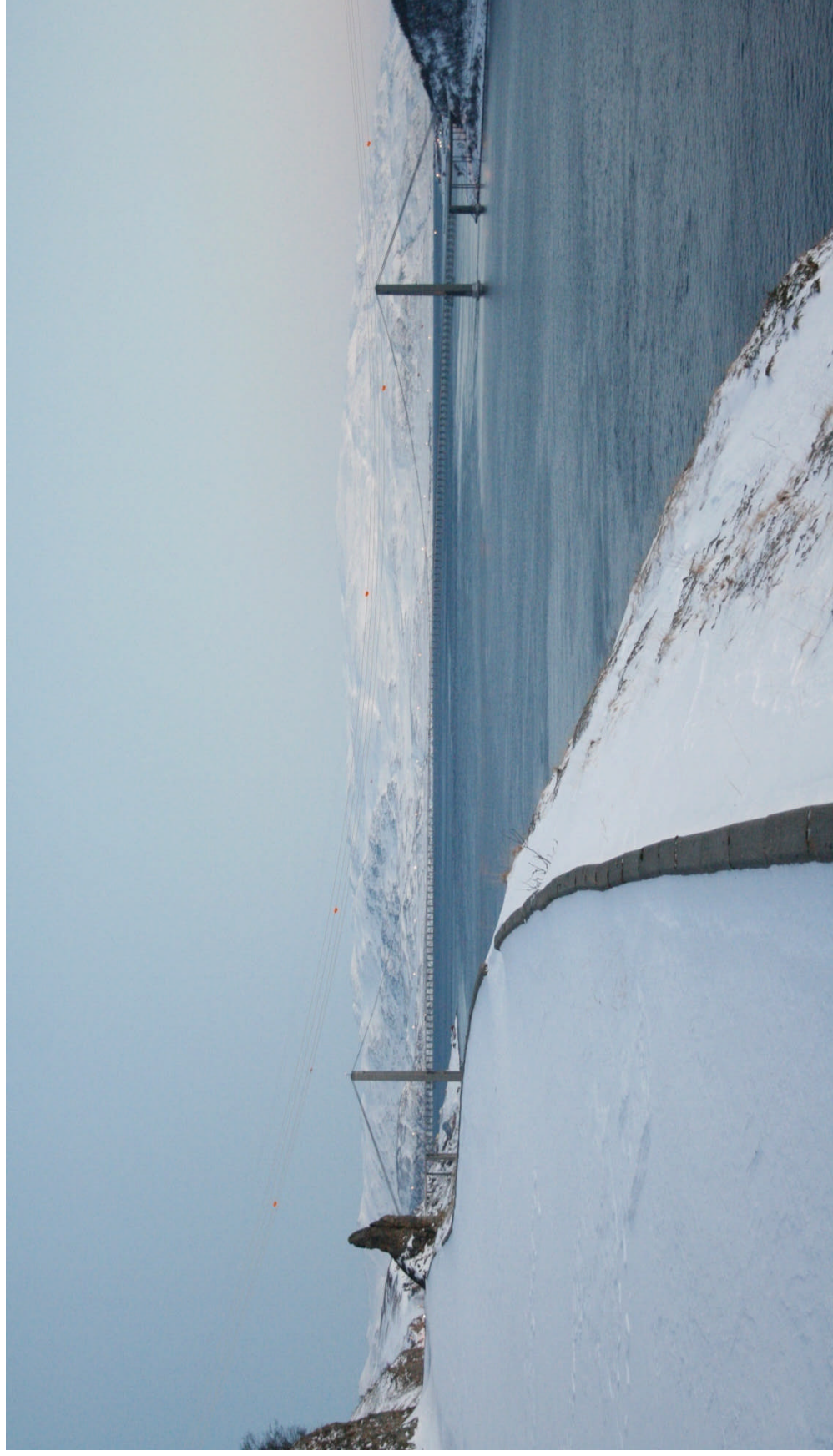
Figur 23. Kraftledningen sett fra Øvre Alta skole i retning Pæska/Pæskanasen.





Figur 24. Kraftledningen sett fra Thomasbakken/Lille Skoddevarre og i retning nedstigning fra Skoddevarre/Pæskanasen.

## 7.4 Stalloen i Kvalsund



Figur 25 Stallo og Kvalsund bru. (Man ser liner og markører, men ikke master. På Kvaløya er disse utenfor synsvidde, og på fastlandet vil de ikke inngå i synsbildet mellom Stallo og bro.)



## 8. REINDRIFT

- Oversikt over Siidaer, med antall utøvere innenfor de enkelte reinbeitedistrikt samt opplysninger om det foreligger avtaler om beitefordeling eller andre bruksrettavtaler siidaene imellom.

### 8.1 Oversikt over sidaer, beitefordelingsavtaler og bruksrettavtaler.

Statnett har bedt Reindriftsforvaltningen om bistand til å få tilgang til disse opplysningene. Reindriftsforvaltningen opplyser i brev av 19.05.10 at bruksreglene og informasjon ut over det som kan finnes i Ressursregnskapet er unntatt offentlighet, jf. Forvaltningslovens § 13, jf. Offentlighetslovens § 13. - og viser til egne hjemmesider for ytterligere informasjon.

Nedenfor følger de opplysninger som NVE har bedt om og som Statnett har klart å finne frem til. Ut over dette har ikke Statnett vært i stand til å besvare tilleggsutredningskravet fullstendig.

Reinbeitedistrikt	Siida- andeler	Antall personer	Siidaer Sommer	Siidaer Vinter	Reintall pr 31. mars 2009	Merknader
<b>Troms</b>						
17/18-Tromsdalen	7	22	1	1	1945	Berøres i 27 Mauken vinterbeite
24- Helligskogen	6	20	1	1	1729	
Könskämä sameby	54	197			12000	Norsk-Svensk reinbeitekonvensjon
<b>Vest-Finnmark</b>						
<b>Kautokeino vestre sone</b>						
D-37 Skárfvággi	4	17	1	1	1474	
D-36 Cohkolat	14	60	1	4	8510	
D-42 Beahcegealli	6	31	1	1	1727	
D-35 Fávrosorda	14	72	1	2	6510	
D-34 Ábborášša	12	91	1	5	6310	
D-39 Árdni/Gávvir	8	36	1	1	2145	Berøres ved flytting
D-30A Vestre sonestyre/Oarjjabealli						Vinter/vår/høst
<b>Kautokeino midtre sone</b>						
D-40 Orda	15	88	1	2	6314	
D-41 Beaskádas	5	52	1	2	4476	
D-33 Spalca	20	123	1	4	7043	
D-32 Silvetnjárga	6	54	2	2	2043	Berøres ved flytting
D-29 Seakkesnjárga ja Silda	3	11	2	2	1020	Berøres ved flytting
D-28 Cuokcavuotna	3	18	1	2	580	Berøres ved flytting
D-27 Joahkonjárga	14	98	1	4	6321	Berøres ved flytting
D-25 Stierdná/Stjernøy	6	38	2	2	1302	Berøres ved flytting
D-26 Lákkonjárga	17	163	1	4	8290	
D-11T - Ráidná	1	10	1	1	263	Berøres ved flytting
D-33T - Ittunjárga	2	20	1	1	685	Berøres ved flytting
D-19/32T - Ivgoláhku	5	16	2	2	1456	Berøres ved flytting
D-30B Midtre sonestyre/						Vinter/vår/høst



Guovdajohtolat						
<b>Kautokeino østre sone</b>						
D-23 S/N gr. B Girenjárga	6	36	1	1	4253	
D 23 S/N gr. A Valgenjárga	2	26	1	1	1296	
D-23 S/N gr. C Jalgon	5	34	1	1	2897	
D 23 S/N gr. D Ealenjárga	1	8	1	1	132	
D-24A Oarje-Sievju	6	33	2	1	1242	Berøres ved flytting
D-24B Nuorta-Sievju	3	27	2	2	734	Berøres ved flytting
D-19 Sállan/Sørøy	10	71	3	5	4271	Berøres ved flytting
D-22 Fiettar	15	113	1	3	7185	
D-21 Gearretnjárga	8	34	1	1	2907	
D-20 Fálá/KValøy	6	20	1	1	2217	
D30C Østre sonestyre/ Nuorttabealli						Vinter/vår/høst

Den svenske samebyen Könkämä hadde i 2010 et reintall på 12671. (opplysninger fra Sametinget i Sverige) I møter med samebyen har de opplyst at reinflokken etter kalving vil være på om lag 20000 rein. Totalt er de 197 reineiere. Av disse er det 54 som er registrert som ansvarlig for en gruppe reineiere.

Gjennom møter med reinbeitedistriktene har Statnett fått informasjon som tilsier at det kan forekomme variasjoner med tanke på antall vintersiidaer. Organiseringen i ulike siidaer har i stor grad betydning for tidspunktene de ulike reinflokkene /siidaene foretar flytting mellom årstidsbeitene.

Uavhengig av Reindriftsforvaltningen har Statnett iverksatt en egen prosess med reindriften. Bakgrunnen er at Statnett har flere pågående konsesjonsprosjekter i nord; Ofoten – Balsfjord, Balsfjord – Hammerfest og Skaidi - Varangerbotn. Felles for disse prosjektene er at de berører reindriften langs hele strekningen.

## 8.2 Statnetts tilrettelegging og dialog overfor reindriften.

I mars 2010 inviterte Statnett alle berørte reinbeitedistrikter/sameby til et møte i Kautokeino. De fleste reinbeitedistriktene var representert. Tema for møtet var tilpasningsmuligheter for reindriften og Statnett. I møtet ble man enige om at det burde gjennomføres en utvidet dialog.

### Oppsummering av møteserie med reindriften

Det har vært gjennomført møter med reinbeitedistrikter (rbd.), siidaer og en sameby som er berørt av ledningen Balsfjord-Hammerfest. Med unntak av to rbd. som berøres under flytting og ett rbd. som representerer interessene på vinter, vår og høstbeitene har Statnett møtt alle. Hensikten med denne møteserien har vært å sjekke ut gjensidige tilpasningsmuligheter for Statnett og de ulike reinbeitedistrikt, siidaer og sameby, Det har vært fokusert på distriktenes organisering, bruk av områdene omkring omsøkte ledningstraseer, tilpasningsmuligheter i en anleggs- og driftsfase, påstander om feil i fagutredningen mv. Statnett har skrevet referat fra møtene og de enkelte rbd., og deres respektive advokater har fått oversendt referatene til godkjenning.

En foreløpig oppsummering viser at med unntak av de områdene hvor det faktisk er kalvingsland så fremstår det å unngå store forstyrrelser i flyttemønstret som en av de største utfordringene. Utstrekningen av kalvingsland vil være et forhold som tas opp i fortsettelsen. Flyttesystemet er et nitidig køsystem hvor det er viktig å unngå sammenblandinger av



reinflokker. Faren for sammenblanding synes å være størst under høstflyttingen (på barmark). For å få til en så skånsom utbygging som mulig vil det være helt avgjørende å ha tett dialog med reindriften slik at Statnett får god kontroll på flyttemønsteret.

Statnett vil gjennomføre en ny møteserie for å gå grundigere inn i vurderingen av tiltak som kan begrense ulempene for reindriften under og etter gjennomføringsperioden. Informasjonen fra tidligere møteserie er konvertert til et kartdatalag som kan legges over kartet som viser anleggsplanen. Dette visualiserer viktige konfliktområder og -tidspunkter samt varigheten av anleggsarbeidet på strekningene, noe som kan gjøre kommunikasjonen mellom partene enklere og mer konkret og konstruktiv.

Møterunde 2 forutsettes gjennomført i 2011. Reindriften anser også at dette er en hensiktsmessig videreføring.

## 9. AVBØTENDE TILTAK.

- Strekninger hvor redusert skogrydding vil kunne gi god effekt og hvordan redusert rydding kan forenes med gjeldende sikkerhetskrav skal vurderes. Herunder skal kostnader knyttet til oftere rydding med felling av enkelt trær fremfor snauhogst anslås.
- Det skal pekes på delstrekninger hvor kamuflerende tiltak, herunder alternative mastetyper og fargesetting av master, liner og isolatorer, vurderes å kunne gi særlig god effekt. Kostnader for kamuflering på delstrekninger skal oppgis.
- Strekninger som kan ha spesielt god effekt av merking av liner for å hindre fuglekollisjoner skal vurderes.
- Muligheter for støyreducerende tiltak på ledningen skal beskrives kort og generelt, herunder kostnader og vurderinger av effekter av tiltak overfor boliger, hytter og reindrift.

### 9.1 Redusert skogrydding

For Statnett er det overordnet at det ikke skal skje utfall som følge av overslag fra ledningene på grunn av for liten avstand til vegetasjon. Også av hensyn til linjebefaringer og ved feilretting og vedlikehold er det en fordel om det er minst mulig trær i ledningstraséen. Det er for eksempel enklere å oppdage ledningsbrudd på avstand dersom det er mulig å få godt overblikk over traséen, og tilgjengeligheten spesielt på vinterstid, er vesentlig lettere.

I byggefasen kreves ekstra ressurser for å strekke opp liner på en forsvarlig måte dersom det må tas hensyn til trær i traséen. På bakgrunn av dette har det vært ønskelig å begrense omfanget gjenstående skog i traséene som derfor ofte blir snauhogd i forbindelse med byggeperioden. I gjennomsnitt betyr dette at befaring og ny hogst kan gjøres med om lag 8 – 12 års intervaller

Den senere tid har kravet til gjensetting av skog økt, både av hensyn til kamuflering og at det virker unødvendig å ta ned all skog når den ikke er til hinder for linja og sikkerhetsmarginer for øvrig er oppfylt. Nye retningslinjer for trasérydding er under utarbeidelse og vil bli forelagt NVE for godkjenning i løpet av 2011

Statnett har utredet muligheten for å la skog stå igjen i traséen for Balsfjord-Hammerfest, herunder også kostnader knyttet til vedlikehold. Bakgrunnen for å redusere hogst i traséen er at gjensatt skog har en visuelt dempende effekt på linjen. Dette innebærer at dersom det skal være hensiktsmessig med gjensetting av skog må linjen være eksponert for relativt mange mennesker i det aktuelle området. Strekningene der dette kan være aktuelt er beskrevet nedenfor sammen med vurdering av andre kamufleringstiltak.

Allskog BA har vurdert alle skogklede områder fra Balsfjord til Hammerfest i forhold til bonitet og andre vekstforhold. Foreløpig rapport tilsier at ingen områder har tilvekst på over 50 cm pr. år. Gjennomsnittlig tilvekst er 20 – 30 cm pr år jmf rapport datert 20.12.2011.

På grunn av topografi, store avstander og begrensede skogstrekninger har Statnett Region Nord forsøkt å effektivisere linjebefaringene. Her gjøres det også en årlig vurdering av skog i traséen og sikringshogst utenfor selve traséen. Skogskledde områder befares på sommeren og vidde/fjellområder befares på høst og vinter. Dette innebærer at man allerede i dag har rutiner for å ivareta problemstillinger knyttet til gjensetting av skog.

I Miljø-, transport- og anleggsplanen kan slike områder befares og beskrives, og når ledningen bygges og linestrek er gjennomført må det gjennomføres en kvalitetssikring av avstander. Deretter vil Ledningsmester ha ansvar for befaring og skogshogst i og ved traséen.

Redusert skogrydding anslås til å være 3-4 ganger mer kostbart enn ordinær rydding i 8 års intervall.

## 9.2 Strekninger som kan ha god effekt av ulike kamufleringstiltak

Bakgrunnen for farging av master er å dempe det visuelle inntrykket mastene kan gi for omgivelsene. Med omgivelsene menes hvor eksponert en mast eller en strekning er og hvilken effekt farging kan ha.



Figur 26 Trasé med malte master og ryddet trasé



Figur 27 Trasé med malte master og begrenset trasérydding.



Strekningen Balsfjord – Hammerfest ligger også i en del av Norge hvor vintrene er mørke og lange med snødekte områder fra november til mai/juni. Samtidig er somrene lyse og korte der løvtrær er grønne fra juni til sept. Det vil si at farging av master som tilsynelatende har god effekt i sommermånedene kan virke helt mot sin hensikt fra november til mai hvor de står som mørke søyler mot hvit (snø) bakgrunn. På den annen side skjuler også mørketiden mastene, uavhengig av om de er farget eller ikke. Til alle strekninger med fargede master bør det også benyttes matte isolatorer.

For å unngå gjenskin/blick fra ledningen er det ønsket mattede liner på hele strekningen mellom Balsfjord og Hammerfest.

Nedenfor følger en oversikt over strekninger der ulike kamufleringstiltak kan ha effekt, men det gjøres oppmerksom på at konkrete vurderinger av for eksempel farging av master bare kan gjøres etter en grundig befaring av strekningene.

### **Balsfjord – Nordkjosbotn - Oteren**

Blandingsskog med høye løvtrær og barskog.

Ved oppstigning fra Balsfjord og hele veien mot Nordkjosbotn vil 420 kV-ledningen ligge i skogkledd fjellside og være godt synlig for innbyggerne. Fra E8 og E6, som begge er sterkt trafikkerte strekninger, vil ledningen også være godt synlig.

Flere strekningen vil kunne ha god effekt av begrenset skogrydding, men dette må fastsettes ved befaring. Økning av mastehøyde for å bevare skog er vurdert, men mastene vil da bli svært høye og både få uheldige nær- og fjernvirkninger. Farging av master er også vurdert. Dette kan ha effekt i barskogområder i Balsfjord. På andre deler av denne strekningen kan fargede master virke mot sin hensikt da de store deler av året vil bli stående mot hvit bakgrunn (snø). Den største utfordringen er at en fullstendig ryddet trasé vil ligge som et hvitt belte i fjellsiden store deler av året. Dette forholdet kan bare motvirkes ved begrenset skogrydding, og da hovedsakelig på strekningen fra Balsfjord til Kila (midt mellom Nordkjosbotn og Oteren) Denne delen av strekningen vil særlig være synlig på avstand både fra E6 og E8. På strekningen inn mot Nordkjosbotn, og videre mot Oteren vil også matte isolatorer forhindre gjenskin fra isolatorene.

Strekningen mellom Balsfjord og Oteren vurderes som den mest utfordrende med hensyn til eksponering av kraftledningen.

### **Reisadalen**

Lang skogkledd strekning, med overvekt av barskog der ryddegaten vil gjøre et betydelig inngrep. Fra selve dalen vil ryddegaten antagelig ha begrenset synlighet, men fra høyereliggende områder, som for eksempel hyttefeltet ved Gapherus vil den være eksponert. Farging kan vurderes, særlig ved kryssing av vei, men det er sannsynlig at begrenset trasérydding vil ha bedre effekt i eksponerte områder.

Viktige vurderingskriterier er hvor eksponert kraftledningen er, vurdert i forhold til befolkningstetthet og øvrig trafikk/besøkende.

En annen mulighet er å kable eksisterende 132 kV på strekningen gjennom Reisadalen og la 420 kV-ledningen benytte eksisterende trasé. Dette vil minimalisere inngrepet som ryddegater vil representere, men samtidig er kabling av 132 kV et stort og kostbart inngrep.

### **Kvænangsbotn**

Blandingsskog med relativt høye løvtrær og barskog.

Kryssing av Kvænangsbotn vil også ha effekt av tiltak for å dempe det visuelle inntrykket. Samtidig er det begrenset med mennesker som bor i området, og lite trafikk på vegen inn mot Kvænangsbotn. Ledning og ryddegate vil være mest eksponert fra høyereliggende



områder. 420 kV-ledningen vil her gå parallelt med 2 eksisterende 132 kV-ledninger. Det er sannsynlig at begrenset trasérydding vil ha bedre effekt enn farging av master. Gjensetting av skog i kabelgate der kraftledningen krysser vegen, vil gi god effekt.

### **Altadalen**

Overvekt av barskog på strekningen.

En stor del av Altas befolkning på 19 000 mennesker bor i byen eller i tilstøtende områder. Både E6 og Rv 93 har mye trafikk, men selv om ledningen vil være synlig fra enkelte steder på strekningene er ikke ledningen mye eksponert.

Ved kryssing av Altaelva tilsier forskriften at mastene skal varselmerkes og linene påsettes flymarkører. Det vurderes som hensiktsmessig med begrenset skogrydding ved kryssingspunkter som for eksempel Rv 93, som vil hindre innsyn direkte i ryddegater, eller om det er mulighet for høyere master slik at skog kan stå igjen i traséen.

For å unngå gjenskinns kan det benyttes mattede isolatorer i Altadalen, og dette vil også ha god fjernvirkningseffekt.

### **Tverrelvdalen**

På denne strekningen er det overvekt av barskog, men innslag av løvtrær. Området ved Stovannet er mye benyttet, både sommer og vinter. I dette området er det også mye furuskog og det kan være hensiktsmessig med farging av master på en del av strekningen..

Ved kryssing av Tverrelvdalen må sørlige mast FM 717 og FM 718 nede i Tverrelvdalen være varselmerket (rød og hvit), og linene må være merket med markører for å overholde Luftfartstilsynets retningslinjer..

Ved kryssing av Tverrelvdalen kan det vurderes høyere master på noen strekk for å løfte linene slik at skogen kan stå igjen.

### **Sarves – Stokkedalen**

Overvekt av løvtrær med varierende høyde.

Fargede master vil store deler av året stå mot lys bakgrunn (snø). Matte isolatorer, og gjensetting av skog kan være et virkemiddel for å dempe den visuelle effekten av ledningen.

Opp Stokkedalen fravikes parallellføringen av visuelle hensyn, men det kan være et avbøtende tiltak å flytte eksisterende 132kV til ny 420 kV trasè for å samle inngrepene.

### **Skaidi**

I området er det hovedsakelig lav løvskog. Ledningen er eksponert fra E6, samtidig som ledningen vil være synlig fra svært mange fritidsboliger nær Skaidi.

Det er vanskelig å skjule ledningen, men begrenset skogrydding og matte isolatorer kan dempe inntrykket

### Skaidi – Kvalsund - Hammerfest

Med unntak av Repparfjorddalen og Kvalsunddalen er området så og si fritt for skog, og topografien i området tilsier at det er vanskelig å "skjule" linja. Matte liner og isolatorer kan benyttes i eksponerte områder, men generelt sett er det vanskelig å kamuflere kraftledningen.

Kvalsund kommune har i sine merknader til både melding og søknad/KU bedt om kabling av eksisterende 132kV ledning gjennom Kvalsunddalen, og la 420 kV gå i samme trasè. Kvalsunddalen er i nedre del skogkledd med løvskog, og et mye benyttet rekreasjonsområde for innbyggere i Kvalsund og Hammerfest.

2 stk 132 kV og 1 stk 420kV kraftledning som krysser denne smale dalen kan oppleves som et stort inngrep i en liten dal, og vurdering av kabling kan derfor sees på som et avbøtende tiltak.

### 9.3 Merking av liner for å unngå fuglekollisjon.

Der det ikke er mulig å unngå å legge kraftledninger bort fra viktige funksjonsområder for fugl, vil merking av liner på kortere strekninger være viktig for å unngå bl.a. påflygning av fugl. Ecofact har i rapport 25 -2010 vurdert dette som avbøtende tiltak.

Merkingen bør konsentreres til områder med viktige fugleforekomster siden merking av liner er fordyrende og ofte vil være i konflikt med andre hensyn, for eksempel landskapsopplevelsen fordi kraftledningen blir mer eksponert. De positive virkningene i form av redusert tap av sjeldne eller truede fuglearter vil i en del tilfeller være så store at merking som avbøtende tiltak likevel bør velges.

Der topp- og faseliner går i to plan, er det viktig å merke begge typer, men av faselinene er det tilstrekkelig bare å merke kantlinene.

Fagutreders grunnlag for valg av strekninger der merking av linjer kan ha spesielt god effekt for å hindre fuglekollisjon er basert på følgende;

- Fuglens funksjonsområde
- Tetthet og bevegelse i området
- Artssammensetning
- Topografiske forhold.

Foreslåtte områder der merking er aktuell som avbøtende tiltak er;

Kryssing av Skibotndalen	8,5 km	
Kryssing av Kåfjorddalen	5,0 km	
Øvre del av Mathisdalen – Helleelva		12 km
Kryssing av Altaelva og Raipaslia	2,0 km	
Transfarelvdalen	3,5 km	
Sørenden av Doggejavri (v/Skaidi)		8,7 km
Kryssing av Kvalsundet	1,2 km	

Statnett har benyttet erfaringspriser for å finne kostnader for dette tiltaket. Det beregnes 50 000,- kroner pr. km inkl. montering. Med merking for fugl på alle strekningene som foreslått blir dette totalt 41 km à 50 000,- kroner pr km = 2 050 000,- kroner.

## 9.4 Vurdering av støyreducerende tiltak

Denne vurderingen knytter seg til muligheter for støyreducerende tiltak, herunder kostnader og vurderinger av effekter av tiltak overfor boliger, hytter og reindrift.

### 9.4.1. Koronastøy

Koronastøyen er avhengig av spenningsnivået som forårsaker korona på lineoverflaten. Hørbar koronastøy opptrer hovedsakelig i fuktig vær, når det oppstår utladninger på vanndråper som sitter på lineoverflaten. Korona kan også oppstå under isingsforhold. I tørt vær er det normalt ikke koronautladninger på liner.

### 9.4.2 Tiltak mot koronastøy

Viktigste tiltak for å redusere koronastøy er å øke antall delledere i hver fase. Overgang fra duplex Parrot til triplex Grackle vil kunne redusere koronastøyen med ca 10 dB, noe som tilsier en halvering av den opplevde hørbare støyen. Tilleggskostnaden for bruk av triplex i stedet for duplex liner vil være 0,5 -0,8 mill pr km ledning. Å øke antall delledere er den mest brukte og mest effektive teknikken for å redusere koronastøy. Ulempen med bruk av triplex liner er at 9 liner oppleves visuelt som mer massivt enn 6 liner.

Normalt er koronastøyen høyest det første året linen er oppmontert. Forklaringen ligger i at overflaten på nye liner er dekket med trekkolje fra produksjonen, noe som gjør at det dannes vanndråper på hele lineoverflaten, mot normalt bare på undersiden av linen, og dermed oppstår det mere koronautladninger. Etter 1-2 år vaskes trekkoljen naturlig bort av regnet, og støyen reduseres betydelig, ca 6 dB.

Siden man planlegger bruk av mattede liner på hele ledningen, vil det bety at den hørbare støyen fra ledningen blir 5-6 dB lavere enn hvis man bruke umattede liner. Overflatebehandlingen som gjøres for å matte linene, sørger også for å fjerne trekkolje på lineoverflaten på samme måte som ved naturlig vasking med regn over 1-2 år. Man oppnår dermed at en 420 kV ledning med nye mattede liner fra fabrikken, har ca 5-6 dB lavere hørbar støynivå enn en ledning med nye, umattede liner.

Det jobbes også med å se på bruk av dekkmaterialer som påføres på linen for å skape en hydrofil overflate (da dannes det ikke store vanndråper). Dette foregår på forskningsnivå og er informasjon som ikke er tilgjengelig i dag.

### 9.4.3 Vibrasjonsstøy

Vibrasjonsstøy fra ledninger skal ikke forekomme, hverken fra liner eller barduner. Opplevs vibrasjonsstøy fra ledninger, er det et tegn på at ledningene ikke er tilstrekkelig vibrasjonsdempet, og da skal det umiddelbart iverksettes tiltak.

### 9.4.4 Vindstøy fra liner

Linestøy eller sus fra linene forårsaket av vind kan forekomme. Det finnes spesialliner som er designet for å redusere vindsuset, men vi kjenner ikke til dokumentert effekt. Vi opplever få klager på vindstøy i Norge.

### 9.4.5. Konklusjon mulige tiltak.

Skal det gjøres tiltak for å reduseres hørbar støy fra kraftledninger, er det for sent å gjøre tiltakene etter at ledningen er bygget. Det finnes ingen god metode som kan benyttes i ettertid.

- Tiltaket som gir best effekt er flere delledere.
- Kostnadene er store hvis det skal gjøres tiltak på korte seksjoner. Det må generelt regnes med ekstra kostnader på 0,5 – 0,8 mill kr pr km ledning.
- Visuelt vil det være mer påtrengende med triplex enn med duplex liner.

### 9.4.6 Vurdering

420 kV-ledningen avgir om lag 50dB støy i fuktig vær. Fuktig vær virker forsterkende på støy fra linen. Ved "normale" værforhold vil støypåvirkningen være mindre.. Beregninger fra konsekvensutredningen viser at 20 meter fra ledningen er støypåvirkningen om lag 48 dB, det vil si der byggeforbudsbeltet slutter. Hele strekningen Balsfjord – Hammerfest skal ha mattede liner, noe som reduserer støyen med 5-6 desibel.

#### Reindrift:

Det er usikkert om støy fra 420 kV-ledningen kan virke begrensende for reinens trekkmønster. Reduksjon av støy medfører flere ledninger – fra 6 (duplex) til 9(triplex) og dermed større visuell påvirkning. Økningen av antall ledninger reduserer støyen, men kan medføre en større barriere for reinen som følge av at ledningene visuelt oppfattes som en sperre.

#### Forhold til boliger/hytter:

Bare unntaksvis er det boliger/hytter som påvirkes av støy fra kraftledningen. Nærføring er bevisst unngått for å minimalisere faren for eksponering fra støy og magnetfelt. Støy er utredet i konsekvensutredningens Kap. 11, og konklusjonene fra utredningen viser at støyeksponering er innenfor kravene i miljøverndepartementets grenseverdiforskrift for støy.

Fritidsboligene ved Skaidi er mest eksponert for støy fra ledningen, men støykravene overholdes for alle fritidsboligene. Utenfor byggeforbudsbeltet vil støyen fra ledningen dermed være om lag på nivå med støy fra en fortløig samtale. Dette støynivået oppnås bare i fuktig vær, eller ved ising. Utenom slike værforhold, altså i tørt vær, vil støyen fra ledningen være om lag 20dB og knapt hørbar.

## 9.5 Oppsummering avbøtende tiltak.

Statnett har vurdert ulike avbøtende tiltak for å redusere belastningen av ledningen for omgivelsene.

Det gjøres oppmerksom på at dette er grove kostnadsoverslag basert på erfaringstall fra tidligere prosjekter. Kostnadene er blant annet styrt av stålpriser.

#### *Kostnader knyttet til kamuflerende tiltak på master, liner og isolatorer.*

Type tiltak	Kostnader pr. km ledning (2010)
Fargesetting av master	Kr. 210.000,-
Fargesetting av armatur, silikonbelagte glassisolatorer og matting av liner (Omsøkt tidl.)	Kr. 280.000,-
<b>Total</b>	<b>Kr. 490.000,-</b>

## VEDLEGG.



**VEDLEGG**

1. Brev fra NVE datert 17.12.2009 – Krav om tilleggsutredninger.
2. Brev fra Statnett til NVE vedr. Hyggevannt datert 24.02.2010.
3. Teknisk Notat Statnett datert 22.03.2011  
Vurdering av kabling på hele strekningen og på ulike delstrekninger.
4. Teknisk Notat Statnett datert 19.01.2011  
Dagens nett, og effekt av ulike tiltak.
5. Teknisk Notat Statnett datert 10.02.2011  
Vurdering rundt kabling av delstrekninger i 132kV nettet mellom Balsfjord og Hammerfest.
6. Teknisk Notat Statnett datert 15.04.2011.  
Samfunnsøkonomiske vurderinger.
7. Kart; trasèalt. 1.25 Balsfjord
8. Kart; trasèalt. 1.23 Skibotn
9. Kart; trasèalt. 1.5 – 1.5.1 – 1.5 Kåfjord
10. Kart; ny plassering av transformatorstasjon Skillemo, Alta.
11. Grunneierliste pr. Mai 2011

**SELVSTENDIGE RAPPORTER (ikke vedlagt)**

- Ecofact rapport nr. 25 – 2010 – tilleggsutredning fugl. (unntatt off)
- Ecofact/Asplan Viak rapport nr 85 - 2011– Biologisk Mangfold (unntatt off)
- Multiconsult datert 31.03.2011 - Landbruk
- Sweco datert 25.03.2011 - Reiseliv
- Miljøfaglig Utredning datert 21.03.2011 notat 04/2011 – Friluftsliv, rekreasjon og hytter.
- Ask Rådgivning datert 28.03.2011 - Landskap
- Ask Rådgivning datert 31.03.2011 - Reindrift
- NIKU – Kulturminner oppdragsrapport 75/2011 datert 31.03.2011.



