

Haugaland Kraft Nett AS

► **Ny 132 kV-ledning Langeland – Otteråi**
Teknisk forprosjekt

Oppdragsnr.: 5192132 Dokumentnr.: 02 Versjon: J04 Dato: 2020-03-27



Oppdragsgiver: Haugaland Kraft Nett AS
Oppdragsgivers kontaktperson: Vidar Sagen Roland
Rådgiver: Norconsult AS, Grandfjæra 24, NO-6415 Molde
Oppdragsleder: Elise Førde
Fagansvarlig: Dagfinn Augdal
Andre nøkkelpersoner: Kristian Fauskanger, Ragnar Lund, Jan Tore Amundsen, Kai Nybakk

J04	2020-03-27	For bruk	KRFAU	KANYB	ELFOR
B03	2019-12-06	For kommentar	DAGAU	KANYB	ELFOR
B02	2019-08-20	Revidert utkast til kommentar	D.Augdall, K.Fauskanger, K.Nybakk	KANYB	ELFOR
B01	2019-06-09	Utkast til kunden for kommentar og innspill	D. Augdal, K. Fauskanger, K. Nybakk,	KANYB	ELFOR
Versjon	Dato	Beskrivelse	Utarbeidet	Fagkontrollert	Godkjent

Dette dokumentet er utarbeidet av Norconsult AS som del av det oppdraget som dokumentet omhandler. Opphavsretten tilhører Norconsult AS. Dokumentet må bare benyttes til det formål som oppdragsavtalen beskriver, og må ikke kopieres eller gjøres tilgjengelig på annen måte eller i større utstrekning enn formålet tilsier.

► Sammendrag

Haugaland Kraft Nett skal søke konsesjon for ny 132 kV forbindelse mellom Langeland og Otteråi transformatorstasjon. Det foreligger flere alternativer for trasé for luftlinje og sjøkabel. Dette tekniske forprosjektet vil belyse fordeler, ulemper og kostnader forbundet med de ulike traséene.

I de innledende forarbeidene og nettstudiene har man vurdert et større bilde av nettet, men denne rapporten begrenses til de tekniske anleggene og arbeidene med kraftledningen Langeland-Otteråi. Øvrige planer for nettet og tilgrensede konsesjonssøknader er ikke behandlet.

Traseplanleggingen er basert på topografisk kart, gjennomført befaring og informasjon fra offentlige tilgjengelige databaser om skred-, ras- og flomutsatte områder, kulturminner, friluftsliv og natur- og miljøverdier. Høringsinnspill til meldingen er vurdert med hensyn på muligheter for å justere traseer. Det har videre vært kontakt med Statens Vegvesen, BKK Nett og Tysnes kommune

Det er tenkt å benytte H-master av kompositt, med planoppheng, og med fase- og mastebeinsavstand 5,0 m. I master med store belastninger, typisk store vinkler, langspenn, forankringsmaster eller lignende kan det bli benyttet koniske master av stålrør. Planlagt linetverrsnitt er Feral 240 eller 454-AI59 med gjennomgående OPGW.

Det foreligger to alternative traséer for kryssing av Langenuen med sjøkabel. Hver trasé er på hhv 2,3 og 4,1 km.

Avhengig av trasévalg og hvor mye sjøkabel som skal brukes er foreløpige estimat at prosjektet vil koste mellom 135 og 165 MNOK.