Norges  
vassdrags- og  
energidirektorat

Statnett SF  
Mottatt Arkivet

22 DES 2009

Statnett SF  
Postboks 5192 Majorstua  
0302 OSLO

Postboks 5091, Majorstuen  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Telefaks: 22 95 90 00  
E-post: nve@nve.no  
Internett: www.nve.no

Vår dato: 17 DES 2009

Vår ref.: NVE 200702890-207 kn/ihw

Arkiv: 611

Deres dato:

Deres ref.:

Saksbehandler:

Arne Anders Sandnes 22 95 92 18

Inger Helene Waagaard 22 95 94 37

Org.nr.:  
NO 970 205 039 MVA  
Bankkonto:  
7694 05 08971

## Statnett - 420 kV kraftledning mellom Balsfjord og Hammerfest – Krav om tilleggsutredninger

**Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) viser til søknad og konsekvensutredning (KU) fra Statnett om ny 420 kV kraftledning mellom Balsfjord og Hammerfest av 29.05.2009 og til offentlig høring av søknad og KU sommeren 2009.**

NVE har mottatt 64 høringsuttalelser til søknaden med konsekvensutredning. Uttalelsene er oversendt Statnett. Mange av høringsinstansene har krevd ytterligere utredninger før konsesjonsvedtak. NVE mener også det er behov for flere opplysninger i saken før vi kan fatte en konsesjonsavgjørelse etter energiloven.

Flere høringsinstanser har krevd ytterligere reindriftsutredninger, blant annet som grunnlag for vurdering av virkninger av ledningen opp mot folkerettens terskelverdier, virkninger av tidligere og planlagte tiltak sammen med virkning av ledningen, detaljering av virkninger ned på siida-nivå med mer. Mange av disse kravene, som høringsinstansene retter mot Statnett, er forvaltningsmessige vurderinger som påhviler NVE å gjennomføre. Det kan i dette arbeidet bli behov for ytterligere opplysninger og avklaringer knyttet til reindrift, ut over de som kreves nå. NVE vil komme tilbake til dette ved behov.

NVE ber om at Statnett utfører utredningene som er spesifisert nedenfor, samt vurderer behovet for eventuell tilleggsøknad.

### Begrunnelse for tiltaket og systemløsning

- Det skal gjøres en vurdering av hvor mye effektøkning i form av nytt forbruk som kan komme før Balsfjord – Hammerfest må bygges. Vurderingen skal også inneholde:
  - En teknisk/økonomisk vurdering av hvor mye nytt forbruk (kvantifisert) som kan forsynes før Balsfjord – Hammerfest må bygges.
  - Vurdering av hvorvidt økt bruk av systemvern kan utsette utbygging av Balsfjord - Hammerfest.

- Det skal gjøres en vurdering av hvor mye ny kraftproduksjon i Finnmark og Troms det er kapasitet til i dagens nett, og hvor mye ny produksjon Balsfjord – Hammerfest kan åpne for.
- Balsfjord – Hammerfests innvirkning på nettap, avbruddskostnader og spesialreguleringskostnader skal vurderes.

### Samfunnsmessige virkninger

- Eiendomsskatt, lokale leveranser, arbeidsplasser, behov for arealer og innkvartering i anleggs- og driftfasen for de enkelte kommuner som berøres direkte av tiltaket, skal beregnes og vurderes.
- Eventuelle konsekvenser tiltaket vil få for drikkevannskilder skal vurderes, samt evt. traséjusteringer knyttet til dette, jf høringsuttalelser knyttet til dette fra bl.a. Anlaug Moaksen og Mai Elin Ingebrigtsen.
- Konsekvenser ved utvidet ryddebelte skal vurderes med hensyn til skredfare der det er aktuelt.

### Traséjusteringer og transformatorstasjoner

På grunnlag av NVEs egne vurderinger og mottatte høringsuttalelser om traséjusteringer bes det om vurdering av følgende traseer og trasejusteringer:

- Justering av omsøkt trasé i Balsfjord kommune skal vurderes, jf. innspill fra Balsfjord kommune. Traséjusteringens eventuelle virkning for Sørkjosleira naturreservat skal vurderes og sammenlignes med omsøkt trasé, jf. innspill fra Natur og ungdom.
- Presisere hva som søkes/prioriteres av transformatorutvidelse i Balsfjord.
- Alternativ trasé for kryssing av Kåfjorddalen i luftspenn mellom Boršo og Hånskegurra eller tilsvarende skal vurderes, jf. uttalelse fra Kåfjord kommune.
- Trasé 1.6 med alternativ plassering av transformatorstasjon i Reisadalen skal vurderes nærmere. Fordeler og ulemper ved en slik løsning skal sammenholdes med omsøkt alternativ 1.0 på den aktuelle strekningen.
- Justert plassering av transformatorstasjon ved Skillemoen, nærmere inn til Skoddevarre skal vurderes. I sammenheng med dette skal det også vurderes en alternativ trasé 1.0 i lia på sørsiden av Skoddevarre, fra Furuheim til transformatorstasjonen.
- Det skal gis en utdypende beskrivelse av foretatte vurderinger og begrunnelse for ikke å gå videre med trasealternativ fra Oppgårdsvannet, under Isberget og etter alternativ 1.13 over Tverrelvdalen og alternativ 1.12 videre parallelt med eksisterende 132 kV ledninger nordover fra Lille-Borras.
- Kryssing av Tverrelvdalen i luftspenn skal vurderes, jf uttalelse fra Alta kommune.
- Lokalisering av Hyggevatn transformatorstasjonen lenger mot sørvest og vekk fra driv-/flyttlei skal vurderes. I tillegg skal tilkomstveg fra sør eller vest til transformatorstasjon vurderes, jf høringsuttalelse fra reinbeitedistrikt 20. NVE oppfordrer til dialog med Eni Norge i dette arbeidet.
- Nærmere vurdering av fordeler og ulemper, herunder kostnader, knyttet 132 kV koblingsanlegg ved Hyggevatn transformatorstasjon etablert som SF6 anlegg eller åpent, luftisolert anlegg. Vurderingen skal ta utgangspunkt i samlokalisering med luftisolert 420 kV anlegg.

- Mulighet for justering av alternativ 1.22 utenom trekk-/drivlei i Akkarfjorddalen mot Tverrfjellvatnan skal vurderes.

Vurderte løsninger som ikke er aktuelle skal beskrives slik at det tydelig kommer frem hvorfor man har valgt å ikke utrede alternativet/alternativene videre. Statnett skal vurdere å utforme en eventuell tilleggssøknad for løsninger som utredes.

### **Sanering/opprydding i eksisterende nett**

Muligheten for sanering/opprydding i eksisterende anlegg skal vurderes ytterligere.

Generelt skal det gjøres en vurdering av muligheten for sanering av andre kraftledninger, i tillegg til beskrevet sanering av Alta-Kvæningen 1 i Alta, som følge av Balsfjord – Hammerfest. I den forbindelse skal det gjøres en vurdering av om flere transformeringspunkt på Balsfjord – Hammerfest kan føre til at flere kraftledninger kan saneres. Ledninger som må reinvesteres i nær fremtid skal beskrives, og det skal vurderes om dette kan åpne for sanering av ledningsstrekking, for eksempel ved økt kapasitet på reinvesterte kraftledninger.

Det skal særskilt vurderes:

- Mulighet for sanering og/eller kabling for å redusere antall ledninger mellom Storsteinnes og Nordkjosbotn i Balsfjord kommune, i Reisadalen i Nordreisa kommune og fra Seljevoll og østover i Kvæningen kommune.
- Muligheter og kostnader knyttet til sanering av distribusjonsnett som går parallelt med planlagt ledning skal vurderes der dette kan ha særlig god effekt for å redusere de totale virkningene.

NVE forutsetter at vurderingene og utredningene gjøres i samarbeid med regionale og lokale nettselskap. Vurderingene skal omfatte konsekvenser for KIILE og effektivitetsgrad ved sanering av ledningene og nødvendige nettomlegginger.

### **Kabel**

NVE har mottatt flere innspill med krav om nærmere utredning av jord- og sjøkabel. NVE vil på bakgrunn av dette be om at:

- Sjøkabel på hele strekningen Balsfjord – Hammerfest og for delstrekninger, som for eksempel Oteren – Hammerfest og Kvenvik – Rafsbotn beskrives. Kostnader, fordeler og ulemper ved de ulike alternativer og for ulike teknologiske løsninger skal kortfattet angis.
- Mulighet for bruk av ny omformerteknologi (HVDC light) og fordeler og ulemper knyttet til slik teknologi skal beskrives.
- Bruk av jordkabel kontra luftledning på kortere strekninger skal beskrives og kostnader skal angis. Trasé gjennom Reisadalen og delstrekningen Balsfjord – Oteren skal brukes som eksempel for vurdering av kabling på 420 kV spenningsnivå.
- Nødvendige anlegg på land for ulike løsninger skal illustreres på en representativ måte.

### **Visualiseringer**

NVE er kjent med at Statnett har fått utarbeidet en 3D visualiseringsmodell av kraftledningen. Vi ber om at bilder tatt ut fra 3D-modellen, som viser anlegget fra viktige/relevante standpunkter oversendes

✓

NVE og at modellen gjøres tilgjengelig for NVE. Det vises i denne forbindelse til høringsuttalelser som savner visualiseringer fra standpunkter på bakkenivå, herunder fra:

- Gruveanlegg ved Ankerlia i Kåfjord kommune
- Verne- og verdensarvområder i Alta, kryssing av Transferelvdalen og traseene fra Eiby til Rafsbotn sett fra Lille-Komsa, som etterspurt i uttalelse fra Finnmark Fylkeskommune
- Alta by; Thommasbakken, Skoddevarre og Alta sentrum, samt fra Øvre-Alta, jf. uttalelse fra Alta kommune
- Ved den kjente offersteinen ved Áhkánjarstábba i Kvalsund kommune

Det bes om at Statnett på henvendelser fra berørte tilbyr framvisning av modellen fra standpunkter som etterspørres.


### Reindrift


- Oversikt over siidaer, med antall utøvere innenfor de enkelte reinbeitedistrikt samt opplysninger om det foreligger avtaler om beitefordeling eller andre bruksrettsavtaler siidaene imellom.

### Avbøtende tiltak

- Strekninger hvor redusert skogrydding vil kunne gi god effekt og hvordan redusert rydding kan forenes med gjeldende sikkerhetskrav skal vurderes. Herunder skal kostnader knyttet til oftere rydding med felling av enkelt trær framfor snauhogst anslås.
- Det skal pekes på delstrekninger hvor kamuflerende tiltak, herunder alternative mastetyper og fargesetting av master, liner og isolatorer, vurderes å kunne gi særlig god effekt. Kostnader for kamuflering på delstrekninger skal oppgis.
- Strekninger som kan ha spesielt god effekt av merking av liner for å hindre fuglekollisjoner skal vurderes.
- Muligheter for støyreducerende tiltak på ledningen skal beskrives kort og generelt, herunder kostnader og vurderinger av effekter av tiltak overfor boliger, hytter og reindrift.

Med hilsen

  
Tormod Eggan  
seksjonssjef

  
Inger Helene Waagaard  
førstekonsulent



## Kopi til:

Balsfjord kommune  
Storfjord kommune  
Kåfjord kommune  
Nordreisa kommune  
Kvænangen kommune  
Alta kommune  
Kvalsund kommune  
Hammerfest kommune

Troms fylkeskommune  
Fylkesmannen i Troms  
Finnmarks fylkeskommune  
Fylkesmannen i Finnmark

Riksantikvaren  
Direktoratet for naturforvaltning  
Luftfartstilsynet  
Statens landbruksforvaltning  
Direktorat for samfunnsikkerhet og beredskap  
Avinor AS  
Statens strålevern  
Forsvarsbygg

Advokatfirmaet Dalan  
Advokat Geir Haugen  
Advokat John Jonassen  
Alf Harald og Vigdis Svendsen  
Alf Johnny Eriksen  
Alta Kraftlag a/l  
Alta og Omegn turlag  
Alta Samefolkets Parti, v/Tore Bongo  
Alta Zoologiske Forening  
Annlaug Moaksen  
Arvid Isaksen  
Balsfjord Sau og Geit v/ Lars-Ivar Fause  
Bellona  
Berit Innerby  
Björg Abrahamsen  
D-11T Reinøy v/Risten I. Turi  
D-19 Antti Aslak Olavi Lantto  
D-19 Sállan/Sørøy v/ Nils Mikkelsen Sara  
D-19 v/ Johan Henrik J. Eira  
D-19 v/Mikkel Per J. Gaup  
D-20 Fálá/Kvaløy v/Aslak Ante M.J. Sara  
D-21 Gearretnjårga v/Anders J.M. Sara  
D-22 Fiettar v/ Nils M. Utsi  
D-23 S/N gr C V/Iver A. Sara  
D-23 S/N gr.B V/Ole Isak O. Hætta

D-24 B Nuorta – Sievju/ Seiland Øst v/ Nils Isak A. Sara  
D-24A Oarje - Sievju/Seiland Vest v/ Mikkel Isaksen Eira  
D-25 Stierdná/Stjernøy v/ Per Mikkelsen Buljo  
D-26 Lákkonjårga v/ Hans Ole N. Eira  
D-27 Joahkonjårga v/ Anders Isak Oskal  
D-28 Cuokcavuotna/Bergsfjord v/ Ellen Mart Sara Oskal  
D-29 Seakkesnjårga ja Silda v/ Aslak Mathis Turi  
D-32 Silvetnjårga V/ Johannes Daniel A. Gaup  
D-33 Spalca v/Aslak Isak A. Skum  
D-33T Ittunjåega/Rendalen v/Mikkel Isak Kemi  
D-34 Ábborášša v/Henrik A. Sara  
D-35a Fávrrsorda v/ Ole Mathis J. Eira  
D-36 Cohkolat ja Birtavarri v/ Peer M. Gaup  
D-37 Skarfvggi v/ Ole Anders Utsi  
D-39 Árdni/Gavvir, Arnøy/Kågen v/ Nils Peder I. Gaup  
D-40 Orda v/Mikkel Per M. Bongo  
D-41 Beaskádas v/Jørgen M. Eira  
Den Norske turistforening  
Distriktsstyret for reinbeitedistrikt 21 Gearretnjarga  
Eni Norge AS  
Finnmark bonde- og småbrukarlag  
Finnmark Bonde og Småbrukarlag; v/ Fylkessektretær Arne  
Johanson  
Finnmark Bondelag  
Klatregruppa i Alta v/ Bjørnulf Håkenrud  
Nordkjosbotn grunneier-forening v/ Terje Fosslund  
Fortidsminneforeningen i Finnmark  
Fortidsminneforeningen i Troms  
Forum for natur og friluftsliv Finnmark v/ Anne Greve  
Forum for natur og friluftsliv Troms v/Edel Ellingsen  
Friluftslivets fellesorganisasjon  
Hammerfest Energi AS  
Hammerfest og Omegn turlag  
Harald Erik Rognmo  
Harald Hilmar Lunde  
Helge Peder Kristian Jensen  
Helligskogen reinbeitedistrikt v/Ole Thomas Baal  
Hilmar Moaksen  
Hjalmar Hilmarsen  
Inger Nilsen  
Jan Edmund Pedersen  
Knut Hjalmar Andersen  
Knut Holmgren  
Könkämä sameby v/Kristina Hotti  
Kåfjord Sameforening  
Lakselvdal/Lyngsdal reinbeitedistrikt v/Henrik H Gaup  
Lea Marit Arnesen  
Linda Severinsen  
Mai Elin Ingebrigtsen  
Markenes grunneier-forening v/ Ingerd Nilsen

Mauken/Tromsdalen reinbeitedistrikt v/Isak Tore Oskal  
Meteorologisk institutt  
Midt- Troms friluftsråd  
Miljøstiftelsen Zero  
Morten og Ingunn Dreyer Jakobsen  
Nansy Hammari  
Natur og ungdom  
Natur og ungdom Tromsø  
Naturvernforbundet i Finnmark  
Naturvernforbundet i Troms  
Norges jeger- og fiskerforbund  
Norges Miljøvernforbund  
Norges Naturvernforbund  
Norsk Caravanklubb avd. Hammerfest  
Norsk Ornitologisk Forening  
Norske Reindriftsamers Landsforbund  
Norske samers riksforbund v/Gunn-Britt Retter  
Oddvar Olaussen  
Ole Alfred Larsen  
Oteren Bygdeutvalg, v/Elna Karlsen  
Oteren Bygdeutvalg, v/leder Elna Karlsen  
Reinbeitedistrikt 19/32T Lakselvdalen-Lyngsdalen  
Reinbeitedistrikt 23 S/N gr. D v/ Jørgen J. Buljo  
Reinbeitedistrikt 23 S/N gr.A V/Johan Mikkel M. Gaup  
Reinbeitedistrikt 36 Raisduottar  
Reindriftsforvaltningen i Alta  
Reindriftsforvaltningen i Troms  
Reindriftsforvaltningen i Vest-Finnmark  
Rolf Johansen  
Rovfuglgruppa i Vest-Finnmark

Sametinget  
Skaidilia Vel v/Bjørn Sigvartsen  
Statens vegvesen region nord  
Statkraft Development  
Statnett SF  
Statskog  
Storfjord Bondelag  
Telenor servicesenter for nettutbygging  
Torild Døhl, Kitdal  
Tove Johansen  
Tove og Nils M. Utsi  
Troms bonde- og småbrukarlag  
Troms Turlag  
Troms Turlag v/Inger Guttormsen  
Tverrelvdalen bonde og småbrukarlag, v/ Helge Isaksen  
Viggo Døhl  
Westbytunet Naturmedisinske klinikk v/Reidun L. Dalheim  
Øisten Killi  
Ørjan Rosvold  
Østre reinbeite sonestyre 30 C  
Øytun folkehøgskole; v/ Helge Ludvigsen

#### **Til orientering**

Landbruks- og matdepartementet  
Olje- og energidepartementet  
Miljøverndepartementet  
Kommunal- og regionaldepartementet  
Norsk institutt for by og regionsforskning

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Postboks 5091 Majorstuen  
0301 OSLO

Saksbeh./tlf.nr.:  
Randi Solberg /  
22 52 74 38

Deres ref./Deres dato:  
NVE 200702890-211 /  
15.02.2010

Vår ref./ dok. id.:  
1409906  
Vår dato:  
24.02.2010

### **Tilbakemelding vedrørende transformatorstasjon og veianlegg ved Hyggevatn**

Vi viser til ønsket om forsert tilbakemelding vedrørende mulige justeringer av transformatorstasjon og veianlegg ved Hyggevatn i forbindelse med behandlingen av konsesjonssøknad fra ENI Norge med hensyn til elektrifisering av Goliat.

I forbindelse med tilsvarende spørsmål til ENI Norge ultimo oktober 2009, ga Statnett følgende innspill:

*Vedlagt oversendes et kart som viser vår ledning og stasjonsområdet på Hyggevatn. Kartet viser også arealet som man kanskje tenker på når det foreslås å flytte transformatorstasjonen mot Blåbærdalen. Spørsmålet er hvor langt mot Blåbærdalen man ønsker å flytte stasjonen. Det er hensynet til omgivelsene for øvrig som har medført vårt forslag til plassering av Hyggevatn stasjon. Det kreves et betydelig areal til en 420 kV transformatorstasjon, særlig dersom anlegget skal være luftisolert. Omfang av skjæringer og fyllinger vil følgelig fort bli svært stort, dersom topografien ikke er hensiktsmessig. Slik stasjonen er plassert i terrenget nå, er den tilpasset topografien og ikke minst høydeforskjellen mellom 420 kV-anlegget og 132 kV-anlegget. Området ved Blåbærdalen er sirklet inn på vedlagte kart, og en stasjon i dette området vil medføre dramatiske terrenginngrep, ut fra kotene. I en tidlig fase ble også det flatere partiet mellom sirkelen og den konsesjonssøkte plasseringen vurdert, men en stasjon her vil fremstå som vesentlig mer synlig for omgivelsene.*

*Det er riktig at Statnett meldte avslutning av 420 kV-anlegget i Indrefjorddalen. Men siden kabling mellom Indrefjorddalen og Melkøya ikke er uproblematisk forbi Hammerfest havn, ble det også meldt en 132 kV-ledning fra Indrefjorddalen fram til Fugleneset, med kabling til Melkøya herifra. Indrefjorddalen er rasutsatt, og selv om det hadde vært mulig å få plassert en stasjon over dagens våtmark/bekkeområde, er det ikke en foretrukket lokalisering. På meldingstidspunktet ble også Indrefjorddalen sett i sammenheng med at Hammerfest Energinett tidligere hadde forsøkt å få fram en ledning bak Tyven, som de ikke fikk realisert. Transformatorstasjon i Indrefjorddalen medfører at alle ledninger føres mellom Hammerfest by og Tyven. Ut fra en estetisk vurdering, er vår oppfatning at det er tilstrekkelig antall ledninger foran Tyven allerede. I og med planene om Goliat, ble det tydelig at Indrefjorddalen ikke er noen hensiktsmessig stasjonsplassering. Dersom Statnetts transformatorstasjon skal være et senter for elektrifisering av petroleumsindustrien, er det en forutsetning at det må være mulig å føre kabler og ledninger ut fra stasjonen til de enhetene som trenger strøm. Indrefjorddalen ligger i et forholdsvis tett befolket område, og det vil være utfordrende å finne gode traséer ut fra stasjonen. Vi henviser for øvrig til konsesjonssøknaden for Balsfjord-Hammerfest, hvor KU beskriver de forskjellige fagutredningenes vurdering av verdiene rundt Indrefjorddalen.*

*Som vi tidligere har nevnt i samtaler, har Statnett behov for en atkomstvei som gir tilgjengelighet for transformatortransport til enhver tid. Det innebærer at veien fra Forsøveien og opp til Hyggevatn må*

*utformes med bæreevne, svingradius og stigningsforhold i henhold til Statnetts spesifikasjoner. Statnett har enda ikke påbegynt detaljplanleggingen av denne veien og er åpen for innspill i så måte.*

Statnett opprettholder sine synspunkter med hensyn til plasseringen av Hyggevatn transformatorstasjon.


ENI Norge har imidlertid i etterkant oversendt sine planer for atkomstvei til transformatorstasjonen. Ifølge Statnett Transport har veien tilfredsstillende kurvatur og stigningsforhold (maks 1:10), slik at Statnett og ENI/Hammerfest Energi Nett kan benytte samme atkomstvei, såfremt den får tilstrekkelig bæreevne.

Med vennlig hilsen  
Statnett SF

Randi Solberg  
Prosjektleder  
Forprosjekt og konsesjon

Kopi: ENI Norge

Vedlegg: Kartutsnitt (henvisning i tidligere uttalelse)

		Teknisk notat																																																															
		Dokument tittel / Document title <b>420 kV Balsfjord - Hammerfest</b> <b>Vurdering av kabling hele strekningen og på ulike delstrekninger</b>																																																															
ADR.: Statnett SF Divisjon Nettutbygging Husebybakken 28B Postboks 5192 Maj. 0302 OSLO		Prosjektnr. / Project no. <b>IFS 10111</b>		Arkivkode / Archive code:																																																													
Gradering / Classification <b>Intern</b>		Dokument nummer / Document number <b>1481286</b>		Antall sider + vedlegg / Pages + attachments 38																																																													
Ansvarlig Enhet / Responsible department <b>BK</b>		Oppdragsgivers kontakt / Client reference <b>Randi Solberg</b>		Bestillingsnummer / Order number																																																													
Oppdragsgiver / Client <b>BU</b>																																																																	
Sammendrag, resultat / Summary, result: Dette notatet oppsummerer en teknisk og kostmessig vurdering av kabelforbindelser i Balsfjord-Hammerfest prosjektet. Krav om tilleggsutredning for Balsfjord-Hammerfest er begrunnet i brev fra NVE datert 17.12.2009. Kostnadene som er oppgitt, er kun kost tilknyttet kabelanleggene. Dvs. at kostnader for transformatorstasjonene kommer i tillegg. *Reservekabel for 420 kV (kabel nr. 7) er inkludert i kostnadsestimatet. Bygging av kun 6 kabler (uten reservekabel) reduserer kostnadsestimatet med ca 14 %.																																																																	
Følgende strekningene er utredet og kostnadsberegnet:																																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Spenning</th> <th>Strekning vurdert for kabling</th> <th>Lengde i sjø</th> <th>Lengde i jord</th> <th>Total traselengde</th> <th>Kostnadsestimat*</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>420 kV</td> <td>Balsfjord-Skaidi</td> <td>298 km</td> <td>96 km</td> <td>394 km</td> <td>25,1 milliarder NOK</td> </tr> <tr> <td>420 kV</td> <td>Skaidi-Hammerfest</td> <td>45 km</td> <td>15 km</td> <td>61 km</td> <td>4 milliarder NOK</td> </tr> <tr> <td>420 kV</td> <td>Balsfjord-Oteren</td> <td></td> <td>38 km</td> <td>38 km</td> <td>2,6 milliarder NOK</td> </tr> <tr> <td>420 kV</td> <td>Oteren-Skaidi</td> <td>298 km</td> <td>58 km</td> <td>356 km</td> <td>21,6 milliarder NOK</td> </tr> <tr> <td>145 kV</td> <td>Kåfjord (eksist. kraftl.)</td> <td></td> <td>2 x 1,7 km</td> <td>3,4 km</td> <td>19 millioner NOK</td> </tr> <tr> <td>145 kV</td> <td>Reisadalen (eksist. kraftl.)</td> <td></td> <td>2 x 10 km</td> <td>20 km</td> <td>100 millioner NOK</td> </tr> <tr> <td>420 kV</td> <td>Reisadalen</td> <td></td> <td>10 km</td> <td>10 km</td> <td>800 millioner NOK</td> </tr> <tr> <td>420 kV</td> <td>Kvenvik-Reisadalen</td> <td>21 km</td> <td></td> <td>21 km</td> <td>1,6 milliarder NOK</td> </tr> <tr> <td>145 kV</td> <td>Skaidi</td> <td></td> <td>2 x 1,4 km</td> <td>2,8 km</td> <td>16 millioner NOK</td> </tr> </tbody> </table>						Spenning	Strekning vurdert for kabling	Lengde i sjø	Lengde i jord	Total traselengde	Kostnadsestimat*	420 kV	Balsfjord-Skaidi	298 km	96 km	394 km	25,1 milliarder NOK	420 kV	Skaidi-Hammerfest	45 km	15 km	61 km	4 milliarder NOK	420 kV	Balsfjord-Oteren		38 km	38 km	2,6 milliarder NOK	420 kV	Oteren-Skaidi	298 km	58 km	356 km	21,6 milliarder NOK	145 kV	Kåfjord (eksist. kraftl.)		2 x 1,7 km	3,4 km	19 millioner NOK	145 kV	Reisadalen (eksist. kraftl.)		2 x 10 km	20 km	100 millioner NOK	420 kV	Reisadalen		10 km	10 km	800 millioner NOK	420 kV	Kvenvik-Reisadalen	21 km		21 km	1,6 milliarder NOK	145 kV	Skaidi		2 x 1,4 km	2,8 km	16 millioner NOK
Spenning	Strekning vurdert for kabling	Lengde i sjø	Lengde i jord	Total traselengde	Kostnadsestimat*																																																												
420 kV	Balsfjord-Skaidi	298 km	96 km	394 km	25,1 milliarder NOK																																																												
420 kV	Skaidi-Hammerfest	45 km	15 km	61 km	4 milliarder NOK																																																												
420 kV	Balsfjord-Oteren		38 km	38 km	2,6 milliarder NOK																																																												
420 kV	Oteren-Skaidi	298 km	58 km	356 km	21,6 milliarder NOK																																																												
145 kV	Kåfjord (eksist. kraftl.)		2 x 1,7 km	3,4 km	19 millioner NOK																																																												
145 kV	Reisadalen (eksist. kraftl.)		2 x 10 km	20 km	100 millioner NOK																																																												
420 kV	Reisadalen		10 km	10 km	800 millioner NOK																																																												
420 kV	Kvenvik-Reisadalen	21 km		21 km	1,6 milliarder NOK																																																												
145 kV	Skaidi		2 x 1,4 km	2,8 km	16 millioner NOK																																																												
Hvis en ønsker å bygge hele strekningen Balsfjord-Skaidi med kabel vil byggetid bli ca 8 år på grunn av lang produksjonstid for kabel og annet teknisk utstyr og fordi kabelarbeid trolig kun kan utføres fra mai til september grunnet temperaturrestriksjoner for kabel. I tillegg kommer tid for konsesjonsprosessen slik at total tid kan bli opp mot 10 år eller mer. Kortere strekninger med 420 kV kabel (ca 40 km lengde) kan trolig bygges i løpet av vesentlig kortere tid avhengig av traselengde og kompleksitet i anleggsutførelsen. En byggetid helt ned til 1-2 år kan forventes for de korteste og enkleste anleggene, forutsatt at konsesjon er gitt, og at det er kapasitet tilgjengelig på kabelleverandørsiden. En 420 kV kabelforbindelse på 455 km er teknisk mulig basert på kjente teknikker og metoder innenfor den estimerte tids- og kostnadsramme. Derimot viser foreløpige systemanalyser at en slik lang kabel i et svakt nett i nord <u>ikke</u> vil være driftmessig gjennomførbart innenfor gjeldende krav og forskrifter.																																																																	
Distribusjon																																																																	
Rev	Dato / Date	Revisjons beskrivelse / Description	Utarbeidet / Author	Kontrollert / checked	Godkjent / Approved																																																												
3	2011-03-22	Endelig utgave	FR	KRø/BKE	BS																																																												
2	2011-03-10	Utkast for eksterne kommentarer	FR	KRø	BS																																																												
1B	2011-03-07	Nytt utkast for interne komment.	FR	KRø	BS																																																												
1A	2011-02-27	Utkast for interne kommentarer	FR																																																														



## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Teknologivalg</b> .....	<b>4</b>
2.1	Systemer/ Stasjoner/ landanlegg.....	4
2.2	Kabler.....	8
<b>3</b>	<b>Forutsetninger</b> .....	<b>10</b>
3.1	Miljøkonsekvenser og mulige konfliktobjekter for jordkabler.....	10
3.2	Eksempel på grøftesnitt for jordkabel.....	11
3.3	420 kV Sjøkabel og jordkabel på inn og ut forbindelser .....	13
3.4	Forutsetninger for kostnadsoverslaget .....	13
3.5	Vurdering av pålitelighet og beredskap .....	14
<b>4</b>	<b>Utredning av kabling på alternative strekninger</b> .....	<b>15</b>
4.1	Kabel hele veien fra Balsfjord til Skaidi.....	15
4.2	Kabel fra Skaidi til Hammerfest .....	16
4.3	Kabel i jord Balsfjord-Oteren .....	17
4.4	Kabel fra Oteren til Skaidi .....	18
4.5	Kabling av eksisterende 132 kV ledning i Kåfjord.....	19
4.6	Kabel i jord gjennom Reisadalen.....	21
4.6.1	Alternativ med kabling av eksisterende 2 x 132 kV ledninger.....	22
4.6.2	Alternativ med kabling av ny 420 kV ledning.....	22
4.7	420 kV kabel i sjø mellom Kvenvik og Rafsbotn.....	23
4.8	Kabling av to 132 kV ledninger ved Skaidi transformatorstasjon.....	24
<b>5</b>	<b>Tidsplan</b> .....	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>Drift og vedlikehold</b> .....	<b>26</b>
<b>7</b>	<b>Diskusjon om miljøeffekter ved bruk av kabel</b> .....	<b>26</b>
<b>8</b>	<b>Kabelanlegg versus kraftledning</b> .....	<b>27</b>
<b>9</b>	<b>Konkluderende drøftinger og merknader</b> .....	<b>28</b>
<b>10</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>29</b>

<del>Vedlegg 1</del>	<del>- Kostnadsoverslag 420 kV kabel Balsfjord-Skaidi</del>
<del>Vedlegg 2</del>	<del>- Kostnadsoverslag 420 kV kabel Skaidi-Hammerfest</del>
<del>Vedlegg 3</del>	<del>- Kostnadsoverslag 420 kV kabel Balsfjord-Oteren</del>
<del>Vedlegg 4</del>	<del>- Kostnadsoverslag 420 kV kabel Oteren-Skaidi</del>
<del>Vedlegg 5</del>	<del>- Kostnadsoverslag 145 kV kabel Kåfjord</del>
<del>Vedlegg 6</del>	<del>- Kostnadsoverslag 145 kV kabel Reisadalen</del>
<del>Vedlegg 7</del>	<del>- Kostnadsoverslag 420 kV kabel Reisadalen</del>
<del>Vedlegg 8</del>	<del>- Kostnadsoverslag 420 kV kabel Kvenvik-Rafsbotn</del>
<del>Vedlegg 9</del>	<del>- Kostnadsoverslag 145 kV kabel ved Skaidi transformatorstasjon</del>

## 1 Innledning

I forbindelse med konsesjonsbehandlingen av ny 420 kV kraftledning fra Balsfjord til Hammerfest har NVE bedt Statnett om tilleggsutredninger av jord og sjøkabler på hele strekningen og på delstrekninger av ledningstraseen. Krav om tilleggsutredning er begrunnet i brev fra NVE datert 17.12.2009.

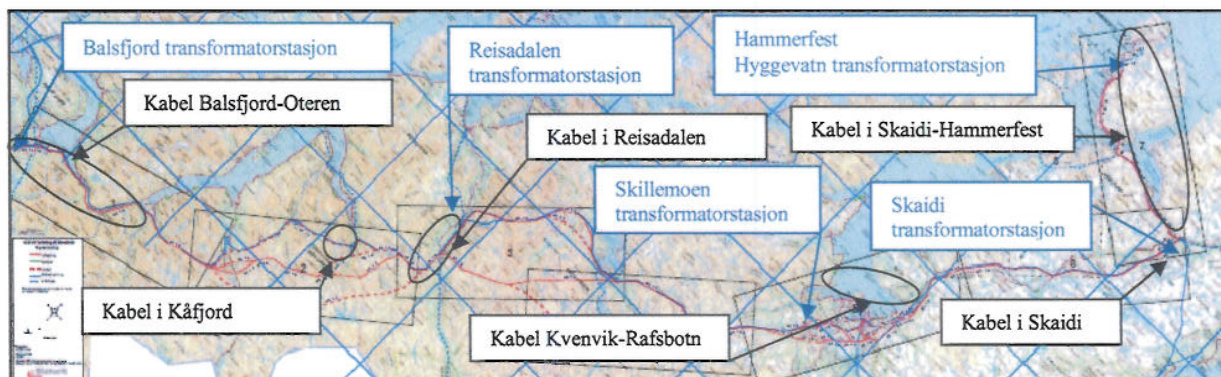
I dette notatet vil følgende bli omhandlet:

- Kommentarer rundt bruk av likestrømsteknologi punkt til punkt og multiterminaler (HVDC, VSC og VSC med multiterminaler)
- Teknisk diskusjon rundt teknologivalg (AC vs. DC) og hva som kreves av komponenter i et kabelanlegg
- Tekniske løsninger og kostnader for:
  - 420 kV kabel i jord og sjø på strekningen Balsfjord-Skaidi (ingen kraftledning mellom Balsfjord og Skaidi)
  - 420 kV kabel i jord og sjø på strekningen Skaidi-Hammerfest (ingen kraftledning mellom Skaidi og Hammerfest)
  - 420 kV kabel i jord Balsfjord-Oteren
  - 420 kV kabel i jord og sjø Oteren-Skaidi
  - Kabling av eksisterende 132 kV ledning i Kåfjord
  - Kabling av de to eksisterende 132 kV ledningene i Reisadalen (som alternativ til å legge 420 kV i kabel)
  - 420 kV kabel i jord gjennom Reisadalen
  - 420 kV Kabel i sjø Kvenvik-Rafsbotn
  - Kabling av to eksisterende 132 kV ledninger ut fra Skaidi transformatorstasjon

Denne utredningen er basert på en meget forenklet kartstudie og detaljeringsgraden for konseptene som presenteres er lav. Hensikten er å få frem tekniske løsninger, kostnader og tidsplan for gjennomføring.

Det er ikke utført noe systemanalyse, men analysemiljøet i Statnett har gjort noen enkle betraktninger omkring bruk av kabel i dette prosjektet. Det er heller ikke gjennomført noen befarings i forbindelse med utredningen.

(For kraftledning med 132 kV driftsspenning brukes 145 kV kabler og begrepene brukes derfor konsekvent i denne rapporten; 132 kV kraftledning og 145 kV kabler).



Figur 1: Oversiktskart Balsfjord-Hammerfest (fra konsesjonssøknaden) med markering av kabelalternativer (Kabel Oteren-Hammerfest og Balsfjord-Skaidi er ikke vist på oversiktskartet)



## 2 Teknologivalg

### 2.1 Systemer/ Stasjoner/ landanlegg

Kraftsystemet er i all hovedsak basert på vekselstrøm. For overføring av store kraftmengder fra et punkt til et annet kan det i enkelte tilfeller benyttes likestrømsteknologi.

Vekselstrøm har lavere etableringskostnader på stasjonssiden, enklere systemkomponenter, krever mindre vedlikehold, og det er enkelt å etablere nye transformatorstasjoner langs traseen hvis det skulle bli behov for det.

#### Vekselstrøms kabelanlegg:

Kabler har betydelig høyere kapasitans enn luftledning og produserer dermed store mengder reaktiv effekt (ladeytelse). Overskudd av reaktiv effekt bidrar til å øke spenningsnivået i nettet. For å redusere driftsspenningene i 420 kV nettet til et akseptabelt nivå er det derfor nødvendig å kompensere den reaktive effekten som produseres i kablene med reaktorer. Det kan benyttes faste reaktorer, regulerbare reaktorer, tyristorstyrte reaktorer eller en kombinasjon av disse typene. I dag regner man at maksimal avstand mellom slike kompenseringsanlegg er 50 - 70 km, mens avstander opp mot 90 km synes å kunne bli mulig med ny teknologiutvikling. Fortrinnsvis plasseres kompenseringsanleggene i transformatorstasjonene på grunn av plasshensyn og av drifts/vedlikeholdsårsaker. For sjøkabelanlegg må kompenseringen gjøres på land og helst i nær tilknytning til ilandføringspunktene, mens for jordkabel kan kompensering plasseres med passende intervaller. Det er i dette notatet vist for de konkrete kablingsalternativene hvor slike stasjoner bør plasseres ut fra et kabelteknisk synspunkt, hvordan de kan se ut og plassbehov. Lokale forhold og praktiske muligheter er foreløpig ikke vurdert.

I overgangen fra 420 kV kraftledning til kabel må det være en muffestasjon enten med betongvegger eller som innegjerdet område. Størrelsen på muffestasjon med betongvegger er ca 25 x 30 m (pluss planert område omkring muffestasjonen for adkomstvei osv, totalt ca 2500 til 4000 m<sup>2</sup>). Hvis det kun er gjerde rundt (uten betongvegger) vil det være behov for et planert område rundt endemuffene som er ca 80 x 100 m (ca 8000 m<sup>2</sup>). I Norge har det tradisjonelt kun vært bygget muffestasjoner med betongvegger, men for fremtidige muffedanlegg kan det tenkes at åpne innegjerdede muffestasjoner for enkelte tilfeller kan være å foretrekke.

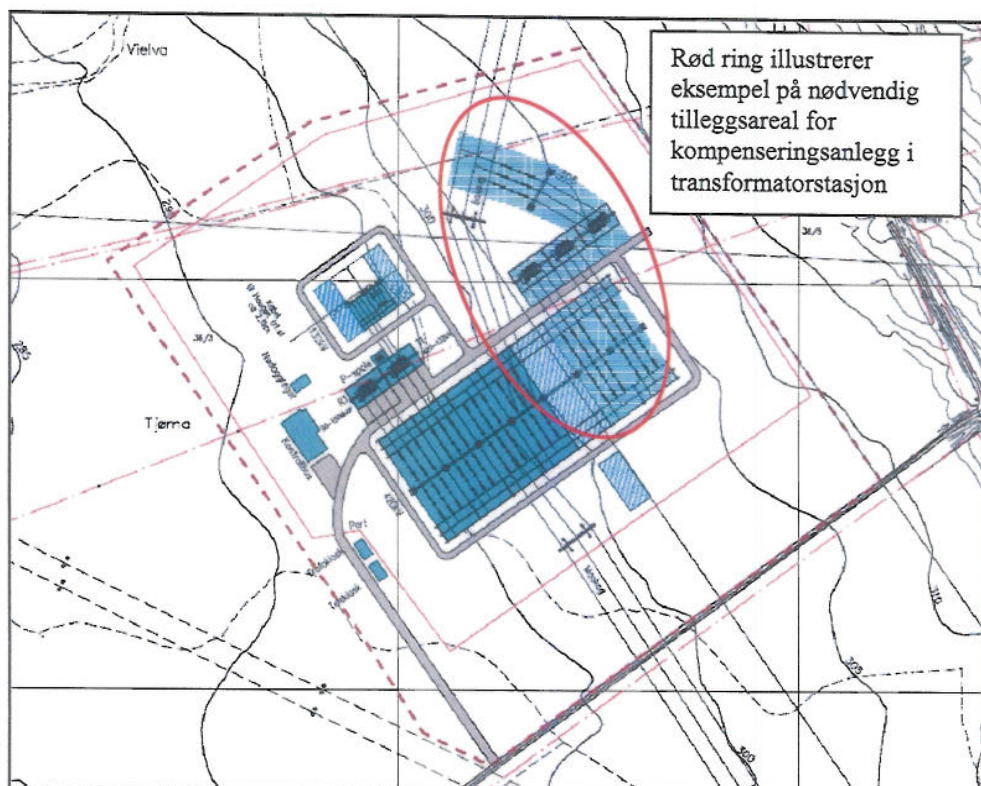


Bilde 1: Eksempel på muffestasjoner for overgang mellom kraftledning og kabel. Venstre bilde viser 420 kV for Nettilknytning Ormen Lange og høyre bilde viser 420 kV Solberg-Brenntangen, kabelforbindelse over Indre Oslofjord



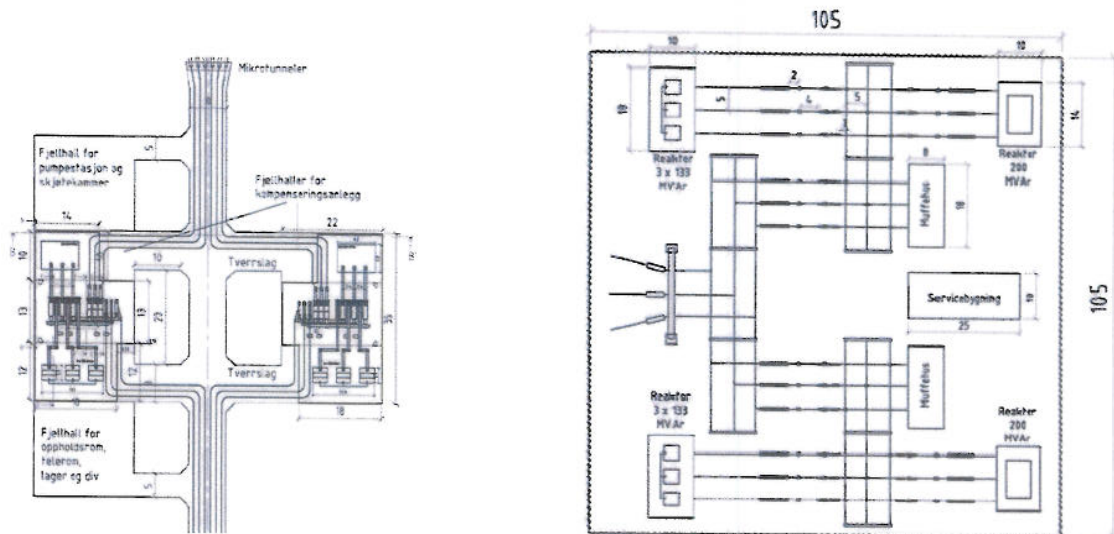
Som en kan se av eksempel i Figur 2 (under) vil et kompenseringsanlegg plassert i en transformatorstasjon ha et plassbehov på ca 100 x 50 meter. I eksempelet består kompenseringsanlegget av tre reaktorer hvor en er fast og direkte tilkoblet ledning mens de to andre er regulerbare og inngår som del av transformatorstasjonens koblingsanlegg (ca 900 MVar). Fordelen med å plassere kompenseringsanlegget i transformatorstasjon er at adkomst normalt sett er god siden det uansett skal transporteres mye tungt utstyr og transformatorer dit. Det er også en fordel at transformatorstasjon og kompensering samles for å begrense naturinngrepet til ett sted.

Ulempen med denne løsningen er at kompenseringsstrømmen må fraktes lenger enn om kompenseringsreaktorene hadde vært direkte tilkoblet kablene, og det forårsaker større overføringstap.

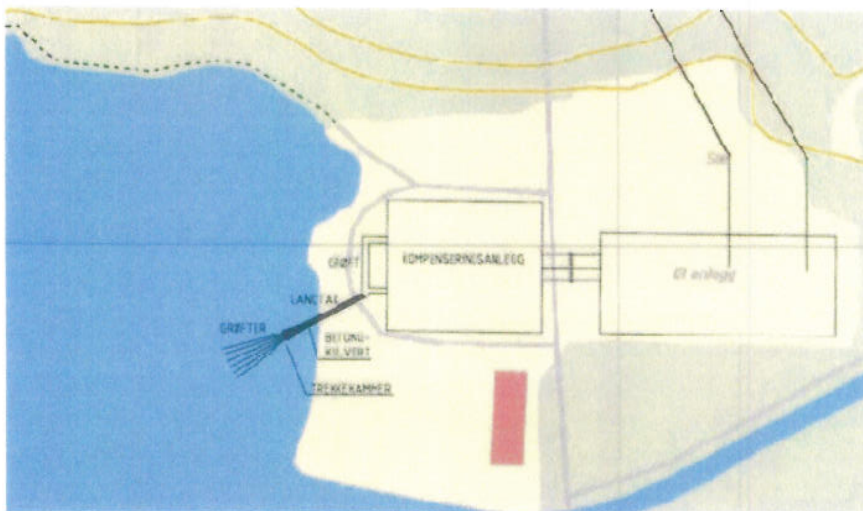


Figur 2: Eksempel på plassbehov for kompenseringsanlegg i transformatorstasjon

Figur 3 viser prinsippsskisser med eksempel på to andre alternativer for kompenseringsanlegg i forbindelse med 420 kV jord og sjøkabelanlegg; Venstre figur er kompenseringsanlegg plassert i en fjellhall mens høyre figur viser kompenseringsanlegg som åpent utendørsanlegg. Begge løsningene er plasskrevende, og begge eksemplene er dimensjonert for en ytelse på ca 1200 MVar. Fjellhallen har en størrelse på ca 70 x 36 + 36 x 36 m. Dvs. ca 4000 m<sup>2</sup>. Kompenseringsanlegget utendørs har en størrelse på ca 105 x 105 m. Dvs. ca 11 000 m<sup>2</sup>. I denne utredningen er det i kostnadsestimatet antatt at det benyttes utendørsanlegg da fjellhaller er svært kostbare.



Figur 3: Figuren til venstre viser eksempel på prinsippskisse av kompenseringssystem i en fjellhall. Figuren til høyre viser eksempel på prinsippskisse av kompenseringssystem som utendørsanlegg. Begge eksemplene er fra referanse [6], Norconsult



Figur 4: Eksempel på overordnet plantegning av ilandføring av 420 kV sjøkabel, kompenseringssystem, utendørs koblingsanlegg og tilkobling til kraftledning. Tegningen er fra referanse [6], Norconsult



### Likestrøm (HVDC):

Ved bruk av likestrømsløsninger innfører man en rekke avanserte systemer og komponenter. Ut i fra enkle vurderinger er det lett å se at dette er negativt for tilgjengeligheten av systemet, og det må derfor utredes grundig for det konkrete tilfellet før likestrøm eventuelt tas i bruk.

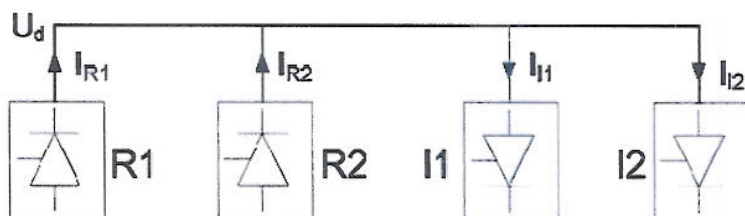
Likestrømsforbindelser kan bygges som konvensjonell HVDC (LCC)<sup>1</sup> løsning eller VSC<sup>2</sup>. På grunn av den positive utviklingen innen VSC-teknikken, fremstår systemer basert på VSC-strømretteren som et alternativ til konvensjonelle LCC-strømrettere selv om driftserfaringen med systemet er kort. Det ser også ut til at bruksområdet til likestrømsforbindelser utvides ved å ta i bruk den nye strømretteren.

VSC-strømretteren holder likespenningen konstant uavhengig av effektretningen. Dette gir følgende fordeler sammenliknet med konvensjonelt LCC-strømretter:

- Stor styrbarhet og kontroll i forhold til omkringliggende nett
- Overføring med flere stasjoner underveis (multiterminal)

Normalt er likestrømsforbindelse en punkt til punkt forbindelse. Det vil si at energi overføres fra en stasjon til den andre, enten den ene eller den andre retningen. I en lang forbindelse i et kraftnett har en behov for flere stasjoner underveis. Derfor må en likestrømsløsning bygges som en multiterminal likestrømsforbindelse. Mer informasjon om multiterminal kan finnes i referanse [7]. Det må bemerkes at det pr. i dag ikke eksisterer operasjonelle VSC multiterminal systemer og at en slik løsning vil representere en betydelig usikkerhet.

Multiterminal likestrømssystem vil si at en kan ha flere stasjoner tilkoblet underveis på likestrømsforbindelsen. Hver stasjon må ha en likeretter som konverterer til vekselstrøm som benyttes i regionalnettet, dvs for eksempel 145 kV. Av den grunn og fordi en ofte kan greie seg med å legge to kabler istedenfor tre eller seks med vekselstrøm, har det blitt mer aktuelt å se alternativt på likestrømsløsninger også i nettsammenheng.



Figur 5: Eksempel på enlinjeskjema av multiterminal likestrømsløsning

Slik teknikken står i dag, vil et system med flere strømretterstasjoner bli dyrt og også problematisk med hensyn til leveringssikkerhet. Det anses at VSC vil kunne være et alternativ der teknikken bidrar positivt for driften av nettet, som for eksempel ved å stabilisere spenning eller ha kontroll over effektflyten, men da først og fremst som punkt-til-punkt-forbindelse.

En likestrømsforbindelse integrert i et masket vekselstrømsnett vil representere utfordringer i forhold til drift av anlegget. Dette har en pr. i dag ingen erfaring med. Det antas at overføringsnivå kan endres nærmest momentant, men det må styres og tilpasses variasjoner i driftsforhold i det øvrige kraftsystemet.

<sup>1</sup> High Voltage Direct Current - Høyspent likestrøm, LCC-teknologi (Line Commutated Converter)

<sup>2</sup> Voltage Source Converter - Spenningskildeomformer





Bilde 2: NorNeds likeretterstasjon på Feda

Stasjonsarealet til likeretterstasjonen på Feda er ca 60 x 70 m og bygningen er 30 m høy. I tillegg er det et utendørs filteranlegg med dimensjon 100 x 70 m. Totalt blir derfor nødvendig areal for likeretterstasjonen ca 11 000 m<sup>2</sup>. Arealer for kabeltrasé og utendørs koblingsanlegg for vekselstrøm vil komme i tillegg. For LCC-anlegg kommer i tillegg arealer til kompenseringanlegg fordi denne typen likestrømsanlegg også skal kunne gi reaktiv spenningsstøtte til nettet slik som kraftverk har krav om.

#### Generelt om utetider for likestrømsforbindelse

Feil i en likestrømsforbindelse (i kabel eller likeretterstasjoner) vil gi utfall av hele overføringssystemet og kreve utkobling fordi det i dag ikke finnes effektbrytere for DC. (Effektbrytere brukes til å seksjonere ut et feilområde for å begrense konsekvensene). Derfor vil bruk av likestrøm i sentralnettet kreve omfattende reserveløsninger siden det av forsyningsikkerhetshensyn ikke kan tillates at hele strømmettet faller ut ved feil i likestrømsforbindelsen. Dette begrenser det potensielle bruksområdet for denne teknologien og av hensyn til forsyningsikkerheten er likestrøm ikke anbefalt for anvendelse i Balsfjord-Hammerfest forbindelsen.

Balsfjord-Hammerfest forbindelsen skal være ryggraden i strømforsyningen i Nord-Norge og feil i nettet må enkelt kunne seksjoneres og kobles fra uten at konsekvensene blir store.

## 2.2 Kabler

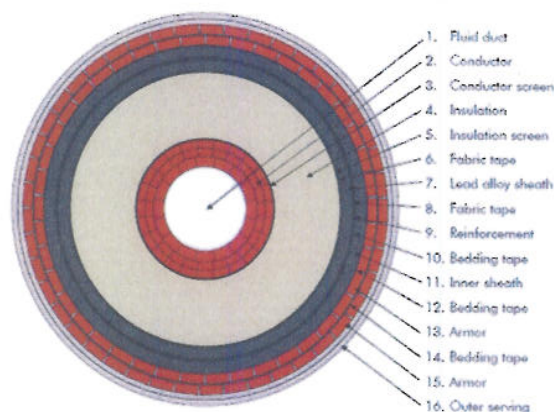
For vekselstrøm er i hovedsak to kabeltyper aktuelle for 420 kV:

- Oljekabel (SCFF – Self Contained Fluid Filled)
- Plastisolert kabel (PEX)

Enlederkabler benyttes for 420 kV. For 145 kV sjøkabler kan trelederkabler være et alternativ til enlederkabler. For å få tilstrekkelig overføringskapasitet på 420 kV er det nødvendig med minimum to kabelsett (6 kabler) for vekselstrøm. Med henvisning til Statnetts politikk for beredskap, må det planlegges med at det skal installeres 7 kabler hvor en kabel er reserve.

Oljekabel benyttes i hovedsak til lange sjøkabelanlegg for spenninger på 420 kV eller høyere. PEX sjøkabel-teknologi er nå tilgjengelig opp til ca 13 – 14 km lengde. Det er utfordring med prøving av hel lengde som nå synes å være begrensende. Testing i fabrikk er svært viktig for å garantere at kabelen har god kvalitet.

Det første 420 kV sjøkabelanlegget med lange PEX-kabler (13 km og med to fabrikkskjøter på hver lengde) bygges av Statnett i forbindelse med Ytre Oslofjord prosjektet og skal ferdigstilles i 2012. Dette vil bli verdens lengste PEX-isolerte sjøkabel for 420 kV.

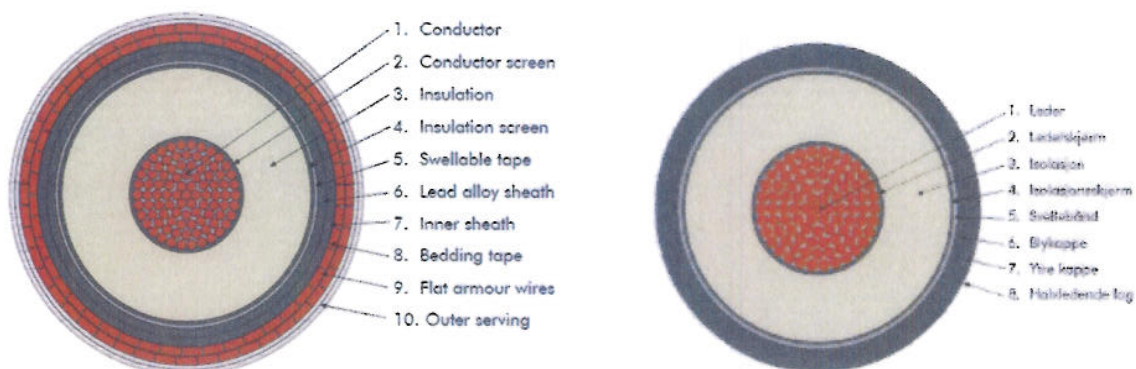


Figur 6: Oljekabel, SCFF

PEX-kabel med isolasjon av tverrbundet polyetylen er brukt i 420 kV jordkabler og i sjøkabler med kort lengde.

For jordkabelalternativene som utredes er det mest hensiktsmessig å bruke PEX-kabel, både for 145 kV og for 420 kV. For begge spenningsnivåene benyttes enleder jordkabler.

Som sjøkabel er det forutsatt at det benyttes oljekabel. På et senere tidspunkt kan dette teknologivalget tas opp til ny vurderinger.



Figur 7: PEX-isolert sjø- og jordkabel



### 3 Forutsetninger

Systemspenning  $U_m$  ( $U_m =$  Høyeste tillatte spenning) 420 kV (eller 145 kV)

Krav til overføringseffekt for 420 kV kabler er ca 2 000 MVA. Dette tilsvarer omtrent overføringskapasiteten til kraftledningen som vil bygges med duplex ledning

- For 420 kV jordkabel forutsettes det at det benyttes 2 000 mm<sup>2</sup> Al og to kabelsett (6 kabler + reservekabel)
- For 420 kV sjøkabel benyttes 1200 eller 1400 mm<sup>2</sup> Cu oljekabel og to kabelsett + reservekabel
- For 145 kV forutsettes det at det benyttes 1200 mm<sup>2</sup> Al kabler og ett kabelsett (per linje). (Dette gir overføringseffekt på ca 275 MVA ved 145 kV)

Kablene har følgende ca tall for ladeytelse (MVA<sub>r</sub>):

- Reaktiv produksjon 420 kV jordkabler pr. kabelsett ca 12,5 MVA<sub>r</sub>/km
- Reaktiv produksjon 420 kV sjøkabler pr. kabelsett ca 17,5 MVA<sub>r</sub>/km
- Reaktiv produksjon 145 kV kabler pr. kabelsett ca 1,4 MVA<sub>r</sub>/km

Når det gjelder vurderinger gjort i denne rapporten baserer de seg på enkle betraktninger ut fra stasjonære kabeltekniske hensyn. Systemanalyse er ikke utført.

I kostnadsoverslaget er det er ikke inkludert kompenseringssystem for 145 kV kabler siden det kun er vurdert å kable kortere strekninger på dette spenningsnivået. For 420 kV er det inkludert kostnader for kompensering av alle kabelanleggene.

#### 3.1 Miljøkonsekvenser og mulige konfliktobjekter for jordkabler

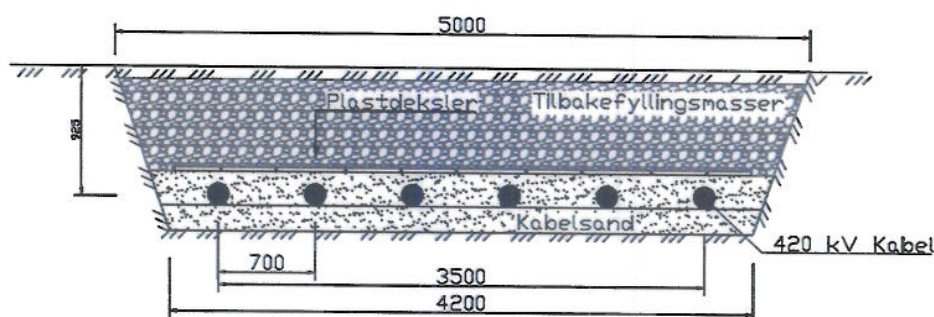
Temaet elektromagnetiske felter og magnetfeltberegninger er behandlet i Multiconsults rapport i referanse [2] kapittel 5.1. Det er i denne sammenhengen tatt utgangspunkt i flat forlegning og med krysskoblet skjerm. Beregninger viser der at utredningsgrensen på 0,4 mikroTesla oppnås i størrelsesorden 8 meter fra kabelgrøftens senter.

En mer generell vurdering av miljøkonsekvensene gis i kapittel 7 og inkluderer også miljømessige konsekvenser for sjøkabel.

Et belte på 10 – 20 m vil ikke kunne benyttes/ dyrkes så lenge anleggstiden varer, se Figur 9. Antakelig er dette begrenset til én sesong. Etter anleggsperioden vil området settes tilbake til opprinnelig stand og evt. jordbruksareal kan fortsatt dyrkes. I skogsterreng vil kabeltraseen måtte holdes trefri med et permanent ryddebelte slik at røtter ikke ødelegger kablene.

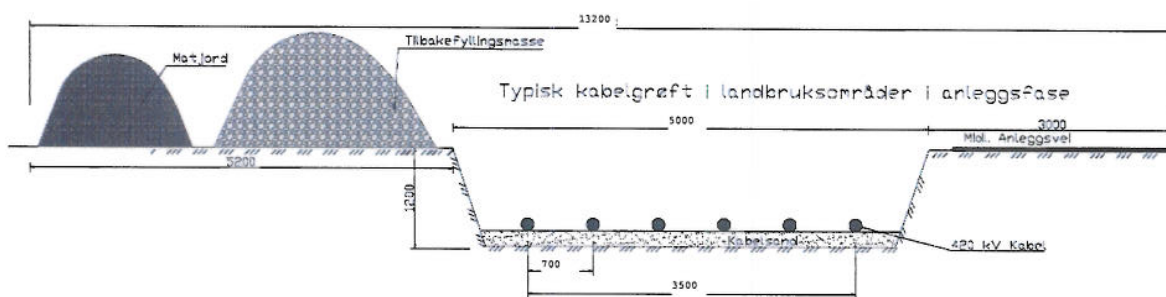
Kablene legges i ca 500 til 1000 m lengder med krysskopling for hver lengde. Ved hvert skjøtepunkt vil det være et krysskoplingskap med tilhørende jordingsanlegg. I praksis vil det bety en kum med kumlokk plassert under bakken. Hvis vekt og transport tillater det kan kabellengdene pr. trommel økes opp mot 1000 meter. Dette vil redusere antall skjøter betraktelig.