► **Innhold**

1	Innledning	6
2	Formål, begrensninger og forutsetninger	7
2.1	Formål	7
2.2	Begrensninger og forutsetninger	7
3	Beskrivelse av dagens nettanlegg	8
3.1	Eksisterende 66 kV-forbindelse	8
3.2	Transformatorstasjoner	8
4	Bakgrunn og begrunnelse for tiltaket	9
4.1	Kraftledningen	9
4.2	Sjøkabelen	9
5	Valg av systemløsning	10
5.1	Forutsetninger for valg av systemløsning	10
5.2	0-alternativet – vedlikehold av dagens anlegg	10
5.3	Vurderte, men forkastede systemløsninger	11
5.3.1	<i>Bygge ny ledning i eksisterende trase</i>	11
5.3.2	<i>Ny 132 kV forbindelse Langeland - Midtfjellet - Årskog</i>	12
5.4	Valgt systemløsning	12
5.5	Transformatorstasjoner	13
6	Teknisk beskrivelse - sjøkabler	14
6.1	Kabeltype og overføringskapasitet	14
6.2	Sjøkabeltraséer	15
6.2.1	<i>Ersvika-Huftarøy</i>	16
6.2.2	<i>Stølsvika-Huftarøy</i>	16
6.2.3	<i>Innføring til Otteråi</i>	16
6.2.4	<i>Landtak i Ersvika (Reksteren)</i>	18
6.2.5	<i>Landtak i Stølsvika (Reksteren)</i>	18
6.3	Kabelløsninger i Bårdsundet	19
6.3.1	<i>Landtak i Bårdsundet og Flygansværvågen</i>	19
6.4	Kabel Otteråi-Vardaneset	20
6.5	Investeringskostnad for 170 kV sjøkabel	20
7	Teknisk beskrivelse – luftledning	22
7.1	Mastetype og ledningsdata	22
7.2	Valg av mastetype	22
7.2.1	<i>H-master i kompositt</i>	22
7.2.2	<i>Rørmaster i kompositt eller stål</i>	23
7.2.3	<i>Vurdering og valg av mastetyper</i>	24
7.3	Kostnads kalkyle for luftledning	24
7.4	Kostnader for bruk av FeAl 120 vs FeAl 240	25
7.5	Elektromagnetiske felt og nærføring til bebyggelse	25

7.5.1	<i>Om elektromagnetiske felt</i>	25
7.5.1	<i>Dagens situasjon</i>	26
7.5.2	<i>Ny situasjon</i>	27
7.5.3	<i>Magnetfeltberegninger</i>	28
8	Trasebeskrivelse	34
8.1	Trasealternativ 1.0	35
8.2	Trasealternativ 1.1	38
8.3	Trasealternativ 1.2	38
8.4	Trasealternativ 1.3	38
8.5	Trasealternativ 1.4	38
8.6	Trasealternativ 1.5	39
8.7	Trasealternativ 1.6	40
8.8	Trasealternativ 1.0.3	41
8.9	Trasealternativ 2.0	43
8.10	Trasealternativ 2.1	45
8.11	Trasealternativ 2.2	46
9	Anleggsgjennomføring og sanering	47
9.1	Sjøkabel	47
9.1.1	<i>Utlekking i sjø</i>	47
9.1.2	<i>Landtak</i>	48
9.1.3	<i>Sanering av sjøkabel</i>	48
9.1.4	<i>Kostnader for sanering av sjøkabelen</i>	49
9.2	Luftledning	50
9.2.1	<i>Arbeid knyttet til bygging av luftledningene</i>	50
9.4	Kostnads kalkyle for riving av luftledning	53
10	Sikkerhet og beredskap	54
10.1	Utførte vurderinger	54
10.2	Naturfare	54
10.3	Infrastruktur - kryssing og nærføringer	55
10.4	Bebyggelse og ytre miljø	55
10.5	El-sikkerhet og beredskap	55
11	Teknisk - Økonomisk analyse	57
11.1	Basisestimat	57
11.2	Reksteren - Huftarøy	58
11.3	Alternativer for kryssing av Bårdsundet og Langenuen	59
12	Referanser	60

1 Innledning

Haugaland Kraft Nett (HKN) vil søke konsesjon på ny 132 kV kraftledning og sjøkabel mellom transformatorstasjonene Langeland i Tysnes kommune og Otteråi i Austevoll kommune. Ledningen skal erstatte dagens 66 kV ledning og sjøkabel mellom de to stasjonene. 66 kV ledningen er i dårlig teknisk stand og har for liten kapasitet for fremtidig behov. Ny ledning skal de første årene driftes med 66 kV spenning.

Norconsult har utarbeidet melding for tiltaket og er nå i ferd med å utarbeide konsesjonssøknaden for ny kraftledning Langeland -Otteråi. Som et ledd i dette arbeidet har man valgt som første steg å utrede tekniske løsninger og traséer for luftledningen og for sjøkabelen. Eventuelle endringer i Langeland og Otteråi transformatorstasjon vil også bli kort omtalt. De tekniske utredningene vil danne grunnlag for videre konsekvensutredninger og for å avgjøre hvilke løsninger det skal søkes konsesjon på.