### 3.2 Eksempel på grøftesnitt for jordkabel



Figur 8: Typisk grøftesnitt for et 420 kV kabelanlegg med to kabelsett a tre kabler

Et typisk anleggsbelte i byggefasen kan være som følger:



Figur 9: Typisk anleggsbelte for landbruksområder i byggefasen

Som en ser av figurene og bildene gir et kabelanlegg relativt store inngrep i naturen. Etter at anleggsperioden er over, vil området kunne settes tilbake til opprinnelig stand.

De to påfølgende bildene viser bygging av 420 kV jord og sjøkabelanlegg og viser hvordan det kan se ut under bygging og etter at terreng er reetablert.





*Bilde 3: Eksempel på anleggsbelte for 420 kV jordkabel med ett kabelsett + reservekabel (totalt 4 kabler) i overgangen mellom jordkabel og sjøkabel*



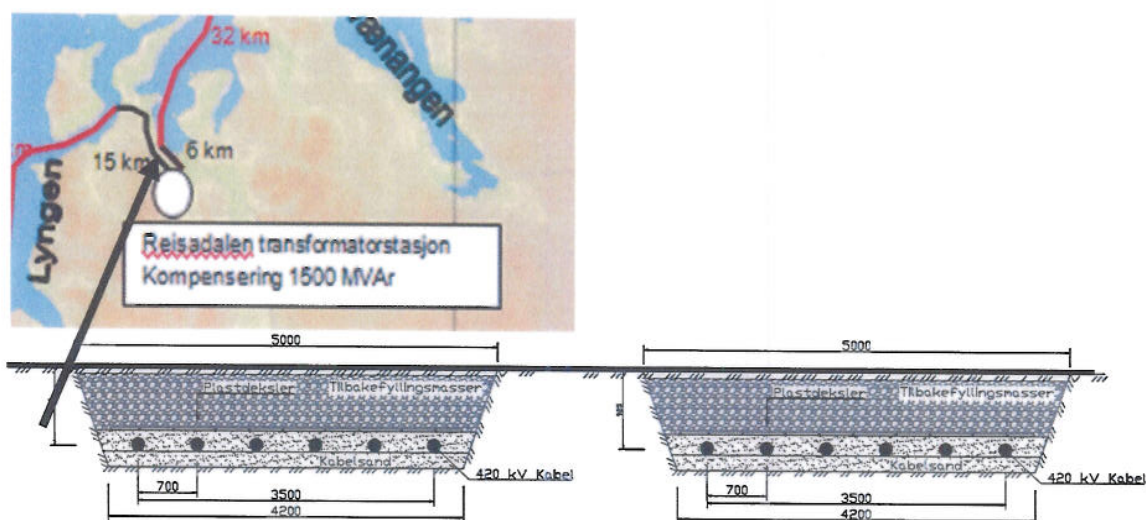
*Bilde 4: Jordkabelanlegg etter at kabelgrøft er gjenfylt og terreng reetablert*



### 3.3 420 kV Sjøkabel og jordkabel på inn og ut forbindelser

Flere strekninger vil få parallelle inn og ut forbindelser til kompenseringsanlegg og transformatorstasjoner. Det vil her bli liggende to kabelforbindelser parallelt og i disse grøftene vil det være minimum 6 + 6 kabler. Ved å legge en reservekabel (kabel nr. 7) vil det til sammen bli nødvendig med 14 kabler ved slike inn og ut forbindelser. Anleggsvei og plass for lagring av oppgravde masser i anleggsperioden tilsier da at anleggsbeltet i anleggsperioden vil bli minst 30 m.

Det vil derfor by på store utfordringer å finne plass til en slik stor korridor.



Figur 10: To kabelforbindelser ved siden av hverandre på inn- og utforbindelser til transformatorstasjoner eller kompenseringsanlegg

### 3.4 Forutsetninger for kostnadsoverslaget

Kostnadsoverslaget er laget med bakgrunn i nyere evaluerte tilbud på andre kabelanlegg samt erfaringstall og vurdering av markedssituasjonen. Aktuelle kabelleverandører er også forespurt om budsjettpriser.

Prising av kabelprosjekter varierer mye og er i stor grad påvirket av konkurransesituasjonen blant leverandørene og av råvarepriser.

Kalkylene er basert på 6 kabler pr. fase pluss en reservekabel (7 kabler). Bygging av kun 6 kabler (uten reservekabel) vil redusere kostnadsestimatet med ca 14 %.

Kostnader for reservemateriell lagret på land er heller ikke tatt med i kostnadsoverslaget.

Det forventes at nøyaktigheten i kostnadsoverslaget ligger innenfor  $\pm 40\%$ .

Det er knyttet betydelig usikkerhet til kostnader for forberedende arbeider, frakt, legging, skjøting og beskyttelse av kablene da det på dette stadiet ikke er utført detaljerte forundersøkelser og detaljplanlegging. Enhetsprisene for slike arbeider varierer mye fra prosjekt til prosjekt.

Kostnadsoverslaget er priset ut fra kostnader forventet i mars 2011.

Prisene baserer seg på følgende råvarepriser:

Kobberpris	9900 USD/tonn
Blypris	2700 USD/tonn
Aluminium	2700 USD/tonn



Ved omregning er det benyttet følgende vekslingsrater:

1 EURO = 7,9 NOK

1 USD = 5,8 NOK

### 3.5 Vurdering av pålitelighet og beredskap

I forhold til et luftledningsalternativ vil alle kabelalternativer, vekselstrøm og likestrøm, medføre en komplisering av selve anlegget både i forhold til antall komponenter og i forhold til teknologitilpasning og utvikling.

Kraftledningsalternativet, som er basisalternativet for 420 kV Balsfjord-Hammerfest, er karakterisert ved relativt høy feilfrekvens, men relativt få feil er varige. F.eks. ble det i 2009 rapportert om 250 feil hvorav hele 210 var forbigående. Omregnet til feil pr. 100 km ledning utgjorde det 0,5 feil/100 km.år på 420 kV-nivå.

Sett over tid er Statnetts og den generelle norske erfaring god med hensyn til feilfrekvens for kabler i norske fjorder. Den ligger for en rekke anleggs vedkommende på 0 selv med levetider på over 30 år. Gjennomsnittlig feilfrekvens for Statnetts anlegg synes å ligge på nivå med siste utgave av CIGRE-statistikken, ref. [8], nemlig 0,1 feil/100 km.år (feilfrekvens for et system bestående av tre kabler).

Likestrømskabel vil ha en helt tilsvarende feilfrekvens, men i tillegg kommer påliteligheten av to strømretterstasjoner som blir liggende i serie med kabel- og luftledningssystemene. Men når det først oppstår feil på en sjøkabel vil det ta betydelig lenger tid å reparere denne enn for en luftledning, selv om en permanent feil på en luftledning i fjellterreng også vil ha sine utfordringer. Minste reparasjonstid for en kabel er anslått til rundt 6-7 uker men bør antas å kunne bli betydelig lengre. I tillegg vil det være behov for store reaktorbygg som må være i drift samtidig med kablene. Feil på en reaktor vil medføre at det tilhørende kabelsettet må kobles ut. For reaktorene, som har en lang produksjons- og leveringstid, vil det være naturlig å vurdere behov for reserve, for å unngå for lange avbrudd og redusert overføringsevne ved havari av en komponent.

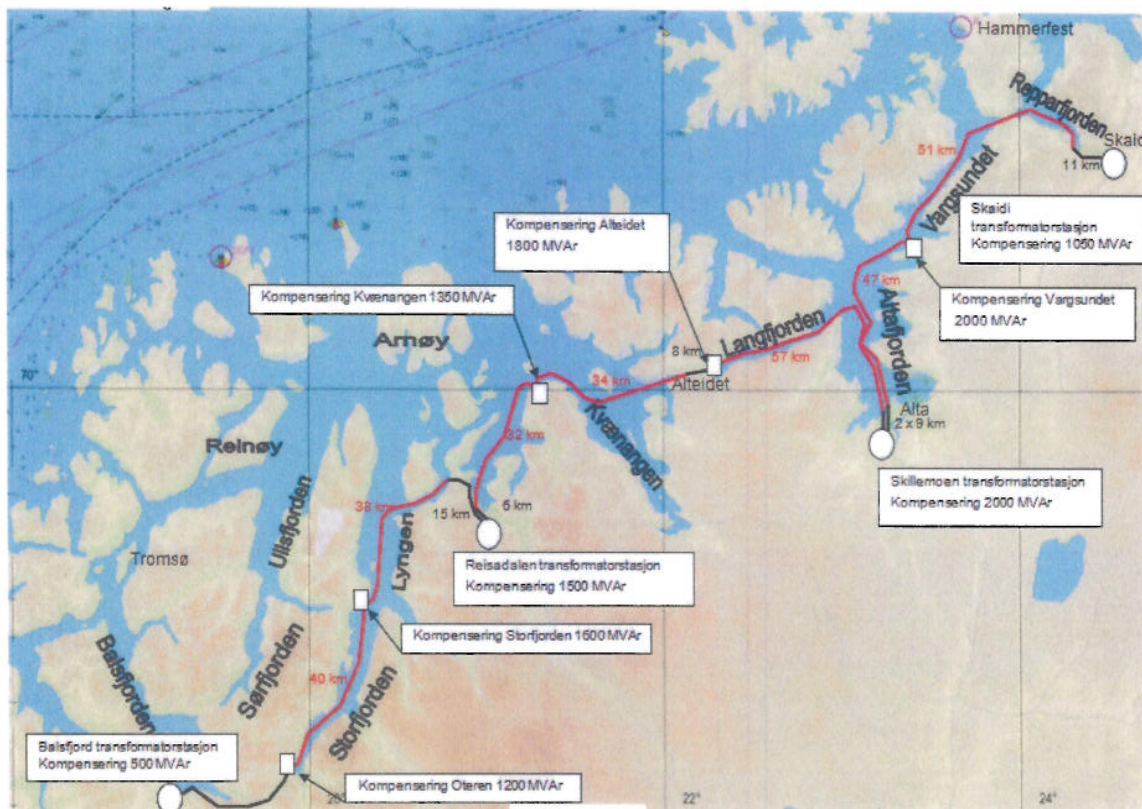


Bilde 5: Statnetts beredskapsskive Horten. Lasting på beredskapsskive. Foto: Kdesign



## 4 Utredning av kabling på alternative strekninger

### 4.1 Kabel hele veien fra Balsfjord til Skaidi



Figur 11: Kabel 420 kV AC fra Balsfjord til Skaidi med diverse kompenseringsanlegg og transformatorstasjoner. Svart strek er jordkabel og rød strek er sjøkabel

#### Trasé

Trasélengden på forslaget mellom Balsfjord og Skaidi er totalt ca 394 km hvorav ca 298 km er sjøkabel og ca 96 km er jordkabel.

PEX-kabler er benyttet til jordkabelanleggene og oljekabel er benyttet til sjøkabelanleggene. Lengde mellom kompenseringsanleggene er delvis bestemt av ladestrømmer og av oljetrykksbegrensninger i oljekabel. Lengste avstand mellom kompenseringsanlegg i dette forslaget er ca 66 km. Ved lik kompensering i begge endene av denne lengste dellengden vil ladestrømmen være ca 700 A. Maks tillatt strøm er ca 1450 A. Siden denne ladestrømmen er kapasitiv (og 90 grader faseforskjøvet med laststrømmen) vil det likevel være "plass" til en aktiv laststrøm på ca 1270 A. Med to kabelsett gir dette 2 x 1270 A.

#### Kompenseringsanlegg

Figur 11 viser plassering av kompenseringsanlegg og i Tabell 1 vises forslag til størrelser på reaktorene.



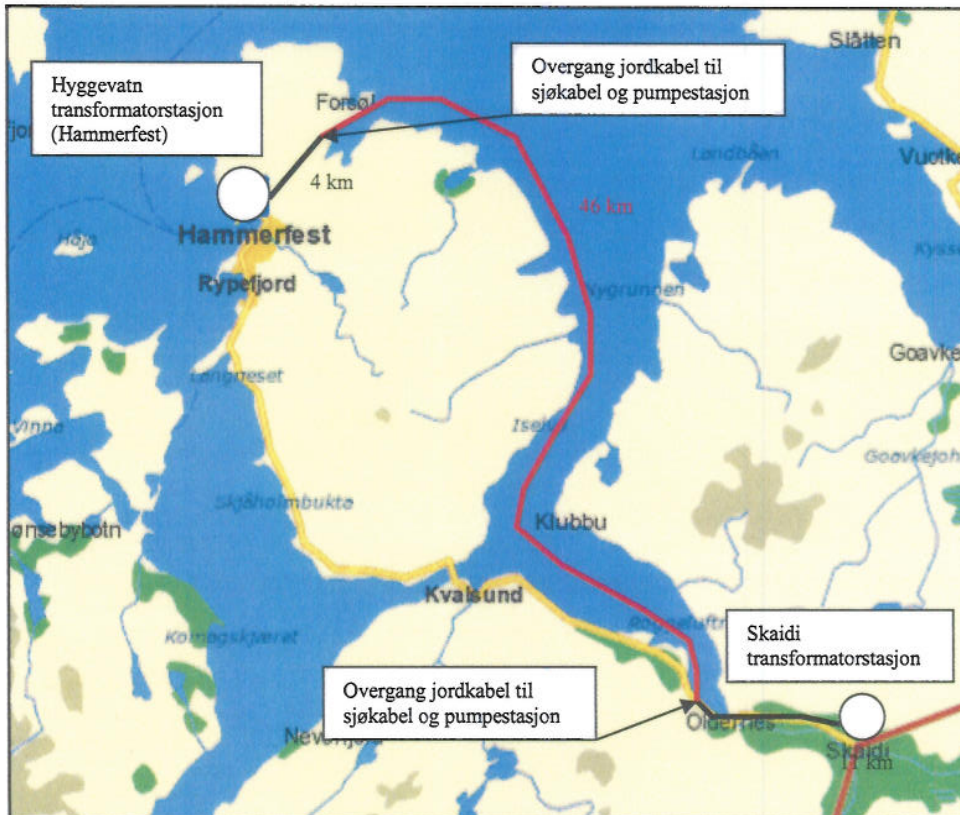
Tabell 1: Behov for kompenseringsreaktorer og størrelser

Kompensering	Behov			Justert	
	Sørside [MVar]	Nordside [MVar]	Sum [MVar]	Reaktorstørrelser [fast+regulerbar]	Sum justert [MVar]
Balsfjord transf.	0	475	475	300+200	500
Kompensering Oteren	475	700	1 175	3x300+2x150	1200
Kompensering Storfjorden	700	852.5	1 553	4x300+2x200	1600
Nordreisa transf.	852.5	635	1 488	4x300+2x150	1500
Kompensering Kvæningen	635	695	1 330	3x350+2x150	1350
Kompensering Alteidet	695	1092.5	1 788	4x350+2x200	1800
Skillemoen transf.	1092.5	935	2 028	4x350+3x200	2000
Kompensering Vargsundet	935	1030	1 965	4x350+3x200	2000
Skaidi transf.	1030		1 030	2x300+3x150	1050
		Sum	12 830		13 000

Kostnadsestimert (MNOK)	Balsfjord-Skaidi
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Kompenseringsreaktorer	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
Sum	25 120 MNOK

Bare jordkabeldelen av dette kabelanlegget vil bli ca 96 km. Siden jordkabel må fraktes på trommel vil dellengder normalt være mellom 500 og 1000 m. Det medfører 500 til 1000 skjøter for de seks parallelle jordkablene. Når hver skjøt tar ca en uke å fullføre for et skjøteteam sier det seg selv at en slik installasjon vil ta tid. Hele trasélengden (jord og sjø) er ca 394 km og med 7 enlederkabler blir dette totalt ca 2760 km med kabel som må legges ut.

## 4.2 Kabel fra Skaidi til Hammerfest



Figur 12: Kabel 420 kV Skaidi-Hammerfest med kompenseringssystem i Skaidi og Hammerfest og med overgangsskjøt og pumpestasjon i hvert av de to landtakene. Svart strek er jordkabel og rød strek er sjøkabel



### Trasé

Lengde ca 11 km jordkabel i Skaidi, ca 46 km sjøkabel og ca 4 km jordkabel i Hammerfest.  
Total lengde ca 61 km.

### Kompenseringsanlegg

Reaktoranlegg (kompenseringsanlegg) plasseres i henholdsvis Skaidi transformatorstasjon og i Hyggevatn transformatorstasjon (Hammerfest).

Tabell 2 viser at behov for reaktorkompensering er ca 2000 MVar.

Tabell 2: Nødvendig reaktorytelse

Kompensering	Behov			Justert	
	Sørside [MVar]	Nordside [MVar]	Sum [MVar]	Reaktorstørrelser [fast+regulerbar]	Sum justert [MVar]
Skaidi transf.		992.5	993	2x300+2x200	1000
Hammerfest transf.	992.5		993	2x300+2x200	1000

Kostnadsestimater (MNOK)	Skaidi-Hammerfest
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Kompenseringsreaktorer	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
Sum	3 990 M NOK

## 4.3 Kabel i jord Balsfjord-Oteren



Figur 13: Jordkabel 420 kV Balsfjord-Oteren med muffestasjon i Oteren

### Trasé

Lengde ca 38 km. Vurdert kabeltrasé er angitt som svart strek og følger hovedvei. Andre fremføringsalternativer kan være aktuelle men dette alternativet benyttes for kostnadsberegningen. Det er store fjell i dette området så en kortere kabeltrasé synes ikke å være mulig.

420 kV kabel starter i Balsfjord transformatorstasjon og endemuffer osv plasseres i stasjonen. I Oteren må det bygges en muffestasjon for overgang mellom kabel og kraftledning.

### Kompenseringsanlegg

På grunn av kabellengden vil det trolig være behov for reaktoranlegg (kompenseringsanlegg) i både Balsfjord og i Oteren.

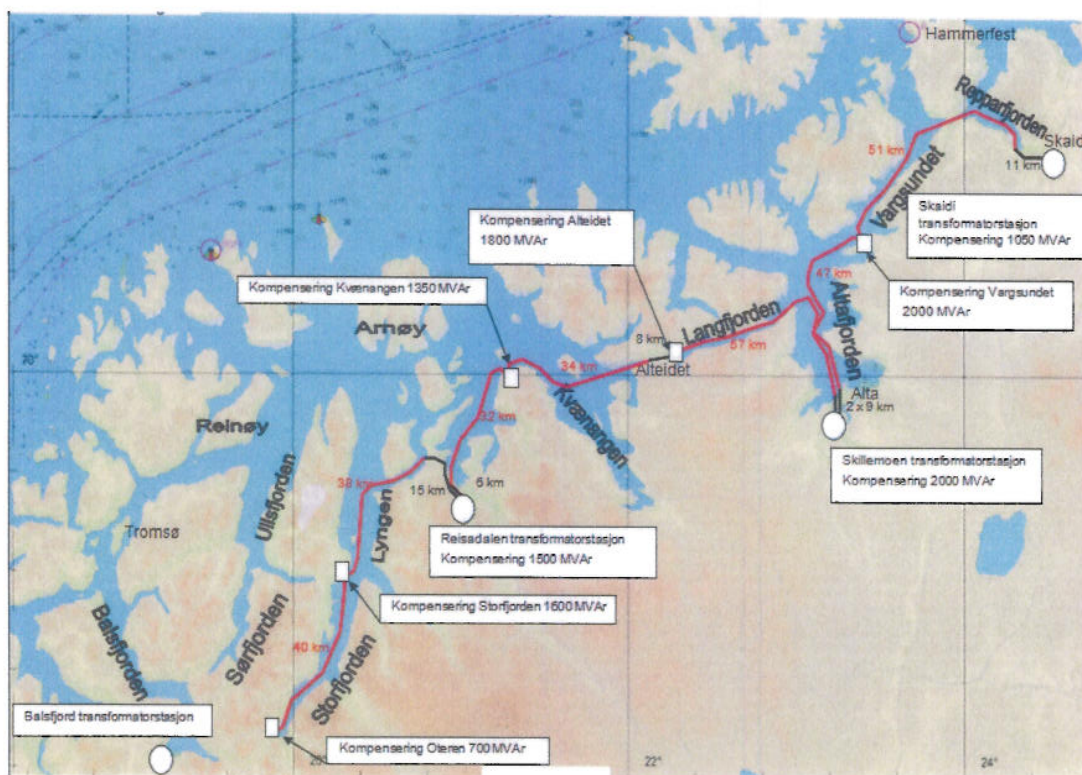
I Balsfjord kan dette plasseres i transformatorstasjonen mens i Oteren vil det være behov for et eget kompenseringsanlegg i tilknytning til muffestasjonen.



Nødvendig reaktorkapasitet for denne delstrekningen vil med 420 kV jordkabel og dobbeltkurs være ca 950 MVAR. Dette fordeles mellom 500 MVAR i Balsfjord transformatorstasjon og 500 MVAR i Oteren muffestasjon hvor det i hver kabelende plasseres en fast reaktor på 300 MVAR og en regulerbar reaktor på 200 MVAR.

Kostnadsestimat (MNOK)	Balsfjord - Oteren
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Kompenseringsreaktorer	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
Sum	2 580 M NOK

#### 4.4 Kabel fra Oteren til Skaidi



Figur 14: Kabel 420 kV AC fra Oteren til Skaidi med diverse kompenseringsanlegg og transformatorstasjoner. Svart strek er jordkabel og rød strek er sjøkabel

#### Trasé

Trasélengden på forslaget mellom Oteren og Skaidi er totalt ca 356 km hvorav ca 298 km er sjøkabel og 58 km er jordkabel. Traseen er den samme som kapittel 4.1 minus strekningen Balsfjord-Oteren.

Valg av kabeltype og kompensering er også det samme som i kapittel 4.1.

#### Kompenseringsanlegg

Figur 14 viser plassering av kompenseringsanlegg og i Tabell 3 vises forslag til størrelser på reaktorene.



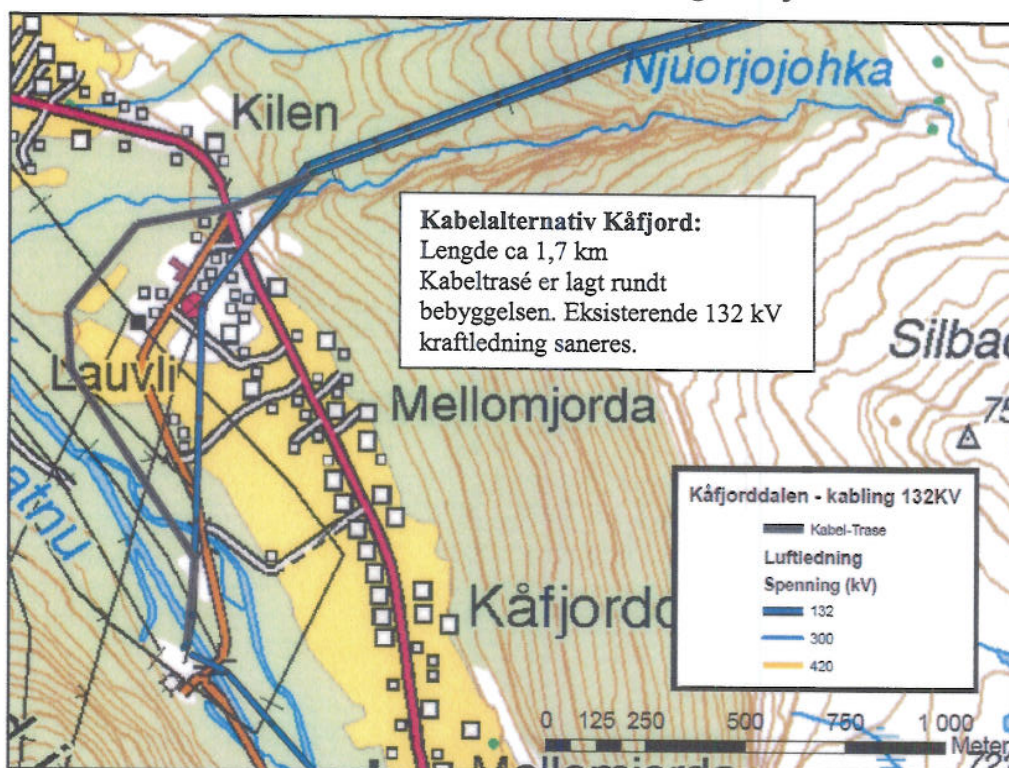
Tabell 3: Behov for kompenseringsreaktorer og størrelser

Kompensering	Behov			Justert	
	Sørside [MVar]	Nordside [MVar]	Sum [MVar]	Reaktorstørrelser [fast+regulerbar]	Sum justert [MVar]
Kompensering Oteren	0	700	700	1x300+2x200	700
Kompensering Storfjorden	700	852.5	1 553	4x300+2x200	1600
Nordreisa transf.	852.5	635	1 488	4x300+2x150	1500
Kompensering Kvænangen	635	695	1 330	3x350+2x150	1350
Kompensering Alteidet	695	1092.5	1 788	4x350+2x200	1800
Skillemoen transf.	1092.5	935	2 028	4x350+3x200	2000
Kompensering Vargsundet	935	1030	1 965	4x350+3x200	2000
Skaidi transf.	1030		1 030	2x300+3x150	1050
		Sum	11 880		12 000

Kostnadsestimat (MNOK)	Oteren-Skaidi
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Kompenseringsreaktorer	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
Sum	22 780 M NOK

Kraftledning fra Balsfjord til Oteren er ikke inkludert i kostnadsoverslaget.

#### 4.5 Kabling av eksisterende 132 kV ledning i Kåfjord



Figur 15: Jordkabel 145 kV Kåfjord. Grå/svart strek på kartet viser kabeltrasé

#### Trasé

Strekningen som vurderes kablet, er ca 1,7 km lang og går rundt bebyggelsen i Kåfjord. Kabelen begynner i transformatorstasjonen og ender i en endemast som antydnet på tegningen. Det er antatt at det er mulig å legge kabel i denne traseen, men det er ikke verifisert. Siden



strekningen er kort, er det i kostnadsoverslaget forutsatt at det ikke installeres kompenseringanlegg.

For kabling av 132 kV ledninger brukes 145 kV kabler, dvs. høyeste tillatte spenning,  $U_m$ , er 145 kV. For dette spenningsnivået brukes normalt ikke muffestasjoner. Kabelendemuffene kan monteres på stativ oppe i endemasta. Se Bilde 6 for mulig installasjonsmetode.

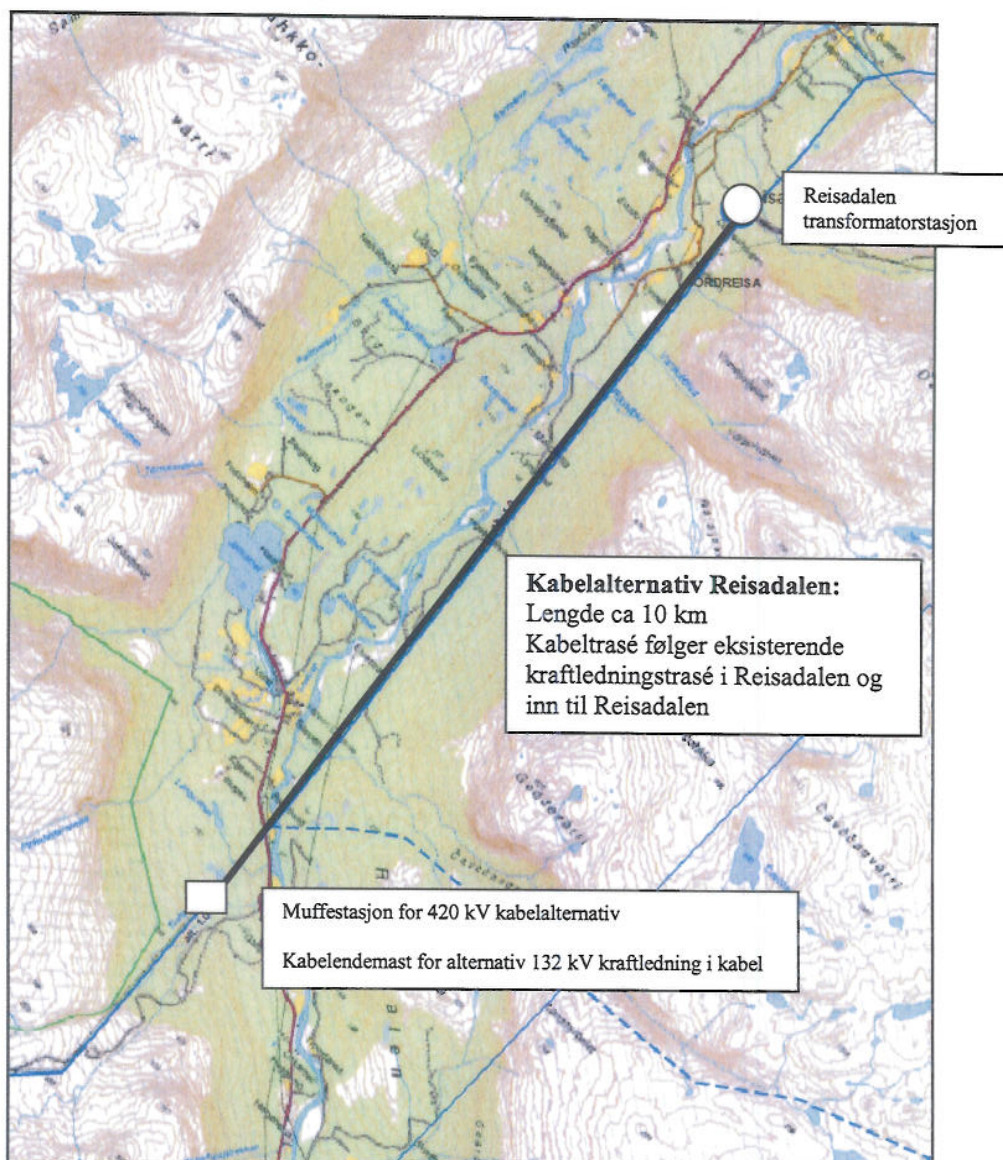


Bilde 6: Bildeeksempel av kabelendemast for 145 kV med overgang til kraftledning

Kostnadsestimat (MNOK)	145 kV kabling Kåfjord
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
<b>Sum</b>	<b>19 M NOK</b>

Sanering av gammel ledning (1,7 km) vil trolig beløpe seg til ca 1,5 mill NOK og dette vil komme i tillegg.

#### 4.6 Kabel i jord gjennom Reisadalen



Figur 16: Jordkabel i Reisadalen. To alternativ, enten 145 kV i kabel eller 420 kV i kabel

I Reisadalen er det i dag to parallelle kraftledninger med 132 kV driftsspennning.

##### Trasé

Strekningen som vurderes kablet, er ca 10 km lang og går gjennom Reisadalen. Det er antatt at det er mulig å legge kabel i eksisterende ledningstrasé og at en finner en hensiktsmessig måte å krysse elva på med kabel eller kraftledning. I tilfelle krysning av elva gjøres med ledning vil det være naturlig å starte kabling først på nordlig side for å unngå to ekstra overganger (muffestasjoner) mellom kraftledning og kabel. Det er planlagt en transformatorstasjon i Reisadalen og denne kan benyttes for overgang mellom kabel og kraftledning både for 420 kV og 145 kV alternativene. Siden strekningen er relativt kort, er det antatt at kompenseringanlegg kun plasseres i transformatorstasjonen.



#### 4.6.1 Alternativ med kabling av eksisterende 2 x 132 kV ledninger

Kabelendemuffene monteres på stativ oppe i endemasta slik som vist på Bilde 6. I Reisadalen transformatorstasjonen monteres endemuffene i stasjonen på muffestativ.

På spenningsnivået 145 kV og en lengde på ca 10 km vil ladestrømmene være mye mindre enn for 420 kV. Ladeytelsen for de to innskutte kabelsettene på 10 km er ca 14 MVA. Det er i kostnadsestimatet antatt at det ikke vil være behov for kompenseringanlegg. Systemanalyse må gjøres for å verifisere behov for kompensering.

Kostnadsestimat (MNOK)	145 kV kabling Reisadalen
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
<b>Sum</b>	<b>100 M NOK</b>

Sanering av gammel ledning (2 x 10 km) vil trolig beløpe seg til ca 15 mill NOK og dette vil komme i tillegg.

#### 4.6.2 Alternativ med kabling av ny 420 kV ledning

For 420 kV alternativet må endemuffene av vekt og plasshensyn plasseres på bakken i en muffestasjon. 420 kV kabelendemuffer i mast er per dags dato ikke kommersielt tilgjengelig. I transformatorstasjonen vil endemuffene monteres på muffestativ i stasjonen.

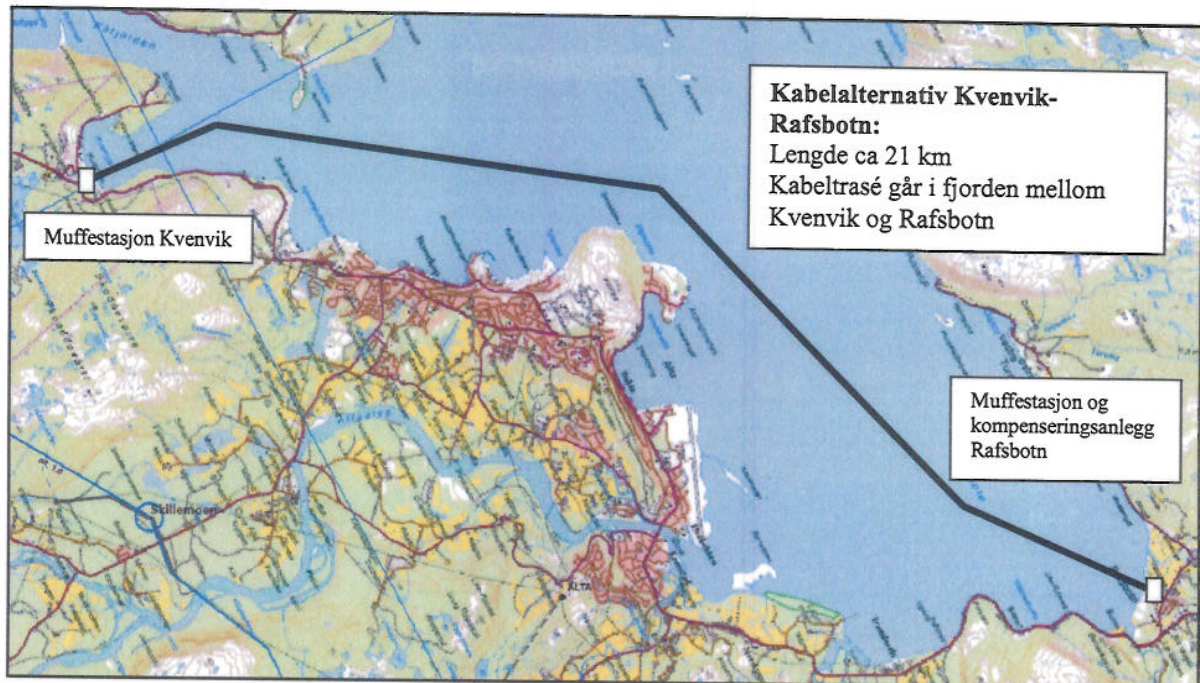
##### Kompenseringanlegg

Siden kabellengden er begrenset til 10 km er det i kostnadsoverslaget antatt at det kun er behov for reaktoranlegg (kompenseringanlegg) i Reisadalen transformatorstasjon.

Nødvendig reaktorkapasitet for denne delstrekningen vil med 420 kV kabel og dobbeltkurs være ca 250 MVA. Dette fordeles på to reaktorer, hver på henholdsvis 125 MVA og plassert i Reisadalen transformatorstasjon. Den ene er en fast reaktor mens den andre er regulerbar.

Kostnadsestimat (MNOK)	420 kV kabling Reisadalen
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Kompenseringsreaktorer	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
<b>Sum</b>	<b>800 M NOK</b>

#### 4.7 420 kV kabel i sjø mellom Kvenvik og Rafsbotn



Figur 17: Sjøkabel 420 kV Kvenvik-Rafsbotn med muffestasjon i Kvenvik og i Rafsbotn

#### Trasé

Trasélengden på forslaget mellom Kvenvik og Rafsbotn er totalt ca 21 km hvor det er antatt at det kun benyttes sjøkabel (oljekabel). En muffestasjon med overgang til kraftledning plasseres i nærheten av landtaket og sjøkabel trekkes helt opp til muffestasjonene.

Det er antydnet fra havnemyndighetene i Alta at sjøkabel i og omkring Alta by kan bli problematisk på grunn av skipstrafikk og ankringsproblematikk.

#### Kompenseringssystem

Det er tenkt at kompenseringssystem plasseres i Skillemoen transformatorstasjon og i Rafsbotn muffestasjon. Tabell 4 vises forslag til størrelser på reaktorene.

Tabell 4: Behov for kompenseringssystemer og størrelser

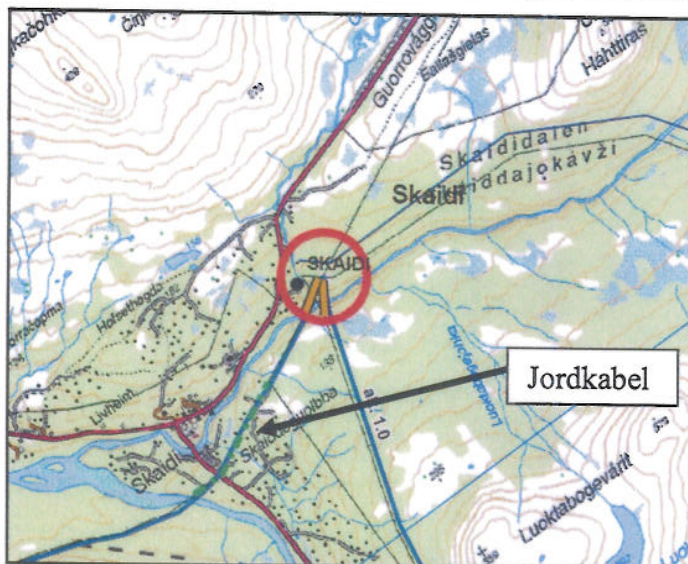
	Behov			Justert	
	Sørside [MVar]	Nordside [MVar]	Sum [MVar]	Reaktorstørrelser [fast+regulerbar]	Sum justert [MVar]
Kompensering					
Skillemoen transf.		367.5	368	1x200+1x200	400
Rafsbotn muffestasjon	367.5		368	1x200+1x200	400

Kostnadsestimat (MNOK)	Kvenvik-Rafsbotn
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Kompenseringssystemer	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
<b>Sum</b>	<b>1 580 M NOK</b>

Kraftledning fra Skillemoen til Kvenvik er ikke inkludert i kostnadsoverslaget.



#### 4.8 Kabling av to 132 kV ledninger ved Skaidi transformatorstasjon



Figur 18: Jordkabel ved Skaidi transformatorstasjon. To 132 kV linjer legges i kabel over en strekning på ca 1,4 km

Det er den grønne stiplede streken på Figur 18 som er vurdert kablet. Kablene skal erstatte deler av 132 kV ledning 1 og 2 til Hammerfest, hhv. FeAl 120 og FeAl 240.

Det antas at det kan benyttes samme kabeltype (145 kV) som i alternativet med kabling i Kåfjord og i Reisadalen, med en 1200 mm<sup>2</sup> Al leder. Det benyttes tre enlederkabler pr. linje.

##### Trasé

Traseen for kablene starter før hyttebebyggelsen i Skaidi og ender før elva. Trasélengden er ca 1,4 km. Endemaster (for eksempel) som vist på Bilde 6 antas benyttet i begge ender av kabelforbindelsene. Endemastene er inkludert i kostnadsoverslaget.

Siden strekningen er kort, er det i kostnadsoverslaget antatt at det ikke installeres kompenseringanlegg.

Kostnadsestimat (MNOK)	145 kV kabling Skaidi transformatorstasjon
Kabelkostnader	
Installasjonskostnader	
Bygg og anlegg	
Byggherrekostnader	
Sum	16 M NOK

Sanering av gammel ledning (2 x 1,7 km) vil trolig beløpe seg til ca 3 mill NOK og dette vil komme i tillegg.

## 5 Tidsplan

Et så omfattende kabelprosjekt med nærmere 455 km trasélengde bestående av 7 kabler (inkluderer en reservekabel) a 420 kV spenning savner sidestykke i verden. Det kan først og fremst antas at kabelalternativet vil føre til en svært tidkrevende konsesjonsprosess. I tillegg vil det bli en omfattende prosjekteringsfase av kabeltraseer, landanlegg og av det tekniske utstyret (kabler osv).

Bare byggefasen, hvis hele forbindelsen mellom Balsfjord og Skaidi skal realiseres med kabel, vil trolig ta ca 8 år da det blant annet trengs hele 49 stk store kompenseringsreaktorer og ca 2760 km med enlederkabel. Dessuten antas det at kabelarbeid bare kan utføres fra ca mai til september grunnet temperaturrestriksjoner for kabel. Det er forutsatt at delstrekninger med kabel installeres etter hvert som nok kabel er produsert ferdig. Når en legger til at strekningen Skaidi til Hammerfest også skal kables blir dette ytterligere ca 430 km med enlederkabel som skal produseres og installeres.

Det er estimert ca 5 år til kabelproduksjon. Dette forutsetter at sjøkabel produseres parallelt i minst to fabrikker. Jordkabel kan produseres av flere leverandører slik at her vil det være mulig å produsere i mange fabrikker samtidig. Likevel blir samlet kabelmengde produsert pr. år hele 640 km.

Hvis det bestemmes at kortere kabelstrekninger skal bygges med 420 kV kabel kan slike kabelforbindelser trolig bygges i løpet av vesentlig kortere tid avhengig av traselengde og kompleksitet i anleggsutførelsen. En byggetid helt ned til 1-2 år kan forventes for de korteste og enkleste anleggene, forutsatt at konsesjon er gitt, og at det er kapasitet tilgjengelig på kabelleverandørsiden. Kortere jordkabelstrekninger med 145 kV kabel (1-10 km) vil kunne bygges i løpet av 1-2 års tid etter at en har fått konsesjon.

Tentativ tidsplan hvis hele strekningen Balsfjord-Skaidi-Hammerfest skal kables (ca 455 km med 420 kV):

Aktivitet	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5	År 6	År 7	År 8	År 9	År 10
Konsesjonssøknad sendt fra Statnett	●									
Høring/behandling av søknad (NVE)	—	—	—							
Konsesjonsvedtak (NVE)			●							
Klagebehandling (OED)			—	—						
Konsesjonsbekreftelse (OED)				●						
Prosjekterings- og planfase/innkjøp	—	—	—	—	—					
Produksjon av kabel					—	—	—	—	—	
Start byggearbeider (stasjoner og grøfter)					●					
Byggetid					—	—	—	—	—	—
Ferdig anlegg										●



## 6 Drift og vedlikehold

Erfaring viser at et kabelanlegg er utsatt for færre feil enn et ledningsanlegg, men feilene fører til lengre reparasjonstider, ref. kap. 3.5. Jordkabler har normalt kort reparasjonstid sammenlignet med sjøkabler, forutsatt at reservemateriell og montører for skjøting er tilgjengelig. Reparasjon av jordkabel (420 kV) kan normalt gjøres i løpet av 1 til 2 uker. For 145 kV er reparasjonstiden vesentlig kortere.

## 7 Diskusjon om miljøeffekter ved bruk av kabel

Både kabler og kraftledninger er betydelige arealforbrukere. Denne type anlegg får derved relativt store visuelle, landskapsmessige og andre miljøkonsekvenser. Legging av 420 kV som jordkabel og sjøkabel medfører store inngrep i både sjøbunn, landtak og på land.

### Sjøkabel

Sjøkabel fører som regel til et naturinngrep i et økosystem som er lite påvirket av menneskelig aktivitet. Kabeltraseene vil helst følge de dypeste partiene til fjordene hvor det er minst fare for ras og sideveis utglidning av kabel. En vekselstrøms kabelgate i sjøen vil bestå av 6 eller 7 kabler med en 5 til 20 meters avstand mellom kablene. Dette gjør at relativt store områder på fjordbunnen vil bli berørt. Naturtypene i fjordbunnene ansees imidlertid som relativt robuste, og det er sannsynligvis liten direkte fare for det biologiske mangfoldet.

Det finnes lang erfaring (over 60 år) med mange fjordkryssinger i Norge og det har ikke vært registrert negative virkninger på miljøet.

### Jordkabel og anlegg på land

Ildeføringssteder for sjøkabel, jordkabeltraseer og landanlegg (muffestasjoner og kompensering) vil ofte føre til at konfliktfylte naturverdier og kulturlandskap berøres. Traseene vil også kunne komme i konflikt med bebyggelse og annen offentlig eller privat infrastruktur. Før en eventuelt bestemmer at det skal bygges en kabelforbindelse må det derfor utføres detaljert planlegging og utredning av konsekvensene en får ved valg av en kabelforbindelse. Kabelgaten på land vil bli ca 5 m bred.

### Inn og ut forbindelser til transformatorstasjoner/kompenseringsanlegg

På noen steder, for eksempel hvor kabelforbindelsen skal inn og ut til en transformatorstasjon eller et kompenseringsanlegg blir det liggende to grøfter med 2 x 6 kabler + reservekabler, Se Figur 10 som eksempel. Av hensyn til nærføring bør parallelle grøfter plasseres med noe avstand.

Avbøtende tiltak vil kunne bidra til å redusere miljøeffektene.

For 145 kV kabel (og kabel med lavere spenning) trengs en smalere grøft og kabelen som benyttes er både mindre og lettere. Dette gjør at den totale miljøbelastningen ved å bruke kabel på lavere spenningsnivåer blir mye mindre sammenlignet med og 420 kV.

De negative konsekvensene av kabling er normalt mindre enn hva som er tilfelle for kraftledninger. Imidlertid vil en bred kabelgrøft i noen typer terreng lage åpne sår i landskapet og kan dermed være et større inngrep enn plassering av master til en kraftledning.

### Balsfjord-Hammerfest

Prosjektet Balsfjord-Hammerfest befinner seg i natur og landskap preget av bratte fjell, dype fjorder og store områder av urørt natur. Kraftledningens totale lengde mellom Balsfjord og Hammerfest er planlagt til å bli ca 360 km lang. Kabeltraseen vil derimot bli ca 455 km lang



(394 km + 61 km = 455 km). Dette er fordi kabelforbindelsen ikke kan ta de korteste veiene men må gå rundt fjell og i fjorder.

Et kabelanlegg mellom Balsfjord og Hammerfest vil bli et betydelig naturinngrep i form av store kabelgrøfter, mange muffestasjoner/pumpestasjoner og kompenseringanlegg.

## 8 Kabelanlegg versus kraftledning

Lange kraftledninger over vann er åpenbart ikke teknisk mulig. Det samme gjelder også i tette bystrøk hvor det ikke er mulig å få tilstrekkelige sikkerhetsavstander og arealer for å kunne bygge kraftledninger.

Kabling kan også grunnet geografiske forhold være teknisk og økonomisk vanskelig, for eksempel i områder med høye/bratte fjell og dype fjorder.

Det norske sentralnettet og regionalnettet (66 kV til 420 kV) består i dag av vekselstrøm og i hovedsak kraftledninger. Det er to likestrømsforbindelser til utlandet (Skagerrak og NorNed) men de er begge bygget som punkt til punkt forbindelse og de har liten betydning for forsyningsikkerheten.

Det er kun et fåtall kabelforbindelser på de høyeste spenningene (mindre enn 2 % på 420 kV).

I odelstingsproposisjon Ot. Pr. 62 (2008-2009) gir Stortinget retningslinjer for hvordan vurdering av kabling på de ulike spenningsnivåene skal gjøres (kablingspolicy). Når det gjelder de høyeste spenningsnivåene (regional- og sentralnettet) står det følgende:

*”Kabling skal også alltid vurderes når nye kraftledninger i regional- og sentralnettet skal bygges, men bruken skal være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Jord- eller sjøkabel er mest aktuelt på begrensende strekninger med betydelige verneinteresser eller store estetiske ulemper på 66 kV og 132 kV, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300 og 420 kV. Med høyere spenningsnivå øker både omfanget av naturinngrepet, kostnadene og usikkerheten til teknologi og forsyningsikkerhet ved kabling.”*

Et kabelanlegg på 420 kV koster ca 5 til 12 ganger hva en tilsvarende kraftledning koster pr. km. Samtidig vil miljøinngrepet for både jordkabel og sjøkabel være betydelig både landskapsmessig, på det biologiske mangfold, kulturminner/kulturmiljø og på landbruk. Det kan argumenteres at en jordkabel etter at kabelgaten er reetablert vil være mindre synlig i landskapet enn en kraftledning, men samtidig vil kabeltraseen båndlegge arealer og det trengs plasskrevende muffestasjoner/pumpestasjoner og kompenseringanlegg i endepunktene og eventuelt også på enkelte punkter langs kabeltraseen.

På regionalnettsnivå (66 kV og 132 kV driftsspenning) er kostnadsforholdet mellom kabel og kraftledning vesentlig mindre og det er derfor i denne utredningen vurdert sanering av kraftledninger på lavere spenningsnivåer eller å erstatte gamle kraftledninger med kabel på delstrekninger for å forbedre forholdene for beboere i nærheten av eksisterende kraftledninger.

### Transformatorstasjoner

Behov for tilknytningspunkter for regionalnettet setter ofte klare rammer for hvilke trasévalg som er mulige for at den nye sentralnettsforbindelsen skal få den ønskede nytten. Sjøkabel som legges utenom de ønskede knutepunktene (transformatorstasjonene) i nettet, innebærer færre tilknytningspunkter og dermed reduserte muligheter for innmating av lokal produksjon. For Balsfjord-Hammerfest prosjektet er det derfor kritisk viktig at ny 420 kV støtter eksisterende sentralnett (132 kV) ved å la den nye ledningen/kabel gå innom alle stasjonene.



## 9 Konkluderende drøftinger og merknader

En 420 kV kabelforbindelse på 455 km er teknisk mulig basert på kjente teknikker og metoder innenfor den estimerte tids- og kostnadsramme. Derimot viser foreløpige systemanalyser at en slik lang kabel i et svakt nett i nord ikke vil være driftmessig gjennomførbart innenfor gjeldende krav og forskrifter.

Det er viktig å huske at et 2000 MVA kabelanlegg er stort og krever to kabelsett. I tillegg er det inkludert kostnader for reservekabel (kabel nr. 7).

Følgende strekningene er utredet og kostnadsberegnet:

<u>Spenning</u>	<u>Strekning vurdert for kabling</u>	<u>Lengde i sjø</u>	<u>Lengde jord</u>	<u>Total trasélengde</u>	<u>Kostnadsestimat*</u>
420 kV	Balsfjord-Skaidi	298 km	96 km	394 km	25,1 milliarder NOK
420 kV	Skaidi-Hammerfest	46 km	15 km	61 km	4 milliarder NOK
420 kV	Balsfjord-Oteren		38 km	38 km	2,6 milliarder NOK
420 kV	Oteren-Skaidi	298 km	58 km	356 km	21,6 milliarder NOK
145 kV	Kåfjord (eksist. kraftl.)		2 x 1,7 km	3,4 km	19 millioner NOK
145 kV	Reisadalen (eksist. kraftl.)		2 x 10 km	20 km	100 millioner NOK
420 kV	Reisadalen		10 km	10 km	800 millioner NOK
420 kV	Kvenvik-Reisadalen	21 km		21 km	1,6 milliarder NOK
145 kV	Skaidi		2 x 1,4 km	2,8 km	16 millioner NOK

\*Reservekabel for 420 kV (7.ende kabel) er inkludert i kostnadsestimatet. Bygging av kun 6 kabler (uten reservekabel) reduserer kostnadsestimatet med ca 14 %.

### Merknader ved en eventuell gjennomføring av kablingsalternativer

Kabelanlegg av omfang som defineres i denne rapporten savner motstykke i verden og er vesentlig lengre enn hva som er bygget tidligere. De tekniske utfordringene for prosjektet vil derfor bli spesielle, og kabler og utstyr må kvalifiseres. De utviklingssteg som kreves kan derimot bygge på tidligere utførte prosjekter.

Det er i tillegg mange tekniske og praktiske momenter som ikke har blitt studert i detalj i denne utredningen, men det kan sies med sikkerhet at et kabelanlegg av disse dimensjonene beregnet for å kunne overføre ca 2000 MVA og som trenger 15 000 MVA<sub>r</sub> i kompensering, vil skape utfordringer under bygging. Foreløpige systemanalyser viser altså at en slik kabelforbindelse er driftmessig uaktuell.

### Kostnader som vil komme i tillegg hvis det blir kabling hele veien

Det er ikke tatt med kostnader for de fem planlagte transformatorstasjonene. Denne kostnaden beløper seg på mellom 350 og 400 millioner kroner pr. transformatorstasjon og samlet opp mot 2 milliarder NOK.

## 10 Referanser

- [1] - **Odelstingsprop. 62 (2008-2009) – Om lov om endringer i energiloven**  
Vurdering av kabling på de ulike spenningsnivå  
Gjeldende kablingspolicy gitt av Stortinget
  
- [2] - **420 kV ledning Ørskog-Fardal**  
Kabelutredning  
Januar 2007  
Multiconsult
  
- [3] - **KTE-notat 42/03 – Kabling som alternativ til luftledning**  
KTE-notat fra NVE til OED  
Revisjon 16. januar 2004  
NVE
  
- [4] - **Rapport fra sjøkabelutredningen Utvalg I – (Hardangerutvalgene)**  
Teknologi, økonomi og andre forhold knyttet til en sjøkabelløsning  
1. februar 2011  
Uavhengig utvalg satt ned av regjeringen
  
- [5] - **Kabelutredning: Ørskog – Store Standal**  
Kabelutredning for Ørskog-Fardal prosjektet  
18. februar 2010  
Norconsult
  
- [6] - **420 kV Sima-Samnanger: Utredning av kabelalternativ**  
Rapport  
Prosjektnummer: 5102931- Dok. nr. 2.  
Januar 2011  
Norconsult
  
- [7] - **Challenges with Multi-Terminal UHVDC Transmissions**  
IEEE  
Victor F. Lescale, *Member, IEEE*, Abhay Kumar, Lars-Erik Juhlin, *Member, IEEE*,  
Hans Björklund, *Senior Member, IEEE*, and Krister Nyberg  
October 2008
  
- [8] - **Update of service experience of HV underground and submarine cable systems**  
Cigré Publication 379  
April 2009



# Notat

Sak:

Balsfjord-Hammerfest, vurdering av dagens nettsituasjon og effekten av ulike tiltak

Dokumentet sendes til:

Randi Solberg, UK

Ola Øyan, USS

Saksbehandler / Adm. enhet:

Sigbjørn Sørbotten / Nasjonal

nettanalyse

Sign. ....

Ansvarlig / Adm. enhet:

Magnus Gustafsson, USN

Sign. ....

Til orientering:

Bjørn Hugo Jenssen, UN

Leif Mannsverk, UN

Stig Løvlund, DNN

Dokument ID: 1489474

Dato: 19.01.2011

---

## **Balsfjord-Hammerfest, vurdering av dagens nettsituasjon og effekten av ulike tiltak**

Eit viktig underlag for konsesjonsbehandling og økonomiske vurderingar knytta til prosjektet Balsfjord-Hammerfest er å få svar på kva tilstanden er for eksisterande nett. Dette avgjer mellom anna kva forsterkningsalternativ som er aktuelle nullalternativ å samanlikne investering i ein 420 kV ledning med.

Det er få konkrete krav til kva som er god nok kvalitet for ulike punkt i nettet, i dette notatet er det derfor forsøkt å vurdere tilstanden i høve til eit sett av viktige moment i så måte. Det er m.a. fokusert på ny driftspolicy, samanlikning av tilstanden i området med andre deler av landet samt sett på i kva grad dei ulike tiltaka vil kunne løyse eventuelle problem/manglar i eksisterande nett.

### **1. Dagens situasjon vurdert opp mot driftspolicy**

Eit første steg er å vurdere om dagens driftssituasjon i området er innanfor driftspolicyen til Statnett. Den nye vedtatte driftspolicy er:

- Personikkerheten skal ikkje svekkast.
- Det norske kraftsystemet skal driftast slik at enkeltutfall av linjer, kabler, transformatorer eller generatorer ikkje medfører høgere straumbelastningar i nettet enn det anleggsdelane skal tåle.
- Med intakt nett skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 time varigheit.
- Ved planlagte driftsstanser skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk av inntil 2 timar varigheit.
- Eit tilknytningspunkt i sentralnettet skal ha maksimalt 2 avbrot pr år



- Etter eit avbrot skal nettet drivast slik at det er liten risiko for eit nytt avbrudd i same punkt inntil avklaringar har funne stad og naudsynte korrektive tiltak er utført.

I kva grad dei ulike kulepunkta i policyen er oppfylt eller ikkje er kort drøfta under:

**A. Personikkerheten skal ikkje svekkast.**

Dette kravet er vurdert å vere oppfylt.

**B. Det norske kraftsystemet skal driftast slik at enkeltutfall av linjer, kabler, transformatorer eller generatorer ikkje medfører høgare straumbelastningar i nettet enn det anleggsdelane skal tåle.**

Dette kravet er vurdert til å vere oppfylt gitt bruk av etablerte systemvern mot Finnfjordbotn og Melkøya. Kortvarig er det ikkje oppfylt, men innanfor grense etter 20 min.

**C. Med intakt nett skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varigheit.**

Dette kravet klarer vi ikkje å oppfylle. Eksempel på dette kan vere følgjande enkeltutfall:

- Utfall av den sterkaste ledningen mellom Skaidi-Hammerfest kan gi større konsekvenser avhengig av om Melkøya kan gå over i separatudrift eller ikkje
- Varig feil på den nyaste ledningen mellom Guolas og Alta i perioder med (n-0)-drift
- Feil i Ofotensnittet i perioder med (n-0)-drift, snittverdien for 2009 og 2010 gir denne driftssituasjonen i ca 9 % av året

Feil i Ofoten vil kunne gi utfall av heile regionen, dette angår ikkje spesifikt Balsfjord-Hammerfest men illustrerer at området er sårbart. Det er og viktig å påpeike at sjølv om sentralnettet er intakt er området svært sårbart for utfall av lokal produksjon.

**D. Ved planlagte driftsstansar skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk av inntil 2 timar varigheit.**

Dette kravet klarer vi å oppfylle. Dette er gitt at revisjoner blir utført på sommaren når lasta er lavast og produksjonen høgast. Det vil imidlertid ofte kreve (n-0) -drift i overskotssituasjonar slik at utfall medfører separatområde.

**E. Eit tilknytningspunkt i sentralnettet skal ha maksimalt 2 avbrot pr år**

Dette kravet har ikkje vore oppfylt over tid. Spesielt for Aust-Finnmark har dette vore problematisk, men auka bruk av ringdrift mot Finland har dempa antalet avbrot. Avhengigheit av ringdrift, spesialregulering og begrensingar på revisjoner er viktige element i dette, men medfører at det er få tiltak att til å handtere feilsituasjonar.

**F. Etter eit avbrot skal nettet drivast slik at det er liten risiko for eit nytt avbrudd i same punkt inntil avklaringar har funne stad og naudsynte korrektive tiltak er utført.**

Dette kravet klarer vi ikkje å oppfylle. Stort sett er alle verkemiddel som nemnt over brukt opp allerede før utfall, for å begrense konsekvensen ved eit eventuelt utfall.

**2. Ulike tiltak sin innverknad på evnen til å utnytte regionalnettet**

Det har ved fleire høve vore nært spenningskollaps i Skaidi/Hammerfest-området på grunn av auka overføring mot Hammerfest etter utfall av ein eller fleire generatorar på Melkøya. Dette har skjedd ved overføringar som ligg langt under termisk grense på ledningane, og det viktige spørsmålet i høve til om dagens nett er godt nok blir å finne kva som er årsaka til dette. Sentralnettet bør ikkje begrense utnyttinga av regionalnettet, noko som ser ut til å vere tilfelle i dette området.

Spenningsproblem i forsyning typisk lastpunkt kan normalt motverkast på to måter:

- Passiv reaktiv kompensering
- Sterkare nett som forsyner lasta

Passiv kompensering kan normalt auke overføringa ein del, men dersom nettet er svakt vil det fort bli problemer m.a. med for store spenningsprang ved inn-/ utkobling av kompensering(kondensatorbatteri)

Å få eit sterkare forsyningspunkt er det som slår mest ut og er robust på lang sikt, siden det behandlar det underliggende problemet i staden for symptoma. Styrken i eit punkt er normalt uttrykt i kortslutningsytelse (i MVA)

Tre viktige saker å vurdere i så måte er:

- Korleis er kortslutningsytelsen i Skaidi samanlikna med andre sentralnettspunkt?
- Korleis vil ulike tiltak endre kortslutningsytelsen i Skaidi?
- Ville vi unngått spenningsproblema i 2009 med eit sterkare nett fram til Skaidi?

Det første punktet er ein indikator på om Skaidi-området er betydeleg svakare enn anna sentralnett på same spenningsnivå i Norge. For å illustrere dette er det beregna kortslutningsytelser for eit utval andre 132 kV-punkt i landet. Som vi ser av Tabell 1 er maksimalytelsen i Skaidi betydeleg lavare enn i andre punkt på same spenningsnivå som det er naturleg å samanlikne med. Ytelsen på 1000 MVA er og inkludert bidrag frå generatorer på Melkøya, og ytelsen "bak" Skaidi som er drivande for overføringsevna er difor endå lavare enn dette.