Denne rapporten beskriver tekniske og økonomiske forhold knyttet til utskifting og forsterkning av 66 kV kraftledningen mellom transformatorstasjonene Langeland og Otteråi. Nye nettanlegg skal forberedes for fremtidig drift med 132 kV spenning.

Nullalternativet er kort beskrevet, men ikke nærmere detaljert i denne rapporten.

Alternative systemløsninger nevnes, men utredes ikke i denne rapporten.

2 Formål, begrensninger og forutsetninger

2.1 Formål

Formålet med teknisk forprosjekt er å komme fram til gode byggbare tekniske løsninger slik at man har et best mulig underlag for å utarbeide konsesjonssøknaden. Grundige vurderinger av ulike løsninger før søknad om konsesjon vil gi færre tekniske og økonomiske endringer i forbindelse med saksbehandlingen, prosjektering og bygging av ledningen.

2.2 Begrensninger og forutsetninger

I de innledende forarbeidene og nettstudiene har man vurdert et større bilde av nettet, mens denne rapporten begrenses til de tekniske anleggene og arbeidene med kraftledningen Langeland-Otteråi. Øvrige planer for nettet og tilgrensede konsesjonssøknader er ikke behandlet her.

Denne rapporten beskriver de permanente anleggene som planlegges for kraftledningen Langeland-Otteråi.

Tiltak som må gjøres i transformatorstasjonene i forbindelse med ny ledning er ikke utredet, men nevnes i denne rapporten. Videre tiltak i stasjonene for oppgradering til 132 kV på et senere tidspunkt er ikke med i denne rapporten.

Midlertidige og provisoriske anlegg i forbindelse med utbyggingen er ikke behandlet. Det forutsettes drift på eksisterende 66 kV ledning i store deler av byggeperioden. Otteråi stasjon har alternativ forsyning over ledningen Stord-Årskog-Otteråi.

I opprinnelig anleggskonsesjon fra 2007 var HK Nett pålagt å rive 66 kV-ledningen Årskog-Stord innen 12 år etter idriftssettelse av Midtjellet vindkraftverk. I desember 2019 fikk imidlertid HK Nett tillatelse til å beholde denne ledningen. Saken er påklaget til OED.

Norconsult har ikke utført stabilitetsanalyser i forbindelse med teknisk forprosjekt, men forutsetter at systemløsningen som foreslås tilfredsstiller krav til spenningskvalitet, statiske og dynamiske lastforhold i nettet.

Den tekniske rapporten svarer helt eller delvis ut punktene 2, 3, 4, 5 og 6 i NVEs krav til utredningsprogram.

Ved vurdering av sjøkabelutlegging i Bårdsundet er det lagt til grunn at fartøyet kommer seg fram og at utlegging kan skje i samme mønstring som for sanering og utlegging av sjøkabelen mellom Reksteren og Huftarøy.