Stasjon	Kortslutningsytelse
Sylling 132 kV (Buskerud)	4100 MVA
Fardal 132 kV (Sogn og Fjordane)	2600 MVA
Viklandet 132 kV (Møre og Romsdal)	4100 MVA
Mosjøen 132 kV (Nordland)	2300 MVA
Valljord 132 kV (Nordland)	2200 MVA
Kvandal 132 kV (Sørnettet/Nordland)	2300 MVA
Skaidi 132 kV (Finnmark)	1000 MVA

**Tabell 1: Samanlikning av kortslutningsytelser i nettet**

Det andre punktet som er viktig å få avklart er kva slags innverknad ulike nettforsterkningstiltak vil ha for styrken Skaidi har som forsyningspunkt. Dette er illustrert gjennom beregning av ny kortslutningsytelse bak Skaidi (dvs eksklusiv bidrag frå Melkøya) for dei ulike tiltaka. Dette er vist i Tabell 2. (Temperaturoppgradering av eksisterande 132kV-ledningar er ikkje tatt med blant tiltaka då det ikkje vil endre impedansforhold på ledningane og dermed heller ikkje kortslutningsytelsen)

Tiltak	Ny maks kortslutningsytelse "bak" Skaidi	%-vis endring ift dagens nett
Dagens nett	770 MVA	-
Oppgradering av svakaste ledning mellom Guolas-Alta til same tverrsnitt som den sterkaste ledningen (ledning 2)	785 MVA	+2 %
Oppgradering av svakaste ledning mellom Guolas-Alta til same data som ledning 2 samt ledning 2 mellom Balsfjord og Guolas	945 MVA	+23 %
Ny 132 kV heilt frå Balsfjord til Skaidi	990 MVA	+29 %
Ny 420 kV Ofoten-Balsfjord-Hammerfest ihht konsesjonssøknad, men med Skaidi-Hammerfest utkobla	1770 MVA	+120 %

**Tabell 2: Kortslutningsytelse bak Skaidi ved ulike forsterkningstiltak**

Som vi ser av Tabell 2 vil netttiltak på 132 kV gi relativt lite endring av styrken i Skaidi, mens 420 kV vil meir enn doble kortslutningsytelsen. Dette indikerer at for å få Skaidi 132 kV opp på eit nivå som er nærare det som er vanleg andre stader i nettet er det kun ei 420kV løysing som er aktuell.

Det siste punktet spørsmålet er då om eit 420 kV nett fram til Skaidi ville forhindra dei hendingane vi opplevde sist vinter. For å vurdere dette er det gjort ein enkel samanliknande analyse av dagens nett vs 420 kV til Skaidi gitt lastsituasjonen vi hadde ved "spenningskollapsen" 29.januar 2010. Det er og sett på kor mykje meir vi kan overføre på ledningane ut til Hammerfest ved sterkare nett til Skaidi uten å få spenningsproblem.

Det vi ser av tilleggsanalysen er at med 420 kV Balsfjord-Skaidi i drift ville ein ikkje fått spenningsproblem ved hendinga 29.01. Sjølv med 3 generatorer på Melkøya ute er margin til spenningskollaps i denne situasjonen på ~85 MW.

Analysene med 420 kV Balsfjord –Skaidi i drift viser og at 132 kV linjer mot Hammerfest kan lastast opp til termisk kapasitet (over 310 MW overføring) uten spenningsproblemer. Det vil seie at regionalnettet mellom Skaidi og Hammerfest no kan utnyttast fullt ut ved intakt nett, i motsetnad til det som er tilfelle ved dagens nett med øvre grense på ca 165 MW overføring. Andre begrensingar i regionalnettet kan slå inn ved så høg overføring, men det er ikkje lenger sentralnettet som begrensar i normaldrift.

Analysane viser og at med dagens lastnivå i Hammerfest vil det vere tilstreккеleg å ha 420 kV fram til Skaidi for å oppnå tilstreккеleg styrke og overføringsevne. På det tidspunkt at ein 420 kV ledning til Skaidi kan vere på plass, vil imidlertid lasta ha auka ytterlegare med etablering av Goliat-anlegget og muligens Nussir gruver. Den totale maksimallast som skal forsynast over dei to 132 kV ledningane til Hammerfest vil då vere over termisk (n-1) –grense uten bruk av BFK. Ved å oppgradere/bygge om den svakaste ledningen (FeAl 120) til same tverrsnitt som ledning 2 (FeAl 240) vil (n-1) vere oppfylt. Det er ikkje rekna på detaljerte grenser for ytterlegare lastauke før ei 420 kV løysing blir påkrevd, men med behov for trykkstøtte til Snøhvit tog I og etablering av tog II vil dette truleg vere påkrevd.

### **Oppsummering og konklusjon**

Fleire hendingar i nettet i Finnmark i 2010 har klart indikert at sentralnettet i området ikkje er tilstreккеleg dimensjonert verken for å oppfylle driftspolicyen til Statnett eller for å sikre at regionalnettet kan utnyttast tilstreккеleg. Vi ser spesielt at det er store problemer knytta til spenning og overføringsevne i Skaidi/Hammerfestområdet, i tillegg til lange periodar der (n-1)-kriteriet ikkje kan oppfyllast i viktige snitt lenger sør.

Beregningane viser at sentralnettet fram til Skaidi begrenser utnyttinga av regionalnettet på ein slik måte at forsyning av eksisterande forbruk ikkje er i tråd med driftspolicy. Dagens nett kan ut frå det ikkje vere eit realistisk nullalternativ for å forsyne forbruk i regionen. Det er kun ei 420 kV løysing som styrker sentralnettet tilstreккеleg til at det ikkje lenger begrenser utnyttinga av regionalnettet slik det er i dag, og samtidig handterer framtidig lastauke i området.

Korvidt det er naudsynt med 420 kV heilt til Hammerfest vil derimot avhenge av lastutviklinga i området. Eksisterande 132 kV ledningar mellom Skaidi og Hammerfest kan handtere dagens situasjon gitt at vi får på plass sterkt nok nett bak Skaidi, men den planlagte lastauken innan ei 420 kV løysing til Skaidi er etablert vil gi behov for tiltak lokalt i form av større termisk kapasitet eller bruk av BFK .





# Notat

Sak:

**Vurdering rundt kabling av delstrekninger i 132 kV-nettet mellom Balsfjord og Hammerfest**

Dokumentet sendes til:  
Randi Solberg, B

Saksbehandler / Adm. enhet:  
Sigbjørn Sørbotten / Nasjonal  
nettanalyse

Sign. ....

Ansvarlig / Adm. enhet:  
Magnus Gustafsson/Nasjonal  
nettanalyse

Sign. ....

Til orientering:  
Bjørn Hugo Jenssen, UN  
Leif Mannsverk, UN  
Stig Løvlund, DNN

Dokument ID: 1501119  
Dato: 10.02.2011

---

I forbindelse med konsesjonsbehandling av 420 kV ledning Balsfjord – Hammerfest, er det tatt opp spørsmål om kabling av eksisterende 132 kV ledninger på enkelte delstrekninger som et avbøtende tiltak. Dette notatet beskriver tekniske problemstillinger knyttet til dette for de aktuelle strekningene

## Beskrivelse av 132 kV nettet og konsekvenser av økt kabling

Det galvanisk sammenkoblede 132 kV nettet ("Nordnettet") strekker seg fra Kvandal i sør via Alta/Skaidi til Pasvik i øst. Nettet driftes som spolejordet, dvs at det er installert slukkespoler i nullpunktet på et antall transformatorer. Dette er gjort for å sikre at jordfeil i nettet skal slukke av seg selv. Dette skjer ved at den opprinnelig kapasitive feilstrømmen som oppstår ved en jordfeil i nettet blir motvirket av den induktive strømmen fra slukkespolene. På denne måten reduseres feilstrømmen til et nivå som ikke klarer å drive lysbuen ved en feil, og jordfeilen "slukker" da av seg selv.

Imidlertid er det en ohmsk komponent i feilstrømmen som øker med nettets elektriske utstrekning og som ikke kan kompenseres bort. Når et spolejordet nett når en gitt utstrekning vil det derfor være usikkert både om forskriftskravene om sikker slukking ved forbigående jordfeil og krav til maksimal spenning mellom utsatt anleggsdel og jord kan oppfylles.

Tradisjonelt har det vært vurdert at et galvanisk sammenkoblede spolekompensert nett ikke skal overskride 2000 A ladestrøm for å oppfylle kravene. Det avhenger imidlertid både av kompenseringsgraden (induktiv reststrøm) og av størrelsen på den ohmske komponenten i feilstrømmen.

## Forutsetninger for vurderingene

Vurderingene videre er basert på følgende tekniske data:

Dagens ladeytelse for Nordnettet:	1500	A
Ladeytelse nye kabler:	21	A/km (basert på 1200mm <sup>2</sup> )
Ladeytelse luftledning:	0,5	A/km
Feilfrekvens 132kV ledninger:	0,9	feil/100km*år <sup>1</sup>
- Andel forbigående feil	83	%
- Andel vellykkede GIK:	70	% av forbigående feil <sup>2</sup>

Ut fra dette anslås antall feil som vil ha vellykket GIK å ligge på  $0,9 \cdot 0,83 \cdot 0,7 = 0,5$  feil pr 100km pr år. Dersom GIK må slås av blir dermed dette økningen i antall feil som krever tiltak av operatør i stedet for å bli håndtert automatisk. Dette har ikke nødvendigvis konsekvenser for nettet, men kompliserer uansett driften.

## Kablingsalternativer

Det er i prosjektet sett på 3 delstrekninger hvor kabling av 132 kV er aktuelt, disse er spesifikt belyst under. I tillegg er det vurdert hvordan de samlet vil virke inn på driften av Nordnettet.

### 1.1 KABLING KÅFJORDDALEN

Dette omfatter kabling av begge 132 kV ledninger ut fra Guolas mot Nordreisa, anslagsvis lengde er 1,7 km pr kabel.

Kabling i Kåfjorddalen forventes ut fra dette å gi en netto økning i ladestrøm i nettet på ca 70 Ampere. Dette er i seg selv håndterbart uten å komme i konflikt med maksimalgrenser for ladestrøm i Nordnettet.

Bruk av innskutt kabel vil også medføre at automatisk gjeninnkobling vil måtte slås av, da dette ikke benyttes på kraftledninger hvor man risikerer innkobling mot varig kabelfeil. Ledningene mellom Guolas og Nordreisa er ca 30 km, det økte antall feil som krever operatørtiltak blir da ca 0,3 feil pr år.

### 1.2 KABLING REISADALEN

Dette omfatter kabling av begge 132 kV ledninger inn mot Nordreisa fra Guolas. Det er sett på kabling i ca 10 km lengde inn til Nordreisa stasjon.

Kabellengden forventes å gi en netto økning i ladestrøm i nettet på 205 Ampere pr kabel, totalt 410 A. Lokal spoleinstallasjon er åpenbart påkrevd for å kompensere ut dette lokalt, men selv med dette vil denne kablingen øke den totale ladestrømmen i Nordnettet til et kritisk nivå. Selv med en spole i Nordreisa som kompenserer ladestrømmen fullt ut vil det være behov for analyser på lokale strømfordelinger ved jordfeil.

I forhold til gjeninnkobling er kabling i Reisadalen på samme ledningsforbindelser som kabling i Kåfjorddalen, og kablingen gir derfor ikke økte driftsmessige konsekvenser. Kablingen utgjør 1/3 av strekningen på ledningen, og kan heller forventes å redusere det totale antall feil noe.

Kabling i dette omfang kan medføre høy spenningsstigning ved tomtgående ledning, dette er ikke gått inn på nærmere i denne omgang siden ladestrømmen i seg selv er et så kritisk moment at kabling ikke kan anbefales.

<sup>1</sup> "Årsstatistikk 2009, Driftsforstyrrelser og feil i 33-420kV nettet", Statnett SF

<sup>2</sup> Basert på tall for 300- og 420 kV ledninger

### 1.3 KABLING SKAIDI

Dette omfatter kabling av ledning 1 og 2 mellom Skaidi-Hammerfest, ca 1,3 km ut fra Skaidi. Det er tenkt å først gå i luftstrekk ut fra Skaidi for å gå over til en innskutt kabel før man går over til luftstrekk.

Kabellengden forventes å gi en økt lade strøm i nettet på ca 50 Ampere. Bruk av innskutt kabel vil som for de andre strekningene også medføre at automatisk gjeninnkobling vil måtte slås av. Basert på de samme vurderingene som angitt for Kåfjorddalen blir det økte antall feil som krever tiltak ca 0,5 feil pr år.

### 1.4 OPPSUMMERING KABLING

Totalt sett vil kabling på de 3 delstrekningene medføre en økt lade strøm i Nordnettet på rundt 530 Ampere. Dette medfører (når vi hensyntar reduksjonen på 50 A i lade strøm som følge av planlagt sanering av Kvandal-Straumsmo 1 og 2) at lade strømmen i Nordnettet vil ligge på ca 2000 Ampere totalt. Dette er trolig ikke akseptabelt for å ha sikker slukking av jordfeil i Nordnettet. Nærmere beregning av ohmsk komponent ved jordfeil må utføres for å vite dette med sikkerhet, men å ligge så nær grensen er for å ikke oppfylle forskriftskrav er uansett ikke ønskelig.

Mulige tiltak dersom kabling er absolutt påkrevd er følgende:

- Oppdeling av Nordnettet i mindre, galvanisk adskilte 132 kV – nett
- Overgang til annen systemjording som direkte- eller reaktansjordnet nett.

Oppdeling i adskilte nett kan skje enten gjennom rene driftsdelinger i 132 kV-nettet eller ved bruk av egne skilletransformatorer. Driftsdelinger vil kraftig redusere mulighet for reserveforsyning gjennom 132 kV-nettet til last i Skaidi/Hammerfest-området. Egne skilletransformatorer vil trolig også virke negativt inn på overføringsevnen i 132kV-nettet. Før en robust, tosidig forsyning til området er etablert vil det derfor være svært uønsket driftsmessig med så omfattende kabling at det krever galvanisk adskilte nett.


Overgang til annen systemjording er en svært omfattende jobb som både krever komponentutskiftinger og gjennomgang av hele nettet ift induerte strømmer på nærførte teleanlegg. Det skal være omfattende fordeler ved kabling for å initiere dette.

Oppsummert vurderes det derfor at kabling av 132 kV i dette omfanget ikke er driftsmessig akseptabelt. Dette gjelder spesielt kabling i Reisadalen, som alene øker lade strømmen i Nordnettet til et kritisk høyt nivå. Kabling i Kåfjorddalen og ved Skaidi forventes å være håndterbart gitt økt spoleinstallasjon i nettet. Dette er foreløpig ikke vurdert nærmere her.

Bruk av innskutte kabler vil øke antall feil som krever tiltak fra driftsoperatør da automatisk gjeninnkobling etter feil må slås av ihht gjeldende krav for håndtering av feil på innskutte kabler. Dette kompliserer driften og er ikke ønskelig, men er normalt håndterbart i det omfanget som er skissert her.





	<h1>Rapport</h1>				
	<h2>Systembegrunnelse</h2> <h3>420 kV Balsfjord-Hammerfest</h3>				
Gradering <b>Offentlig</b>	Prosjekt <b>10150</b>		Arkivkode		
Ansvarlig enhet <b>SN</b>	Dokument nummer <b>1525541</b>		Antall sider + vedlegg <b>23+2</b>		
Oppdragsgiver <b>BU</b>	Oppdragsgivers kontaktperson <b>RS</b>				
Sammendrag, resultat:					
<p>Studien "Forsyningsikkerhet Nord-Norge Fase 1" fastslo i 2007 at en ny 420 kV forbindelse fra Balsfjord til Hammerfest er nødvendig for å styrke forsyningsikkerheten i området, forsyne forbruksvekst og muliggjøre ønsker om økt fornybarproduksjon. I ettertid er det kommet frem flere forhold som styrker denne konklusjonen. Dette notatet er en oppdatert samfunnsøkonomisk analyse av 420 kV Balsfjord-Hammerfest.</p> <p>Sentralnettet har vist seg å være svakere enn det som har kommet frem i tidligere analyser. En har for eksempel ved utfall av generatorer på Statoil Snøhvit ved flere anledninger vært nær spenningskollaps. Driftserfaringer og innledende analyser viser at sentralnett allerede ved 180 MW forbruk i Hammerfestområdet og normal drift vil være nær spenningskollaps. Samfunnets krav til forsyningsikkerhet har økt de senere årene. Da utfall av kritiske linjer kan medføre større konsekvenser enn det Statnett tillater i nye plan- og driftskriterier, gir dette behov for å gjennomføre tiltak. I tillegg til dette forventes forbruksveksten nå større enn det en har sett for seg tidligere. Alle disse faktorene styrker behovet for å gjennomføre tiltak.</p> <p>Systemanalyser viser at en ny 420 kV forbindelse er det eneste tiltaket som kan øke kortslutningsytelsen i vesentlig grad. Dette vil medføre at nettet vil bli robust for endringer i produksjon og forbruk. Dette vil igjen sikre at eksisterende 132 kV nett i området kan utnyttes tilsvarende termisk kapasitet. Sentralnettet vil derfor levere tilstrekkelig forsyningsikkerhet og ha kapasitet til å forsyne forbruksvekst og fase inn ny produksjon når linjen idriftsettes i 2017. Kortsiktige tiltak kan være ekstra turbin på Hammerfest LNG og SVC i Hyggevatn.</p> <p>Alternativanalysen viser at tiltaket er fornuftig fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Dette skyldes først og fremst at avbruddskostnadene kan bli meget store dersom det ikke gjennomføres tiltak. Nedsiden er begrenset til investeringskostnadene, mens avbruddskostnadene over tid kan bli meget store. Flere alternative tiltak er studert. Nye forbindelser på lavere spenningsnivåer vil enten ikke styrke nettet i tilstrekkelig grad eller ikke være vesentlig kostnadsbesparende. Reservekraftverk på Melkøya vil medføre høye investeringskostnader, miljøutslipp og lang oppstartstid. Gasskraftverk vil bedre effekt- og energibalansen på vinteren, men forverre den på sommeren. I tillegg vil det være problematisk å knytte et gasskraftverk til nettet slik det er i dag pga. spenningsproblematikk,</p>					
Distribusjon					
Rev 1	Dato 15.04.2011	Revisjons beskrivelse Systembegrunnelse	Utarbeidet OØ	Kontrollert BHI	Godkjent GW

## 1. Mandat

Prosjektet skal ved å planlegge en ny 420 kV forbindelse fra Balsfjord til Hammerfest sikre forsynings sikkerheten i Finnmark, bedre tilknytningsmulighetene for ny kraftproduksjon og sørge for at forbruksvekst i regionen kan forsynes.

### 1.2. Anerkjennelse av behov for tiltak

En konklusjon i rapporten "Forsynings sikkerhet Nord-Norge Fase 1" [1] fra 2007 var at eksisterende sentralnett i Finnmark ikke har kapasitet til å forsyne vesentlig forbruksvekst i Hammerfestområdet. Det analyserte scenarioet i rapporten var en forbruksvekst på 300 MW i forbindelse med Snøhvit trinn 2. Rapporten konkluderer med at et nødvendig nettfosterkingstiltak vil være en ny 420 kV ledning.

I ettertid er det kommet frem flere forhold som styrker behovet for nettfosterking i området:

1. Sentralnettet har vist seg å være svakere enn det som kom frem i analysene. En har for eksempel etter utfall av en eller flere generatorer på Hammerfest LNG, ved flere anledninger vært nær spenningskollaps. Dette har skjedd på overføringsnivåer langt under termisk grense på ledningene og årsaken skyldes spenningsproblemer i sentralnettet. Driftserfaringer og innledende analyser viser at allerede ved 180 MW mot Hammerfest og normal drift vil man være nært spenningskollaps.
2. Forbruksveksten forventes nå større og ikke avhengig av Snøhvit tog 2. For eksempel må deler av Goliat-feltet forsynes fra sentralnettet mens elektrisitetsbehovet på Statoil Snøhvit har vært større enn ventet. I tillegg er det planer om forbruk knyttet til gruvevirksomhet i området.
3. Samfunnets og Statnetts krav til forsynings sikkerhet har økt de senere årene. Dette har blant annet ført til at Statnett har innført strengere planleggingskriterier.

I tillegg er den politiske målsetningen om ny fornybarproduksjon ikke svekket de senere årene og ny fornybarproduksjon er noe som vil kreve mer av sentralnettet i området. Videre har risikorapporteringen fra Nettdrift pekt på nordområdet som et av områdene i landet med dårligst forsynings sikkerhet. Sentralnettskunder i Finnmark opplever vesentlig høyere frekvens av utfall enn landsgjennomsnittet.

### 1.3. Avgrensning av mulige tiltak/scope

I denne analysen vurderes nytten av 420 kV Balsfjord-Hammerfest, da dette prosjektet skal fremmes for BP2-beslutning. Andre tiltak omtales på mer overordnet nivå.

#### 1.3.1. Om mulige tiltak

		Virkemiddel for Statnett			
		Påvirkning av myndighetsbeslutninger	Påvirkning av andre aktørers tilpasning og forventninger	Nettinvesteringer	Andre tiltak
Konsekvens for kraftsystemet	Redusert etterspørsel etter overføringskapasitet				
	Mer effektiv utnyttelse av eksisterende nett		BFK		
	Mindre økninger av kapasiteten		Reaktiv kompensering		
	Større økninger i kapasiteten			Ny 420 kV Balsfjord-Hammerfest	

**Tabell 1: Tiltaksmatrisen**

### 1.3. Rammer

Med eksterne og interne rammebetingelser menes betingelser som skal være oppfylt i alle investeringsalternativer. Aktuelle rammer i prosjektet er følgende:

1. Lover og forskrifter nasjonalt
  - a. Beredskapsforskriften
  - b. Energiloven
  - c. Energilovforskriften
  - d. Kulturminneloven
  - e. Oteigningsloven
  - f. Forurensningsloven
  - g. Veiloven
2. Internasjonale føringer og forpliktelser
  - a. Nordisk systemdriftsavtale
3. Policyer vedtatt av styrende organer i Statnett
  - Krav til forsyningsikkerhet i nettplanleggingen (2010-37-395) ("SKAL-, BØR- og anleggskrav")
  - Statnetts miljøpolicy (Dok. Id: 1280104)
  - Statnetts miljøstrategi (Dok. Id: 1253770)



## 1.4. Overordnet målstruktur

- Samfunns mål: Prosjektet skal sikre forsyningssikkerheten i Finnmark, bedre tilknytningsmulighetene for ny kraftproduksjon og sørge for at forbruksvekst i regionen kan forsynes.

God forsyningssikkerhet vurderes som viktigste samfunns mål.

- Effektmål: N-1 kriteriet oppfylles med god margin på Guolas- og Finnmarkssnittet.

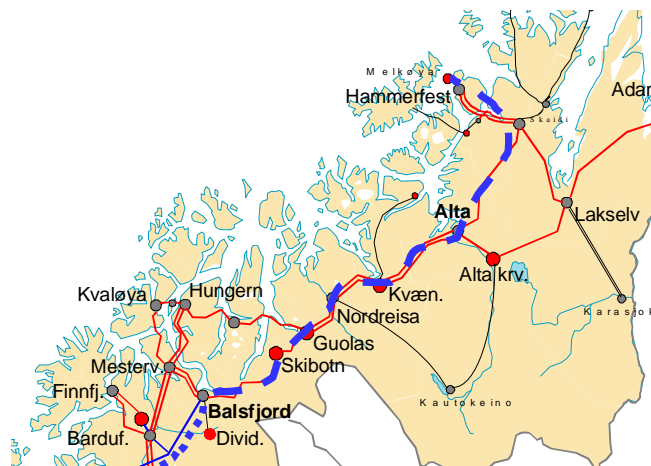
Effektmålet vil a) sikre at forsyningssikkerheten er tilstrekkelig b) muliggjøre innfasing av nytt forbruk uten avvik fra N-1 kriteriet c) muliggjøre innfasing av ny produksjon uten avvik fra N-1 kriteriet.

## 2. Behovsanalyse

Overføringsbehovet inn og ut av Nord-Norge nord for Balsfjord påvirkes av forbruks- og produksjonsforhold i Nordre Nordland, Troms og Finnmark og av eventuell handel med Sverige, Finland og Russland. Nettet nord for Balsfjord ble i hovedsak bygget i perioden 1960-80. Noen forbindelser har senere blitt dubleret. Det har 132 kV som høyeste systemspenning og har begrenset overføringskapasitet. Med effektunderskudd nord for Guolas vinterstid er det behov for betydelig overføringskapasitet inn til området. Overskudd sommerstid gir behov for kapasitet ut av området. Nettet i området er i hovedsak radielt, og ikke masket som i store deler av Norge forøvrig. Kortslutningsytelsen er lav. Disse forholdene gjør nettet lite fleksibelt med tanke på endringer i forbruk og produksjon. Alminnelig forbruksvekst er ventet å øke ca. 0,9 prosent og det er omfattende planer om industriell forbruksvekst. Forsyningssikkerheten i området i dag dårligere enn hva en ser andre steder i landet. Dette kapitlet tar for seg forholdene som danner behov for et sterkere sentralnett i området i dag og i fremtiden.

### Produksjon

Ut av Finnmark er det begrenset kapasitet i lettlastperioder, og da spesielt i Guolassnittet. Dette skyldes at kraftproduksjonen i området i stor grad er uregulerbar elvekraft, som produserer mye i sommersesongen. Ved effektoverskudd i området driftes nettet ofte med fare for overlast som vil medføre utkobling av gjenværende ledning og dermed gi separatområde i nord. Dette betyr at N-1 kriteriet fravikes og utfall av en anleggskomponent kan derfor medføre utkobling av forbruk.



Figur 1: Sentralnettet i dag og med ny 420 kV Balsfjord-Hammerfest (stiplet)

Kraftmarkedet kjennetegnes ved at produksjon og forbruk til enhver tid må være i balanse. Regulerbar vannkraft er gunstig i systemet fordi det er billig å regulere produksjonen – spare eller bruke mer vann - slik at balanse oppnås. Uregulerbar kraftproduksjon som vind og elvekraft er ikke fleksibel. Skal en regulere produksjonen vil det medføre at vannet renner forbi, eller vinden blåser forbi, driftsklare turbiner.

Per januar 2011 er det konsesjonssøkt 930 MW vindkraft i Vest-Finnmark [11]. På grunn av problemene i lettlastperiodene, den lave kortslutningsytelsen og vindkraftens uforutsigbare og volatile produksjon, har Statnett med eksisterende nett begrenset omfanget av utbygginger i Troms og Vest-Finnmark til 600 MW. Av dette kan maksimalt 200 MW vindkraft komme nord for Balsfjord.

### **Forbruk**

I tunglastperioder er sentralnettet begrenset av spenningsproblemer. Dette skyldes at forbruket er høyt sammenliknet med den reelle kapasiteten i sentralnettet. En har ved flere anledninger vært nær spenningskollaps i Skaidi/Hammerfestområdet på grunn av økt lastuttak. Dette har skjedd ved overføringer som ligger langt under termisk grense på ledningene og sentralnettet ser derfor ut til å begrense utnyttingen av regionalnettet i området [2].

”Finnmark-snittet” omfatter 132 kV nettet mellom Alta og Varangerbotn, og har de siste årene opplevd svekket forsyningssikkerhet. I normaldrift med intakt nett og under 150 MW import på linjene mot Alta trafo og over Varangerbotn trafo driftes nettet med N-1. Er importen høyere enn 150 MW driftes nettet med N-1/2 / N-0 [10]. Når importen overstiger 150 MW deles normalt ringdriften med Finland. Vadsø og Varangerbotn forsynes da fra Finland, ca 40-70 MW.

I dag er kortslutningsytelsen ”bak” Skaidi transformatorstasjon ved intakt nett kun 770 MVA. Andre sentralnettpunkter som Sylling 132 kV (Buskerud), Fardal 132 kV (Sogn og Fjordene) og Kvandal 132 kV (Nordland), har henholdsvis 4100 MVA, 2600 MVA, 2300 MVA. Den lave kortslutningsytelsen medfører at nettet i området påvirkes sterkere av endringer i produksjon og forbruk. Nettet er sårbart for spenningskollaps, slik en erfarte etter utfall av flere gassturbiner på Melkøya 29.1.2010. Utfallet økte lastuttaket på Hammerfest LNG, og en var meget nær spenningkollaps i nettet [3]. Hendelsen medførte at Statnett gjennomførte analyser som avdekket at sentralnettet i området er svakere enn det tidligere analyser hadde dokumentert [9].

Sentralnettslinjene nord for Balsfjord kan i dag kun utnytte deler av sin termiske kapasitet. For eksempel er N-1 grensen i nordlig effektretning kun 165 MW (ved ringdrift mot Finland og intakt nett), mens den termiske kapasiteten i de aktuelle 132 kV linjene er rundt 400 MW. I tillegg er nettet svært sårbart for utfall av lokal produksjon. Problemene forsterkes når nettet ikke er intakt. Ved utfall av a) [redacted], eller b) [redacted], kan forbruksutkoblinger utover 200 MW forekomme [2]. Dette gjelder dersom a) Hammerfest LNG ikke kan gå over i separatudrift<sup>1</sup> eller b) at flyten i nettet overstiger N-1 grensene. Dette vil være tilfelle dersom importen på linjene mot Alta trafo og over Varangerbotn trafo er høyere enn 150 MW [10]. På grunn av vedlikeholdsbehovet på gassturbinene, kan Hammerfest normalt kun gå i separatudrift hver femte uke. I praksis opplever en derfor N-0 drift store deler av året.

---

<sup>1</sup> At Hammerfest LNG ikke kan gå over på separatudrift betyr at det ikke er tilstrekkelig elektrisitetsforsyning fra eget anlegg. Dette er tilfelle når de har en eller flere gassturbiner ute til revisjon. Vedlikeholdsbehovet på anlegget har vært større enn ventet og en har i gjennomsnitt kun full forsyning hver femte uke [9].

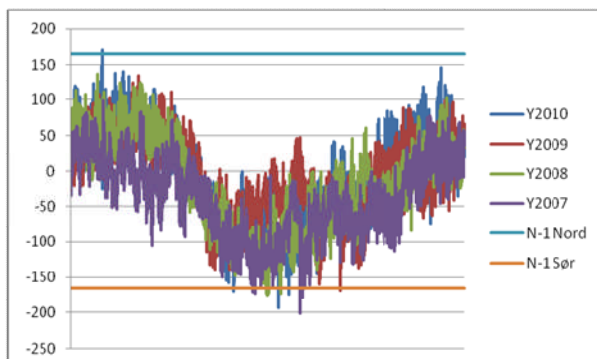
Hammerfestområdet har blitt et forbrukssentrum i Finnmark, hovedsakelig på grunn elektrifisering av olje- og gassvirksomhet. I tillegg er det planer om gruvedrift i Folldal, bedre kjent som Nussir. Industrivirksomhet har normalt mulighet til å redusere forbruket over korte tidsperioder uten at dette medfører store konsekvenser for produksjonen. Med det omfanget av industrivirksomhet som er kommet og som er planlagt i området går en imidlertid mot et stort energiunderskudd. For å skape balanse mellom produksjon og forbruk i eksisterende nett, kan det derfor behov for å regulere ned forbruket store deler av året. For de berørte virksomhetene vil dette ikke være en holdbar situasjon. Sentralnettet kan derfor hemme næringsutviklingen i området. Tabell 2 er en oversikt over planlagt og mulig forbruksvekst i Finnmark [4].

Project	Possible increase in consumption	Possible time for project start	Comments
Snøhvit train 1	50 MW	2015-2017	Electrification of one generator
	25 MW	2016	Onshore compression
	225 MW	2017-2020	Electrification of the other generators
	25 MW	2024	Offshore compression
Snøhvit train 2	170 MW	2018-2020	New process line/part electrification of old process line
Snøhvit train 3	250 MW	About 2025?	Fully electrified LNG installation
Goliat train 1	25 MW - 60 MW	2013-2014	Offshore
	40 MW - 75 MW	About 2017	Full electrification of offshore process
Goliat train 2	50 MW	About 2025?	Offshore
Nussir	25 MW	2013-2014	
Sydvaranger Gruve AS	25 MW	2012	
Petroleum industry in eastern Finnmark	300 MW - 600 MW?	2025-2030?	Depends on commercial reserves that are yet not found

**Tabell 2: Oversikt over planlagt og mulig forbruksvekst i Finnmark**

Tabellen viser at forbruksveksten må forventes å være større enn det som "Forsyningssikkerhet Nord-Norge Fase 1" la til grunn. Allerede innen 2017 må en forvente en forbruksvekst på minimum 100 MW. Det vil være liten forskjell på tung- og lettlast, da størstedel av lasten er industrilast som har relativt stabilt energibehov.

Figur 2 viser at nettet driftes nær N-1 grensene (ved intakt nett og ringdrift mot Finland) i dag. Utfall av aggregater på Melkøya vil øke overføringer over snittet. Det samme vil deling av ringdriften mot Finland pga. høyt forbruk.



**Figur 2: Flyt over Finnmarkssnittet i perioden 2007-10. N-1 grensene gjelder ved intakt nett og ringdrift mot Finland**

Planlagt forbruksvekst de neste 2-7 årene vil derfor medføre at sentralnettet i området må driftes utenfor N-1 kriteriet store deler av året. Dette vil medføre relativt lange og hyppige utkoblinger av forbruk.

### ***Krav til forsyningssikkerhet***

Begrepet forsyningssikkerhet beskriver kraftsystemets / kraftmarkedets evne til å sørge for pålitelig leveranse av strøm til enhver tid til alle forbrukere. I desember 2010 vedtok Statnett ny plan- og driftspolicy hvor krav til forsyningssikkerheten blir innskjerpet. En gjennomgang av policyen viser at flere av kravene *ikke* er oppfylt med dagens forbruk. Dette gjelder både det overordnede prinsipp om at N-1 kriteriet skal oppfylles, men også følgende krav<sup>2</sup>:

1. Med intakt nett skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.
2. Et tilknytningspunkt i sentralnettet skal ha maksimalt 2 avbrudd pr år
3. Etter et avbrudd skal nettet drives slik at det er liten risiko for et nytt avbrudd i samme punkt inntil avklaringer har funnet sted og nødvendige korrektive tiltak er utført.

Disse kravene tilfredsstilles ikke med eksisterende nett, forbruk og produksjon [2]. En klarer ikke overholde N-1 og nettet driftes derfor med systemvern som permanent løsning. Dette er også et brudd på BØR-kravet om at nettet skal dimensjoneres uten bruk av systemvern. I tillegg vil forbruksvekst medføre at omfanget av N-0 drift øker.

### ***Andre momenter***

Under mer ekstreme værforhold har erfaring vist at det i enkelte situasjoner vil kunne oppstå flere samtidige feil i nettet, jfr. stormen Narve med kraftig vind og lave temperaturer. Dette er situasjoner kraftnettet ikke er dimensjonert for å tåle (N-2 feil). Den radielle strukturen og den parallelle linjeføringen gjør videre nettet mer utsatt for driftsforstyrrelser. Den radielle nettstrukturen, og til tider dårlige værforhold, medfører også at det kan være utfordrende å få tatt ut ledninger/utstyr for revisjoner. Dette kan i perioder medføre redusert forsyningssikkerhet for disse områdene, og nødvendiggjør økt bruk av delt nettdrift. Over tid vil redusert vedlikehold medføre at ledningene forringes, feilhyppigheten øker og levetiden forkortes med mange år.

Forsyningssikkerheten i Nord-Norge er i stor grad avhengig av import og nettforbindelser med Sverige og Finland. Samtidige krevende driftssituasjoner i Norge, Sverige og Finland vil kunne medføre at lastgrensene på overføringsforbindelsene mellom landene settes ned.

## **3. Mål**

### **3.1. Samfunns mål**

Samfunns målet med tiltaket er god forsyningssikkerhet i området og å tilrettelegge for ny produksjon og nytt forbruk. Forsyningssikkerhet vurderes som viktigste samfunns mål.

### **3.2. Effektmål**

Effektmålene er at N-1 kapasiteten og kortslutningsytelsen i området øker vesentlig slik at

- a) Forsyningssikkerheten oppfyller kravene med dagens forbruk

---

<sup>2</sup> Det er flere krav, men disse er enten oppfylt eller ikke relevante [2]



- b) Forsyningssikkerheten oppfyller kravene dersom omfattende ny produksjon og forbruk realiseres
- c) Nettet takler naturlige variasjoner i forbruk og produksjon uten at forbruk faller ut

Punkt a) vurderes som viktigste effektmål, men målene henger tett sammen.

### 3.3. Strategi

Løsninger som kan tenkes å gi måloppnåelse er:

- a) Nettforsterkninger
- b) En kombinasjon av:
  - vesentlige forbruksreduksjoner eller produksjonsøkninger på vinteren
  - vesentlige forbruksøkninger eller produksjonsreduksjoner på sommeren

Punkt b) er utenfor Statnetts mandat og ikke i tråd med myndighetenes mål og vurderes derfor ikke nærmere.

## 4. Krav

Sentralnettet skal som hovedprinsipp driftes og planlegges ut fra N-1 kriteriet. Det betyr at feil på en enkelt komponent normalt ikke skal gi avbrudd for forbruk. I dette avsnittet defineres de betingelsene som aktuelle konsepter må oppfylle. De relevante systemkravene er definert som SKAL- og BØR-krav i avsnitt 4.1 og 4.2. Anleggskravene er definert i avsnitt 4.3. Avsnittene bygger på dokumentet ”Oversikt over systemkrav og anleggskrav for Statnett som skal gjelde i nettplanleggingen”.

### 4.1. SKAL-krav

Relevante SKAL-krav er følgende:

- Nettet skal planlegges slik at enkeltutfall ved intakt nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av inntil 1 times varighet.
- Nettet skal planlegges slik at det er mulig å gjennomføre planlagte driftsstanser slik at enkeltutfall maksimalt gir bortfall av 500 MW forbruk av inntil 2 timers varighet.

Kravene har to formål:

- Manglende oppfyllelse av særlig SKAL-krav kan være prosjektutløsende i seg selv
- Utelukke konsepter som ikke oppfyller kravene.

### 4.2. BØR-krav

Aktuelle BØR-krav er følgende:

- Nettet bør dimensjoneres uten bruk av belastningsfrakobling (BFK)
- Nettet kan dimensjoneres med forutsetning om bruk av produksjonsfrakobling (PFK)
- N-1 kriteriet kan fravikes for kunder i tilfeller hvor det er aktuelt å innkreve anleggsbidrag for et nytt tiltak, og kunden ikke ønsker tiltaket

### 4.3. Vedtatte anleggskrav

Gjeldende lover, forskrifter og FIKS skal overholdes. Aktuelle anleggskrav Statnett har vedtatt er følgende:

- All (ny og om-)bygging bør utføres etter 420 kV spesifikasjoner.

- Nye stasjonsanlegg for 420 kV bør bygges med fullverdig dobbel samleskinneløsning, to effektbrytere og to strømtransformatorer per felt
- Det bør ikke bygges nye SF6-anlegg<sup>3</sup>

## 5. Alternativanalyse

På bakgrunn av behovsanalysen, mål og krav vurderes nettførsterkningstiltak og ny produksjon opp mot konsekvensene av å ikke gjennomføre tiltak. Først presenteres alternativene nærmere.

### *Alternativ 0: Mindre tiltak*

Nullalternativet innebærer at nettet består slik det er i dag, med unntak av mindre tiltak i nettet. Dette inkluderer:

- Temperaturoppgradering til 80 degC linjetemperatur på følgende liner: Adamselv - Lakselv, Sautso-Alta trafo, Alta trafo-Kvænangen 1, Kvænangen-Nordreisa 1, Nordreisa - Guolas 1, Guolas – Skibotn samt Skibotn – Balsfjord
- Ny 50 MVar SVC ved Hyggevatn [6]
- Utvidelse av kondensatorbatteri i Alta til 14 MVar og i Skaidi til 16 MVar [6]

### *Alternativ 1: Ny 420 kV linje*

Alternativ 1 innebærer at det bygges en ny 420 kV linje fra Balsfjord til Hammerfest. Linjen baseres på duplex Parrot liner og Statnetts standard selvbærende master. Det benyttes to toppliner hvorav en med OPGW. Total lengde på linjetraseen vil være omkring 370 km og bestå av cirka 1200 master.

Tiltaket medfører utvidelse av Balsfjord transformatorstasjon og ny transformatorstasjon i Reisadalen, Alta, Skaidi og Hammerfest (Hyggevatn).

Mål for idriftsettelse er høsten 2017. Investeringskostnadene ventes i størrelsesorden 3,2 milliarder 2010-kroner. Ved forrige beslutningspunkt var investeringskostnadene estimert til 3,076 mrd 2009 kroner. Kostnadene har i hovedsak økt pga. inflasjonsjustering og reaktorer i Alta, Skaidi og Hammerfest.

Tiltakene i nullalternativet vil også inkluderes i alternativ 1.

### *Forkastede alternativer*

Flere alternativer er vurdert, men forkastet av ulike årsaker. Disse omtales kort nedenfor. I tillegg vil de mest reelle alternativene oppsummeres avslutningsvis. Muligheten for gasskraftverk er også vurdert, og omtales mer utfyllende i vedlegg 2.

- Ny 132 kV Balsfjord-Hammerfest er vurdert, men forkastes fordi dette alternativet kun vil øke kortslutningsytelsen bak Skaidi til 990 MVA [2]. I tillegg er tiltaket ikke fremtidsrettet da det gir lite rom for nytt forbruk. Miljøinngrepene vil ikke være vesentlig mindre enn et 420 kV alternativ da klimaet i området krever solide master.
- Passiv reaktiv kompensering (utover det som er hensyntatt i nullalternativet) er forkastet fordi nettet i dag er svakt, og det vil derfor bli problemer med for store spenningsprang ved inn-/ utkobling av kompensering (kondensatorbatteri)

---

<sup>3</sup> Se IFS dok.id 1333324

*Vurdert, men ikke i detalj*

- Ny 220 kV Balsfjord-Hammerfest er vurdert, men ikke i detalj. Dette skyldes at investeringskostnadene kun vil være 20 prosent lavere enn alternativ 1, samtidig som overføringskapasiteten og kortslutningsytelsen i bak Skaidi ville vært vesentlig lavere [3]. 220 kV ville også medført at et nytt spenningsnivå må innføres i Norge – og det er et brudd på BØR-krav om at all (ny og ombygging) bør utføres etter 420 kV spesifikasjoner.
- Gasskraftverk i form av reservekraftverk, ordinære gasskraftverk (CCGT) eller gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering er vurdert som alternative tiltak. På grunn av den begrensede kapasiteten i dagens nett må gasskraftverket være fleksibelt dersom det skal styrke forsyningssikkerheten i området. Dette er knyttet til regulerbarhet (omtalt under) og problemer knyttet til ulike former for stabilitet (omtalt i vedlegg 2 og [12])

- Et gasskraftverk tilsvarende reservekraftverket på Nyhamna vil være svært fleksibelt, men medføre store investerings- og driftskostnader. Drift vil også medføre store klimagassutslipp fordi effektivitetsgraden er under 40 prosent. Skal kraftverket driftes som kald reserve, vil dette innebære en oppstarttid på 3-4 timer. Dette gjør at reservekraftanlegget ikke vil bidra til å oppfylle drifts- og plankriterier (maksimalt 200 MW i 1 time). Skal kraftverket driftes som varm reserve vil det kreve endringer i gjeldene regelverk, økte kostnader og klimagassutslipp. Investeringskostnadene er estimert til 1,1 milliarder kroner for 150 MW og 1,9 milliarder kroner for 300 MW [5].
- Et gasskraftverk bestående av en gassturbin og en dampkjele (CCGT) vil være mindre fleksibelt og investeringskostnadene vil være større. Kårstø kostet for eksempel cirka 2 milliarder kroner i 2007 og kostnadene er sannsynligvis høyere i dag. Kapasiteten kan være større, Kårstø er 420 MW, og driftskostnadene per enhet elektrisitet lavere. Effektivitetsgraden vil nærme seg 60 prosent og klimagassutslippene vil derfor være lavere per produserte enhet. Anlegget vil være mindre fleksibelt fordi det ikke tåler store, raske og hyppige temperaturendringer.
- Et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-rensing vil medføre høyere investerings- og driftskostnader enn et CCGT kraftverk. Dette kan imidlertid oppveies av lavere CO<sub>2</sub>-utslipp og teknologisk utvikling. Hovedproblemet med et gasskraftverk med rensing er at det i driftsfasen er svært lite fleksibelt. Det vil være svært vanskelig å drifte det slik at forsyningssikkerheten øker.

Dersom kapasiteten i nettet øker kan problemene knyttet til fleksibilitet og stabilitet forsvinne. Gasskraftverk er nærmere omtalt i vedlegg 2.

*Kortsiktige tiltak*

Alle tiltak vil ta flere år å realisere og en ny linje kan ikke være klar før i 2017. I mellomtiden kan en utvidelse av antall gassturbiner på Hammerfest LNG være gunstig for forsyningssikkerheten i området. Hammerfest LNG er i dag avhengig av cirka 50 MW forsyning fra sentralnettet 80 prosent av tiden. Med flere turbiner reduseres behovet for forsyning i vedlikeholdsperioder. I tillegg kan en ved utfall av viktige linjer sannsynligvis forsyne deler av forbruket i området fra Melkøya. Kapasiteten i nettet vil imidlertid ikke øke

og tiltaket vil derfor ikke representere noen langsiktig løsning på nettproblemene. Statnett er ikke kjent med kostnadene forbundet med utvidelse.

### 5.1. Oppsummering av hovedkonsepter

Tiltakene inkludert i nullalternativet kan sikre at en kan utnytte gjenværende ledninger mellom Skaidi og Hammerfest opp til termisk grense uten at det er fare for spenningssammenbrudd [9]. N-1 grensen på Guolassnittet øker til 205 MW pga. temperaturoppgradering [6]. Tiltakene vil ikke øke overføringsgrensene inn mot Hammerfest (170 MW) eller på Finnmarkssnittet (165 MW). Nullalternativet medfører derfor brudd på SKAL-krav.

Tabell 3 oppsummerer alternativene. Alternativene som er vurdert, men ikke i detalj, vil presenteres på et overordnet nivå for å synliggjøre disse. Det er imidlertid kun alternativ 1 og 2 som vurderes i detalj.

	Alt 0: Mindre tiltak	Alt 1: 420 kV linje	Alt 2: 220 kV linje	Alt 3: Reservekraft	Alt 4: Gasskraft (CCGT)
Idriftsettelsestidspunkt	-	2017			
Brudd på SKAL-krav	Ja	Nei	Ja	Ja	Ja
Investeringskostnad	-	3,2 mrd	2,5 mrd	> 1,1 mrd	> 2 mrd

**Tabell 3: Oppsummering av hovedkonsepter**

Tiltakene i alternativ 0 vil også gjennomføres i alternativ 1. Disse investeringene er identiske i i alle alternativer og påvirker derfor ikke rangeringen av alternativene.

### 5.2. Samfunnsøkonomisk analyse av prissatte virkninger

I dette kapitlet drøftes relevante prissatte virkninger av alternativ 0 og 1. I beregningene er det i base-case lagt opp til følgende forbruksutvikling i forhold til gjennomsnittlig forbruk i perioden 2007-2010<sup>4</sup>:

	Forbruksvekst
2015-2019	100 MW
2020-2024	200 MW
Etter 2024	300 MW

**Tabell 4: Forutsetninger for forbruksvekst i avbruddskostnadsberegningen**

Forbruksveksten danner grunnlaget for forventede avbruddskostnader per år og dermed nåverdiene av alternativene.

*Investeringskostnader, byggeperiode og idriftsettelse*

<sup>4</sup> Dette er samme forbruksutvikling som en analyserer i systembegrunnelsen for 420 kV Ofoten-Balsfjord



Alternativ 0 medfører ingen investeringer som ikke vil gjennomføres i alternativ 1, og disse kan derfor bort fra. Alternativ 1 medfører investeringskostnader på cirka 3,2 milliarder kroner. Disse påløper i byggeperioden som antas 2013-2017. Idriftsettelse ventes 01.10.2017.

#### *Flaskehalskostnader*

Flaskehalskostnadene oppstår som følge av prisdifferanser mellom punkter i nettet. Punktene kan også være internt i prisområder og Statnett må som systemoperatør da ofte bruke spesialregulering for å sikre likevekt mellom forbruk og produksjon.

Prisdifferansene kan reduseres ved hjelp økt kapasitet. Økt kapasitet kan sikres gjennom nettførsterkninger eller ved å drifte nettet med redusert forsyningssikkerhet. I analysen er det tatt utgangspunkt i at en drifter nettet med redusert forsyningssikkerhet fordi det er begrensede muligheter til vesentlig fleksibilitet på forbruks- og produksjonssiden over lengre perioder. Det ses derfor bort fra flaskehalskostnader i analysen.

#### *Tapskostnader*

Når linjenettet presses hardt øker nettapene og det er derfor naturlig at nettapene kan reduseres med nettførsterkninger. Tapskostnadene ble i 2008 simulert i Samlast [7]. Ved en forbruksvekst på 260 MW, kan alternativ 1 redusere nettapene med 40 millioner per år<sup>5</sup>. Dersom forbruksveksten er høyere vil tapskostnadene også være høyere, men andre forbruksscenarioer er ikke vurdert fordi dette ikke er simulert.

#### *Drift- og vedlikeholdskostnader*

Drifts- og vedlikeholdskostnadene ble tidligere estimert til å være 9 millioner kroner høyere per år (2009-kroner) i alternativ 1 enn i alternativ 0 [7]. Dette skyldes økt vedlikeholdsbehov som følge av den nye linjen. Tallet er inflasjonsjustert og videreført i disse beregningene.

#### *Kostnader ved systemdriften*

Kostnader ved systemdriften er ikke kvantifisert, men vil være større i alternativ 0 enn i alternativ 2. Dette knytter seg til større innkjøp av energiopsjoner og spesialregulering.

#### *Tariffkostnader mv. som betales til utlandet*

Tariffkostnader mv. som betales til utlandet er ikke vurdert fordi de sannsynligvis ikke er relevante.

#### *Avbruddskostnader*

Avbruddskostnadsberegningen presenteres i "420 kV Ofoten-Balsfjord-Skaidi" og dette notatet refereres kort her [8]. Avbruddskostnadene er beregnet med utgangspunkt i N-1 grensene på Guolas- og Finnmarkssnittet i begge alternativer og ringdrift mot Finland<sup>6</sup>. Forbruksutkoblinger forventes dersom det inntreffer feil på en kritisk ledning når flyten er utenfor N-1 grensene. Det ses kun på enkeltfeil (og dermed ikke samtidige feil) og alle feil antas å være kortvarige. Det ses bort fra at nettet normalt deles når importen til området mellom Alta og Varangerbotn overstiger 150 MW. Dette betyr at beregningene undervurderer risikobildet og omfanget av N-0 driften. I tillegg antas det at turbinfeil på Hammerfest LNG

---

<sup>5</sup> Scenario "2015" i notat "Samfunnsøkonomi til søknad Balsfjord-Hammerfest 09.07.09" [7]

<sup>6</sup> Temperaturoppgradering til 80 degC linjetemperatur på Adamselv - Lakselv, Sautso-Alta trafo, Alta trafo-Kvæningen 1, Kvæningen-Nordreisa 1, Nordreisa - Guolas 1, Guolas - Skibotn samt Skibotn - Balsfjord er hensyntatt i begge alternativene [7]

kan medføre spenningskollaps. Det tas utgangspunkt i historiske feilfrekvenser – som er justert opp 20 prosent for å ta hensyn til at komponentene vil være relativt gamle store deler av analyseperioden. Disse beregningene gir en forventet mengde ikke-levert energi (ILE) per år. ILE per år vil avhenge av forbruksveksten fordi omfanget av N-0 drift øker med forbruksveksten.

Begrepet KILE er en forkortelse for ”Kvalitetsjusterte inntekstrammer for Ikke-Levert Energi”. KILE-ordningen er en ordning NVE innførte i 2001 for å regulere nettselskapenes inntekter i forhold til deres leveringspålidelighet. KILE-kostnadene beregnes ved å ta mengden ILE (ikke levert energi) multiplisert med en enhetskostnad i kr/kWh som avhenger av hvilken type sluttbruker som er berørt. Enhetskostnaden skal gjenspeile kostnadene avbruddet fører med seg – for eksempel profitttapet av produksjonsstopp i en time. KILE-ordningen bidrar derfor til at nettselskapene får incentiver om en samfunnsøkonomisk optimal drift.

Konsekvensene ved verste utfall i topplast ved N-0 drift er i dag utkobling av rundt 200-250 MW forbruk mellom Alta og Varangerbotn [5]. I tillegg kan Hammerfest LNG falle ut. I beregningene tas det utgangspunkt i at feil med N-0 drift vil medføre utfall av 250 MW i en time. I tillegg vil forbruksvekst medføre at effektomfanget av utkoblingene øker tilsvarende forbruksveksten, mens utkoblingstiden forblir 1 time.

Med dagens forbruksprofil i Vest-Finnmark og en avbruddsvarighet på en time er avbruddssatsene i KILE 50 kr/kWh. Dersom Hammerfest LNG kobles fra sentralnettet kan dette medføre at hele LNG anlegget må stanses. Statoil har opplyst at et avbrudd i produksjonen på Hammerfest LNG kan koste 50 MNOK. I noen tilfeller vil det ta 18 timer å gjenopprette produksjonen etter at elektrisitetsforsyningen er i orden. Se vedlegg 1 for mer informasjon. I beregningene har en tatt utgangspunkt i avbruddskostnader på 25 MNOK på Hammerfest LNG (eller 116 kr/kWh)<sup>7</sup>. Disse kostnadene antas å være lik i øvrig petroleumsvirksomhet. Satsene passer for øvrig godt til industrisatsene i KILE (116 kr/kWh<sup>8</sup>). Med industriell forbruksvekst øker derfor også de gjennomsnittlige avbruddskostnadene i området.

Andreordenseffektene som følge av langvarige avbrudd, eksempelvis at folk ikke kommer seg til eller fra jobb som følge av stopp i kollektivtrafikken, at telesystemer bryter sammen eller at vann- og avløpssystemer slutter å fungere, blir ikke hensyntatt av KILE. Dette gjør at KILE underestimerer de samfunnsøkonomiske kostnadene ved et avbrudd, og at den totale nytten ved økt forsyningssikkerhet er høyere enn det KILE indikerer. I beregningene er dette forsøkt hensyntatt ved at de totale samfunnsøkonomiske kostnadene er modellert som et påslag på KILE-satsene. Påslaget er satt til 50 prosent fordi strømbruddene vil være omfattende<sup>9</sup>. Er KILE-satsen 50 kr/kWh er de samfunnsøkonomiske avbruddskostnadene altså 75 kr/kWh.

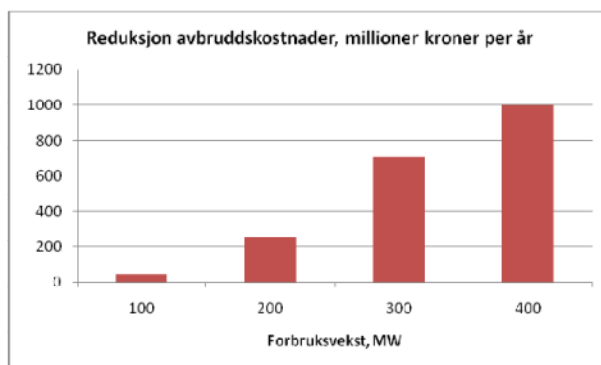
Med forutsetningene ovenfor er forventede avbruddskostnader per år estimert i hvert alternativ. Dette vises i figur 3 under:

---

<sup>7</sup> Etterlyser verifiserte tall fra Statoil og antar derfor foreløpig at avbruddskostnadene er 25 mnok, ikke 50 mnok

<sup>8</sup> Energibehovet på Hammerfest LNG er tilnærmet konstant over året ca. 200 til 222 MW. Et forbruk på 215 MW og avbruddskostnader på 25 mnok, medfører avbruddskostnader på 116 kr/kWh

<sup>9</sup> Avbruddskostnadene rapporteres også uten dette påslaget i usikkerhetsanalysen (kapitel 5.4)



**Figur 3: Estimert reduksjon i avbruddskostnader i alternativ 1 ved ulikt nivå for forbruksvekst**

Resultatene viser at forventede avbruddskostnader fort kan bli flere hundre millioner kroner per år uten tiltak. Dette betyr at det ikke vil være fornuftig å fase inn mer forbruk enn det som allerede er tillatt i det eksisterende nettet (cirka 100 MW, blant annet Goliat). Statnett har imidlertid tilknytningsplikt og dette innebærer at forbruksvekst vil medføre store behov for tiltak i nettet.

Resultatene i figur 3 undervurderer imidlertid risikobildet. Dette skyldes blant annet at modellen ikke tar hensyn til følgende:

- Det tas ikke hensyn til at nettet deles dersom importen på linjene mellom Alta trafo og Varangerbotn er over 150 MW. Vadsø og Varangerbotn forsynes da fra Finland (ca 40-70 MW) [10]. Dette gjør at omfanget av drift utenfor N-1 undervurderes.
- Det sees bort fra langvarige og samtidige feil, samt langvarig reparasjonstid. Dette må forventes med de værforholdene en opplever i området.
- I tillegg er det sett bort fra at sentralnettet i området ikke (selv utenfor N-1 drift) kan levere tilstrekkelige mengder effekt ved høy forbruksvekst.

Disse forholdene gjør at beregningene i stor grad undervurderer forventet mengde ILE per år – og forventede avbruddskostnader er derfor lave. Forsyningssikkerheten drøftes i mer detalj i kapittel 5.3.1.

### Oppsummering

Tabell 4 presenterer forventede kostnader per år i 2010-kroner for hvert alternativ. Tabellen viser forventet differanse mellom alternativene.

	Alternativ 0	Alternativ 1
Forventede avbruddskostnader per år stadium 2015-2019	43	
Forventede avbruddskostnader per år stadium 2020-2024	256	
Forventede avbruddskostnader per år stadium 2025-	711	
Forventede tapskostnader	40	
Forventede drifts- og vedlikeholdskostnader		9

**Tabell 4: Forventede kostnader per år i 2010-kroner. Alternativ 0 og alternativ 1 er identiske fom. 2025 fordi alternativ 0 da er reinvestert.**

Tallene i tabell 4 danner sammen med investeringskostnadene grunnlaget for nåverdien i den endelige nåverdisammenstillingen.

### 5.3. Samfunnsøkonomisk analyse av ikke-prissatte virkninger

Ikke-prissatte virkninger kan ha betydning for rangering av alternativer. I dette kapitlet vurderes de ikke-prissatte virkningene. Hver av de ikke-prissatte virkningene måles opp mot nullalternativet og vurderes etter skalaen vist under (tabell 5).

----	---	--	-	0	+	++	+++	++++
Meget stor negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Ubetydelig/ingen konsekvens	Liten positiv konsekvens	Middels positiv konsekvens	Stor positiv konsekvens	Meget stor positiv konsekvens

Tabell 5: Konsekvensskala ikke-prissatte virkninger

#### 5.3.1. Forsyningssikkerhet

Begrepet forsyningssikkerhet beskriver kraftsystemets / kraftmarkedets evne til å sørge for pålitelig leveranse av strøm til enhver tid til alle forbrukere 1. Begrepet består av to dimensjoner:

1. Tilgang på produksjonskapasitet sett i forhold til forbruk og importmuligheter (energi- og effektbalansen) – *effekt- og energisikkerhet*
2. Kraftsystemets evne til å håndtere feilhendelser uten at det rammer forbrukerne - *systemsikkerhet*.

Behovsanalysen i kapitel 2 viste at kraftsystemet i området i dag ikke har tilgang til tilstrekkelig produksjonskapasitet vinterstid. I tillegg er linjenettet svakt for endringer i forbruket i høylastperioder. Det betyr at effekt- og energisikkerheten er svak. I tillegg viste behovsanalysen at kraftsystemet i området har svekket systemsikkerhet fordi feil på linjer og komponenter kan medføre at forbrukerne rammes. Omfanget er utenfor Statnetts plan- og driftskriterier. I tillegg ser avbruddskostnadsberegningen bort fra flere forhold som bidrar til at disse undervurderer risikoen for ikke-levert energi.

Større avbruddshendelser de senere år har vist at dersom det skjer flere samtidige utfall er disse ofte ikke uavhengige, enten fordi værpåkjenninger rammer et større område samtidig eller fordi vern i systemet ikke fungerer slik de er tiltenkt i feilsituasjoner. Selv om kraftsystemanalysene i driftsplanleggingen indikerer at N-1 kriteriet vil være oppfylt for en gitt driftssituasjon, vil det alltid være en viss risiko for at feilhendelser og avbrudd skal inntre i spesifikke driftssituasjoner. De prissatte avbruddskostnadene ovenfor undervurderer derfor verdien av et robust nett.

Konsekvensene ved verste utfall i topplast ved N-0 drift er i dag utkobling av rundt 200-250 MW forbruk mellom Alta og Varangerbotn [5]. Dersom Hammerfest LNG ikke kan gå over i separat drift, kan utkobling av Melkøya medføre at LNG produksjonen stopper opp (se vedlegg 1). Totalt kan utkoblingen derfor medføre utkobling av nærmere 500 MW<sup>10</sup>. Statoil har opplyst at på grunn av varmebehovet kan det ta inntil 18 timer å gjenopprette denne. Uten tiltak vil konsekvensene forverres i årene som kommer på grunn av økt kraftbehov fra industrien spesielt og alminnelig forbruk generelt.

Alternativ 1 medfører en meget stor positiv konsekvens for forsyningssikkerheten.

<sup>10</sup> Forbruket på Hammerfest LNG i normaldrift er om lag 215 MW. Det er installert 5 identiske gassturbiner/generatorer som kan yte 3-49,6 MW og -13-40 MVAR. En eller flere turbiner er vanligvis utkoblet og det er derfor normalt behov for forsyning fra sentralnettet.



### 5.3.2. Miljøvirkninger

Miljøvirkningene knytter seg til tre forhold:

a) Mulige konsekvenser av å beholde dagens løsning

Dersom dagens løsning må beholdes kan en oppleve noe økt ferdsel i linjetraseen som følge av at linjen er mer kritisk og den vil derfor følges grundigere opp. Vedlikeholdsperiodene kan være mer intensive og innebære større bruk av motorisert materiell etc. fordi arbeidet må gå raskere. I tillegg vil Statnett sannsynligvis måtte gjennomføre tiltak andre steder i nettet og disse kan også medføre miljøkostnader.

b) Mulige konsekvenser i en byggeperiode av 420 kV Balsfjord-Hammerfest

Byggeperioden vil medføre økt ferdsel, støy og inngripen i natur. Spesielt for reinsdrift kan dette være svært problematisk. Denne problematikken vil vektlegges i planleggingen av anleggsdriften.

c) Mulige konsekvenser av en ferdigbygd 420 kV Balsfjord-Hammerfest

Alternativ 1 vil medføre et stort naturinngrep da linjen strekker seg over et stort areal (40-50 meter bredde over 370 km), krysser viktige drivveier for rein og er synlig i terrenget. I skogterreng vil det være mulig å gjennomføre kamuflerende tiltak som begrenser eksponeringen overfor omgivelsene. Ovenfor NVE har Statnett foreslått områdene i og rundt Balsfjord, Nordreisa, Skibotndalen og Alta som aktuelle områder.

I forhold til INON – Inngripsfrie Naturområder i Norge – utgjør ikke alternativ 1 et stort naturinngrep. Det er kun på strekningen mellom Skibotn og Kåfjord at linjen berører områder som ligger mer enn 5 km fra eksisterende inngrep som veier, kraftledninger, demninger, etc. Både i Skibotn og Kåfjord tilleggssøker Statnett trasèer som vil minimere dette inngrepet

Linjen kan medføre reduserte miljøkonsekvenser over tid. Statnett vil ha mer fleksibilitet når eksisterende ledningsnett i området reinvesteres, dersom en har en ny 420 kV linje i området å spille på. I nullalternativet kan en for eksempel være nødt til å bygge i ny trase fordi en er avhengig av å drifte linjen i byggeperioden.

#### *Oppsummering*

Oppsummert medfører alternativ 1 et stort naturinngrep. Byggeperioden vil være krevende for berørte parter – spesielt for reindriften. En ferdigbygd linje vil være synlig i terrenget. Over tid kan imidlertid miljøvirkningene reduseres. Dette skyldes økt fleksibilitet med tanke på vedlikehold og øvrige investeringer. En kan kanskje unngå andre tiltak som også medfører negative miljøvirkninger. På grunn av dette – kombinert med at de eventuelle positive gevinstene er usikre – gjør at miljøgevinsten vurderes som en middels negativ konsekvens.

### 5.3.3. Markedskonsekvenser

Markedskonsekvensene i alternativ 1 knytter seg til at overføringskapasiteten i nettet øker. Dette øker konkurransen og muliggjør større mengder fornybarproduksjon.

#### *Regulerkraft*

Når det ikke er balanse mellom produksjon og forbruk må Statnett som systemoperatør kjøpe kapasitet i regulerkraftmarkedet. Kapasiteten må kjøpes lokalt dersom overføringskapasiteten er begrensende. Høyere overføringsgrenser bidrar til bedre handelskapasitet og dermed større konkurranse og bedre priser. Bedre priser kan skyldes at aktørene i regulerkraftmarkedet utnytter monopolmakt eller fordi andre aktører har produksjonskapasitet med lavere kostnader

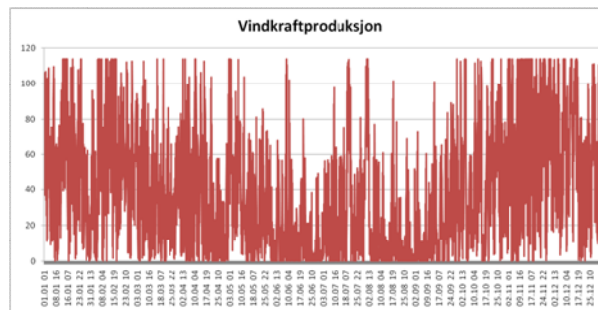
tilgjengelig. Dette gjelder spesielt i regulerkraftmarkedet fordi linjen i stor grad strekker seg mellom områder internt i NO4. Det er ikke regnet på disse effektene, men de må antas å være relativt store – spesielt om forbruk eller fornybarproduksjon øker vesentlig.

### Fornybarproduksjon

Fornybarproduksjon kan bidra til verdiskaping dersom kostnadene forbundet med utbygging og produksjon er lavere enn samfunnets betalingsvilje for kraften. Det er noe vannkraft og mye vindkraftressurser i Troms og Finnmark. Dersom 420 kV Ofoten-Balsfjord-Hammerfest realiseres vil nettet ha kapasitet til 1200-1350 MW mer fornybarproduksjon i området.

Vannkraft har bidratt til verdiskaping fordi utbyggingskostnadene er relativt små. Vindkraft har et høyere kostnadsnivå, men med sertifikatmarkedet som Norge er i ferd med å innføre (i samarbeid med Sverige), kan vindkraftprosjekter også bli lønnsomme. Notatet ”420 kV Ofoten-Balsfjord-Hammerfest – Verdi av ny fornybarproduksjon” [11] vurderer dette. Konklusjonen er at sertifikatmarkedet kan realisere vindkraftprosjekter, men at vindkraftprosjekter ikke vil realisere stor samfunnsøkonomisk verdiskaping i dag. Dette skyldes at vindkraft prosjekter har store investeringskostnader. Med sertifikatmarkedet vil avkastningen være tilstrekkelig til at vindkraft realiseres, men avkastningen forventes ikke å være høyere enn avkastningskravet. Verdiskapningen fra fornybarproduksjon er derfor ikke i seg selv en viktig driver bak linjeforsterkningen. For å nå politiske mål om økt fornybarproduksjon, teknologiutvikling og næringsutvikling kan vindkraftutbygging i området være ønskelig.

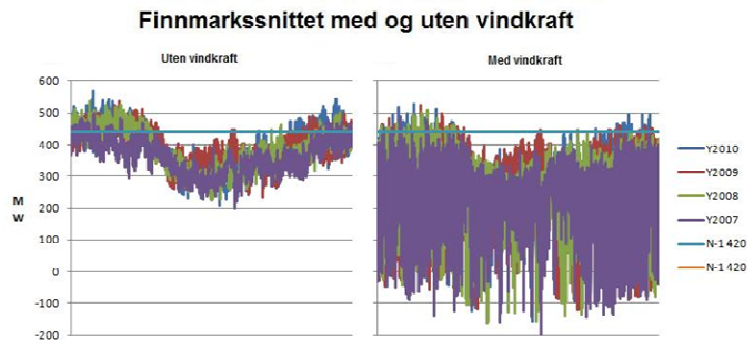
Dersom forbruksveksten er stor kan vindkraft i kombinasjon med et sterkt nett redusere forventede taps- og avbruddskostnader. Vindkraft i Nord-Norge har en relativt gunstig produksjonsprofil da det blåser mest på vinteren og på dagtid – altså i periodene når forbruket er størst (se figur 4 under).



Figur 4: Vindkraftproduksjon i Nord-Norge<sup>11</sup>

Vindkraft i nærheten av Hammerfest – hvor forbruksveksten i hovedsak ventes – kan altså redusere belastningen på nettet. Forventede avbruddskostnader vil reduseres med ny lokal produksjon når forbruksveksten er så stor at N-1 grensene overskrides. I figur 5 under simuleres Finnmarkssnittet med 400 MW forbruksvekst og 450 MW ny vindkraft. N-1 grensene forutsetter etablering av 420 kV Balsfjord-Hammerfest.

<sup>11</sup> Normalisert til kapasitet 115 MW. Kilde: ECON Pöyry BID [11]



**Figur 5: Finnmarkssnittet med 400 MW forbruksvekst og ny 420 kV Balsfjord-Hammerfest. Med og uten 450 MW vindkraftkapasitet**

Figuren viser at lokal produksjon i form av vindkraft kan redusere tiden utenfor N-1. Uten ny vindkraft ser en at flyten på snittet vil være utenfor N-1 grensene store deler av vinteren. Med økt lokal produksjon reduseres tiden og forventede avbruddskostnader kan derfor reduseres.

### Oppsummering

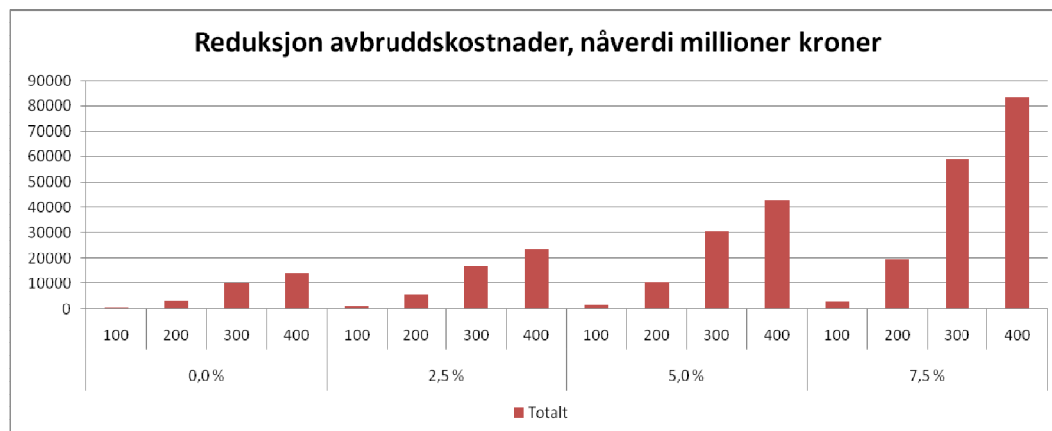
Alternativ 1 kan øke konkurransen i kraftmarkedet og muliggjøre realisering av 1200-1350 MW fornybarproduksjon. Fornybarproduksjonen vil ikke i seg selv bidra til stor samfunnsøkonomisk verdiskapning, men lokal produksjon kan være gunstig for å forsyne forbruksvekst. Vindkraftproduksjon i Nord-Norge har en gunstig produksjonsprofil da produksjon og forbruk (i gjennomsnitt) er relativt sammenfallende. For å nå politiske mål om økt fornybarproduksjon, teknologiutvikling og næringsutvikling kan vindkraftutbygging i området også være ønskelig. Vindkraftproduksjon vil likevel være en erstatning til nettførsterkninger i dag.

## 5.4. Usikkerhetsanalyse

Den viktigste usikkerheten på nyttesiden er avbruddskostnadene og sentrale parametre i disse beregningene vurderes under.

### Vekst i avbruddskostnader og endringer i forbruket

Avhengig av hvordan avbruddskostnadene utvikler seg over tid vil nåverdien av reduserte avbruddskostnader variere. Statnett regner nåverdien over en periode på 40 år. Figur 6 viser hvor mye alternativ 1 kan redusere forventede avbruddskostnader i forhold til alternativ 0. Nåverdien er per 01.01.2015 og det forutsetter at forbruksveksten inntreffer i 2015.

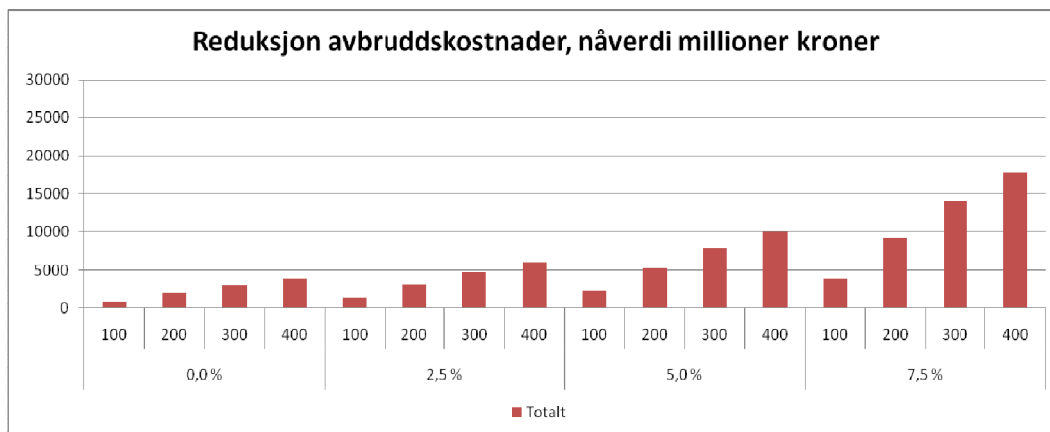


**Figur 6: Nåverdi av reduserte avbruddskostnader ved ulike nivå for forbruksvekst og ulike scenarier for vekst i avbruddskostnader per år.**

Resultatene ovenfor viser at reduksjoner i avbruddskostnader kan forsvare investeringskostnadene på cirka 3,2 milliarder kroner, dersom enten veksten i avbruddskostnader er stor eller dersom forbruksveksten er høy. Resultatene viser også at konsekvensene av ikke å bygge linjen, men samtidig tillate økt forbruk, vil medføre meget store avbruddskostnader over tid.

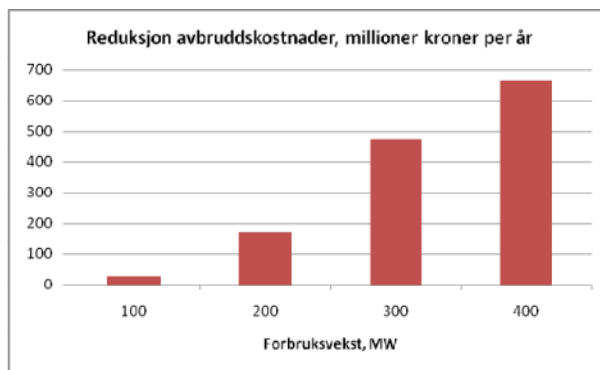
### Samfunnsøkonomisk påslag

I beregningene ovenfor er det lagt til grunn et samfunnsøkonomisk påslag på avbruddssatsene i KILE-ordningen på 50 prosent. Figur 7 under viser samme simulering som ovenfor, men uten dette påslaget. Resultatene viser at investeringen kan forsvares kun basert på avbruddskostnadene i dagens KILE-ordning, dersom forbruksveksten er nærmere 200 MW eller hvis veksten i avbruddssatsene er over 2,5 prosent årlig (og forbruksveksten er 100 MW).



**Figur 7: Nåverdi av reduserte avbruddskostnader ved ulike nivå for forbruksvekst og ulike scenarier for vekst i avbruddskostnader per år. Samfunnsøkonomisk påslag på 50 prosent av KILE ikke hensyntatt.**

Figur 7 nedenfor viser forventede KILE-kostnader per år ved ulike nivåer for forbruksvekst.



**Figur 8: Reduksjon i forventede KILE-kostnader per år ved ulike nivåer for forbruksvekst.**

Figur 8 viser at Statnett Statnett kan forvente minimum 30 millioner kroner lavere KILE-konsekvenser hvert år i alternativ 1.

### Systemvern

Systemvern vil påvirke resultatene lite da systemvernet vil måtte omfatte store deler av forbruket i området.



### *Usikkerhet knyttet til investeringskostnader*

Usikkerheten forbundet med investeringskostnadene er ikke hensyntatt i analysen og det må forventes at kostnadsrammen på prosjektet er en del høyere enn den forventede investeringskostnaden på 3,2 milliarder kroner. Usikkerhetsanalyse før BP2 gjennomføres i medio mai 2011.

### **5.5. Realopsjoner**

Alternativ 1 har en realopsjonsverdi ved at nettet får større kapasitet og dermed er mer fleksibelt med tanke på endringer i produksjon og forbruk i området. I ytterste konsekvens risikerer Statnett at ny industri eller ny produksjon ikke kan realiseres pga. manglende nett. Eventuelt kan Statnett være nødt til å investere i dyre kortsiktige tiltak som reservekraftanlegg. Dette vurderes som en stor positiv konsekvens til fordel for alternativ 1.

### **5.6. Sammenstilling**

Resultatene fra drøftingen av prissatte og ikke-prissatte effekten sammenstilles i tabellen under. Alle prissatte virkninger er neddiskontert fra året de påløper til 01.01.2011. Alternativ 2, 3 og 4 er vurdert på et overordnet nivå. Prissatte effekter, utover estimerer på investeringskostnader, vises derfor ikke. Alternativ 4 er utenfor Statnetts mandat, men vises for å synliggjøre alternativet.

<b>Effekt mål</b>		Øke N-1 kapasiteten og kortslutningsytelsen i området vesentlig slik at			
		a)	Forsyningssikkerheten oppfyller kravene med dagens forbruk		
		b)	Forsyningssikkerheten oppfyller kravene dersom omfattende ny produksjon og forbruk realiseres		
		c)	Nettet takler naturlige variasjoner i forbruk og produksjon uten at forbruk faller ut		
<b>Krav</b>		Oppfylle SKAL og anleggskrav. Helst oppfylle BØR-krav og tilrettelegge for fornybarproduksjon			
<b>Alternativanalyse</b>	<b>Alt 0: Mindre tiltak</b>	<b>Alt 1: Ny 420 kV linje</b>	<b>Alt 2: Ny 220 kV linje</b>	<b>Alt 3: Reservekraftverk 150 MW</b>	<b>Alt 4: Gasskraftverk uten rensing</b>
<b>Prissatte virkninger</b>					
Investeringskostnader justert for restverdi	0	-2 542 mill.	-2 034 mill.*	-838 mill.*	-1590 mill.*
Avbruddskostnader	0	6 883 mill.	-	-	-
Tapskostnader	0	641 mill.	-	-	-
Drift- og vedlikeholds-kostnader	0	-144 mill	-	-	-
Netto nåverdi	0	4838 mill.	-	-	-
<b>Ikke prissatte virkninger</b>					
Miljø	0	---	---	--	-
		Stort naturinngrep – 370 km lang og 40-50 meter bred trase. Ikke vesentlig økning i INON. Kamouflerende tiltak mulig. Krevende byggeperiode. Mulig reduserte miljøkonsekvenser ved reinvesteringer av 132 kV nett	Som alternativ 1, men noe smalere trase. Ytterligere tiltak kan være nødvendig og disse kan medføre miljøkonsekvenser	Store miljøutslipp ved drift. Ytterligere tiltak vil være nødvendig og disse kan medføre miljøkonsekvenser	Miljøutslipp ved drift om enn i mindre omfang enn alt 3.
Forsyningssikkerhet	0 Utfall kan i dag medføre utkobling av hele 250 MW pluss Melkøya i noen timer. Lav kortslutningsytelse. Ofte feil på kritisk linje	++++ N-1 drift i området. Tåler stor forbruksvekst uten at forsyningssikkerheten svekkes	+++ N-1 drift i området. Tåler ikke stor forbruksvekst uten at forsyningssikkerheten svekkes. Lavere kortslutningsytelse enn alt 1	+ Kun nyttig i feilsituasjoner med varighet over 3-4 timer pga. lang oppstartstid. Lav kortslutningsytelse i nettet. Oppfyller ikke SKAL- og BØR-krav	+ Bedre effekt- og energibalanse på vinteren, men verre på sommeren. Kan skape stabilitetsproblemer i dagens nett pga. lav kortslutningsytelse i nettet. Oppfyller ikke SKAL- og BØR-krav
Markedskonsekvenser	0	++ Kapasitet til 1200-1350 MW ny produksjon. Økt konkurranse i regulerkraft-markedet. Forbruksvekst mulig.	+ Noe ny kapasitet til produksjon og økt forbruk. Noe økt konkurranse i regulerkraftmarkedet	0 Skal ikke påvirke markedet	-- Vanskelig å drifte i dagens nett – spesialregulering nødvendig og lite egnet til det. Kan fortrenge fornybarproduksjon
Andre momenter	0 Høyere kostnader for systemdriften	+++ Fleksibilitet i nettutviklingen og for endringer i produksjon og forbruk. Enklere å vedlikeholde og reinvestere eksisterende nett.	+ Noe større fleksibilitet i nettutviklingen, men lite fremtidsrettet løsning. Innføring av nytt spenningsnivå – brudd på BØR-krav	0 Høyere kostnader for systemdriften. Gir verken økt eller redusert fleksibilitet. Reservekraftverk generelt et nødtiltak. Brudd på politisk ønske om CO2-rensing.	- Høyere kostnader for systemdriften. Kan fungere godt i kombinasjon med alternativ 1 eller 2. Brudd med politiske ønsker om CO2-rensing
Oppfyller N-1 kriteriet	Nei	Ja	Sannsynligvis	Nei	Nei
Oppfyller SKAL-krav	Nei	Ja	Sannsynligvis	Nei	Nei
Oppfyller BØR-krav	Nei	Ja	Nei	Nei	Nei
<b>Rangering av tiltak</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>

**Tabell 6: Sammenstilling av investeringsalternativer. Nåverdier per 01.01.2011**

\*) Antar at alternativ 2 er identisk med alternativ 1, men at alle kostnader er 20 prosent lavere. Antar i alternativ 3 at byggetiden er 2 år og investeringskostnaden er 1,1 mrd kroner. Levetid på turbiner antas 20 år, dockingstasjon (tilkoblet gass og sentralnett) 30 år. I alternativ 4 antas investeringskostnaden å være 2 mrd 2008-kroner og byggetiden 3 år. Investeringskostnaden er sannsynligvis noe høyere. Levetiden forventes å være 20 år. Alle alternativer idriftsettes 1.10.2017. Reinvesteringsbehov etter at økonomisk levetid er utgått er ikke hensyntatt. Det er ikke regnet på prissatte virkninger utover dette i alternativ 2, 3 og 4.

Alternativ 0 oppfyller ikke Statnetts plankriterier og kommer dårlig ut i en samfunnsøkonomisk analyse. Usikkerhetsanalysen i kapittel 5.4 viste at det er stor oppside på avbruddskostnadene, mens nedsiden i alternativ 1 er begrenset til investerings- og miljøkostnader. Alternativ 1 vil sikre tilstrekkelig forsyningssikkerhet i dag. I tillegg vil nettet ha kapasitet til å forsyne forbruksvekst uten at forsyningssikkerheten svekkes. Kapasitet for ny produksjon øker med 1200-1350 MW. Videre kan alternativ 1 gi fleksibilitet i planlegging og drift av nettet – og dette er verdifullt da nettforkerkingstiltak normalt tar mange år å realisere. Konkurransen i markedet – spesielt regulerkraftmarkedet - vil øke. Alternativ 1 innebærer imidlertid et stort naturinngrep. I byggeperioden må hensynet til reindriftsnæringen og andre berørte parter ivaretas. Over tid er miljøvirkningene mer usikre fordi en uten 420 kV linje kan være nødt til å foreta andre inngrep (som nye linjer, ny produksjon etc.). Reinvesteringer av eksisterende nett kan forenkles og en kan muligens unngå nye traseer i fremtiden.

Alternativ 2, 3 og 4 har høye investeringskostnader og tvilsomme nyttevirkninger. Miljøkonsekvensene er negative fordi alle alternativene medfører naturinngrep og/eller miljøutslipp. I tillegg kan ytterligere tiltak være nødvendige. Nedenfor oppsummeres hvert alternativ:

- En ny 220 kV linje er kun 20 prosent billigere enn en tilsvarende 420 kV alternativ og kapasiteten vil være vesentlig mindre. Kortslutningsytelsen i nord vil være lavere og nettet vil være mer følsomt for endringer i produksjon og forbruk. Løsningen er derfor lite fremtidsrettet. 220 kV vil også medføre innføring av et nytt spenningsnivå i Norge. Dette vil komplisere driften og er et brudd på Statnetts BØR- og anleggskrav.
- Reservekraftverk vil kun være nyttig i feilsituasjoner utover 3-4 timer pga. lang oppstartstid dersom det står som kald reserve. Reservekraftverk tilfredsstiller derfor ikke SKAL- og BØR-krav – og forventede avbruddskostnader reduseres ikke (slik de er modellert her<sup>12</sup>). I tillegg vil CO<sub>2</sub>-utslippene være store.
- Et gasskraftverk vil bedre effekt- og energibalansen i området, men nettet tåler i dag ikke store endringer i produksjon og forbruk. På sommeren vil det være problematisk å få kraft ut av området og forsyningssikkerheten vil svekkes. Grunnet behovet for fleksibilitet ser gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-rensing ut til å være et dårlig alternativ. Vil fungere godt i kombinasjon med alternativ 1. Et ordinært CCGT kraftverk vil medføre CO<sub>2</sub>-utslipp. Utbygging av gasskraft vil redusere kapasiteten til fornybarproduksjon i området.

Alle alternativer vil ta flere år å realisere og en ny linje kan ikke være klar før i 2017. I mellomtiden kan en utvidelse av antall gassturbiner på Hammerfest LNG være gunstig for forsyningssikkerheten i området. Hammerfest LNG er i dag avhengig av cirka 50 MW forsyning fra sentralnettet 80 prosent av tiden. Med flere turbiner reduseres behovet for forsyning i vedlikeholdsperioder (se vedlegg 1). I tillegg kan en ved utfall av viktige linjer sannsynligvis forsyne deler av forbruket i området fra Melkøya, slik en blant annet gjorde etter feil på 420 kV Ofoten-Kvandal vinteren 2011.

<sup>12</sup> Fordi forventede avbruddskostnader slik de er modellert her kun tar hensyn til kortvarige feil

**Referanser****[1] ”Forsyningsikkerhet i Nord-Norge”.**

Statnett Juni 2007

Dok. id. 347521

**[2] “Balsfjord-Hammerfest, vurdering av dagens nettsituasjon og effekten av ulike tiltak”**

Statnett januar 2011

Dok. id. 1489474

**[3] ”KL-sak: Behov for nytt nett i Troms og Finnmark – nye kriterier revidert 2802”**

Statnett februar 2011

Dok. id. 1496264

**[4] “The Artic Circle Study”**

Statnett desember 2010

Dok. id:

**[5] ”Reservekraft 2010 Vest og Nord-Norge”**

Statnett mars 2011

Dok. id: 1522053

**[6] ”Regularitet Hammerfest 2020”**

Statnett mars 2011

Dok. id: 1511610

**[7] ”Balsfjord-Hammerfest – Samfunnsøkonomisk analyse oppdatert pr 09.07.09”**

Statnett juli 2009

Dok. id:

**[8] ”420 kV Ofoten-Balsfjord-Skaidi – Verdi av økt forsyningsikkerhet”**

Statnett april 2011

Dok. id: 1516793

**[9] Konseptvalsutredning Hammerfest**

Statnett januar 2011

Dok. id: 1493752

**[10] ”Enkel behovsanalyse Nord Norge – Versjon 1.3”**

Statnett januar 2011

Dok. id: 1520459

**[11] ”420 kV Ofoten-Balsfjord-Hammerfest – Verdi av ny fornybarproduksjon”**

Statnett mars 2011

Dok. id. 1516791

**[12] ”Gasskraftproduksjon som alternativ til ledninger i Nord”**

Statnett april 2011

Dok. id:



## Vedlegg 1: Avbruddskonsekvenser Statoil Snøhvit

Statoil opplyser i epost følgende om konsekvensene av at systemvernet på Snøhvit benyttes:

1. Vintertemperaturer og 5 turbiner i drift; Normalt vil Statoil Snøhvit ha balanse.
2. Vintertemperatur og 4 turbiner i drift, sannsynlighet for at LNG-produksjonen vil bli rammet
3. Sommertid og 5 turbiner. sannsynlighet for at LNG-produksjonen vil bli rammet
4. Sommertid og 4 turbiner. Sannsynlighet for full stopp i LNG-produksjonen

## Vedlegg 2: Gasskraftverk i Hammerfestområdet

Et gasskraftverk i Hammerfestområdet kan bedre effekt- og energibalansen i Finnmark. Det er ingen problemer lastflytmessig å la fremtidig forbruk i Hammerfest bli oppdekket av lokal produksjon. Da nettet i Finnmark og Nord-Troms er svakt, vil inkorporering av et gasskraftverk imidlertid være vanskelig. I tillegg vil utbygging av en stor produksjonsenhet i dagens nett medføre mindre kapasitet til fornybarproduksjon. Gasskraft er derfor ikke et godt alternativ til nettførsterkninger i dag. I dette vedlegget vurderes gasskraftverk som et alternativ til ledningen 420 kV Balsfjord-Hammerfest.

På grunn av den begrensede kapasiteten i dagens nett må gasskraftverket være fleksibelt dersom det skal styrke forsynings sikkerheten i området. I løpet av 52 driftsuker har varmekraftverket på Melkøya opplevd 56 tripper av turbiner. I samme tidsrom har Melkøya hatt 52 stopper av turbin på grunn av forutsett eller uforutsett vedlikehold [12]. I disse periodene er Hammerfest LNG avhengig av forsyning fra sentralnettet – cirka 40-50 MW per turbin. Det må forventes liknende driftsmønstre på annen petroleumsvirksomhet i området. I tillegg kan problemer ved høy fylt sørover i dagens 132 kV nett på sommeren kreve motregulering av gasskraftverket.

Det eksisterer gasskraftverk som kan levere nødvendig fleksibilitet. Fleksibilitet går imidlertid på bekostning av virkningsgrad. En ren gassturbin er fleksibel, men virkningsgraden er gjerne under 40 prosent. En gassturbin med dampkjele (for eksempel CCGT), slik som Kårstø, har høyere virkningsgrad (nærmere 60 prosent), men systemet tåler ikke store, raske og hyppige temperaturendringer<sup>13</sup>. Gasskraftverk med karbonrensing har enda mindre fleksibilitet. Dette betyr at gasskraftverk enten a) er en dyr reguleringskilde (fordi virkningsgraden er lav og CO<sub>2</sub>-utslippene høye) eller b) en ikke-egnet reguleringskilde (på grunn av manglende fleksibilitet). Å inkorporere et gasskraftverk som drives etter markedsmessige prinsipper vil derfor være vanskelig.

I tillegg kan et gasskraftverk medføre andre problemer i sentralnettet [12]. Ved separatnett i Finnmark/Nord-Norge (hyppighet ca 1,5/år) må kraftverket detektere dette og gå over i nøddriftsmodi med nær konstant ytelse. Dette da ledninger ut fra Hammerfest ikke er dimensjonert for å ta kraftige opp- eller nedreguleringer i produksjon, og en kan risikere

---

<sup>13</sup> “Combined cycles, on the other hand, are less flexible. This is because they consist of two cycles: the gas cycle – which is flexible as mentioned above – and the steam cycle – which is less flexible. The steam cycle operates under higher pressure, and all structures (steam turbine and boiler) have thicker walls. The thermal-stress limits of the material have to be respected, which results in slower start-up times. At operation temperature, the CCGT has a load change capability of approximately 5% fluctuation of the rated power per minute. This can be done by the regulation of the fuel and air injection. It is important to avoid temperature shocks. In the rate of several to 8 hours of nonoperation, a hot start can be done in 40 to 50 minutes and after 60 hours, a warm start takes up to 2 hours [8]. To reach full power after complete cooling down, it takes 10 to 16 hours” [EUSUSTEL WP3 Report: Gas & oil fired technologies (Cosijns, L. & D’haeseleer W)]

kaskaderende utfall av ledninger. Et termisk kraftverk er videre relativt følsomt med hensyn på frekvens på grunn av surge- og stallproblematikk rundt turbiner. Dersom frekvensavvikene blir store ved et separatnett kan et gasskraftverk trippe, noe som vil føre til mørklegging av separatområdet. Langvarig driftsstans i gasskraftverket, for eksempel i forbindelse med feil eller nødvendig vedlikehold, kan videre medføre forbruksutkoblinger dersom forbruksveksten er som forventet.

Dersom en skal sammenlikne alternativ 1 og et eventuelt gasskraftverk må en videre ta hensyn til investeringskostnadene i begge alternativer. Et gasskraftverk vil medføre store investeringskostnader og levetiden vil være vesentlig kortere enn en ny linje<sup>14</sup>:

- Et gassturbinanlegg på 150 MW i Hammerfest ble i 2010 kostnadsestimert til 1,1 milliarder kroner [5]. 300 MW ble kostnadsestimert til 1,6 milliarder kroner.
- Kårstø (420 MW inkl. dampturbin) kostet cirka 2 milliarder kroner i 2007. Investeringskostnadene har sannsynligvis økt siden 2007.
- Et gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering (100 MW) i Hammerfest ble i 2007 kostnadsestimert til 1,8 milliarder kroner<sup>15</sup>. Investeringskostnadene har sannsynligvis økt siden 2007.

Gasskraftverket vil medføre store investeringskostnader. Driften vil enten være lite fleksibel eller relativt kostbar. Det vil derfor være problematisk å drifte et gasskraftverk etter behovene i dagens nett. Videre kan gasskraftverket i enkelte situasjoner svekke forsyningssikkerheten i området. Selv om gasskraftverk kan forsyne forbruksvekst er det neppe noe godt alternativ til en ny 420 kV forbindelse.

---

<sup>14</sup> Forventet levetid på en 420 kV linje er 70 år. Forventet levetid på et gasskraftverk er under 30 år.

<sup>15</sup> Ikke inkl. rentekostnader. Kilde: NVE 200704362-9