3 Beskrivelse av dagens nettanlegg

3.1 Eksisterende 66 kV-forbindelse

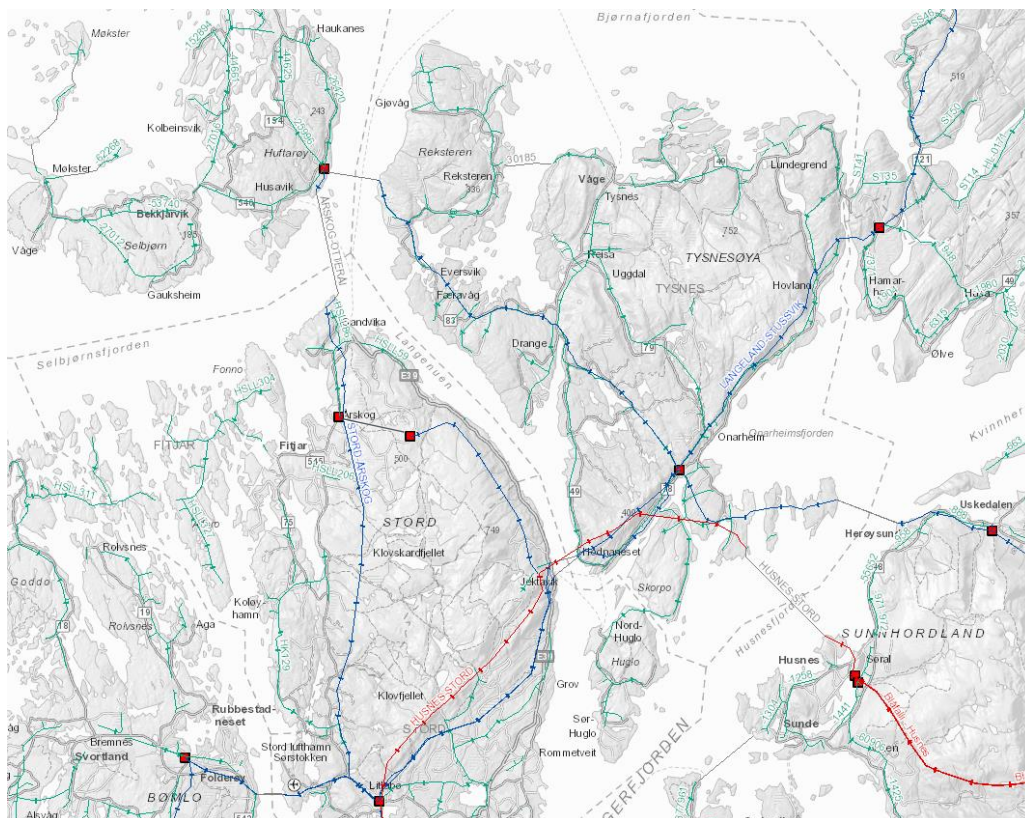
Dagens 66 kV-ledning mellom Langeland og Otteråi er en ca. 20,5 km lang enkeltkurs FeAl 50 26/7 og Feral 70 12/7 bygd på trestolper med høyde 8-16 m. Byggeforbudsbeltet langs ledningen er satt til 26 m. Ledningen er på flere delstrekninger parallelført med 22 kV-ledninger der minsteavstand mellom ytterfasene på de to ledningene varierer mellom 3 og 6 m.

Sjøkabelen over Langenuen mellom Reksteren i Tysnes og Huftarøy i Austevoll ble etablert i 1976 og er ca. 3 km lang. Sjøkabelen er av type 72,5 kV OKRA oljetrykkskabel 3x1x95 mm² med kobberleder. Overføringskapasitet på ledning og kabel ligger i området 40-45 MW ved 66 kV driftsspenning.

Kraftledningen mellom Langeland og Otteråi inngår i en 66 kV ring.

3.2 Transformatorstasjoner

Langeland og Otteråi transformatorstasjon har innendørs 66 kV bryteranlegg med kabelinnføring og med kabelendemaster plassert like utenfor stasjonsveggen. Otteråi stasjon i Austevoll har tosidig innmating med forsyning via Årskog transformatorstasjon på Fitjar og fra Langeland stasjon på Tysnes. Langeland transformatorstasjon har innkommende 66 kV forbindelser fra Otteråi og Stussvik samt to ledninger fra Stord.



Figur 3-1: Utsnitt av nettanlegg i Sunnhordland år 2019. Kilde: NVE Atlas

4 Bakgrunn og begrunnelse for tiltaket

Kraftsystemutredningen for Sunnhordland og Nord Rogaland fra 2018 omtaler behovet for å bygge ny kraftledning fra Langeland stasjon på Tysnes til Otteråi sekundærstasjon i Austevoll. Utløpt teknisk levetid på dagens anlegg og hensynet til forsyningssikkerhet er de viktigste årsakene til at det kreves oppgraderinger av kraftforbindelsen. Begrunnelsen for tiltaket er noe mer utdypet i punktene under.

4.1 Kraftledningen

Dagens 66 kV kraftledning med FeAL nr. 50 26/7 og FeAl nr. 70 12/7 liner ble i hovedsak bygget for 55 – 65 år siden og den gang opprinnelig for drift på 22 kV. Den tekniske tilstanden på ledningen tilsier at fremtidige vedlikeholdskostnader vil øke vesentlig. Av det følger også økt feilfrekvens og utetid på ledningen i forbindelse med feil, forebyggende vedlikehold og reparasjoner.

Overføringskapasiteten på dagens ledning er 400 A som ved 66 kV gir rundt 45 MW. Ny ledning Langeland – Otteråi vil ha en kapasitet på 1000 A som med driftsspennning på 66 kV gir en overføringskapasitet på rundt 100 MW og ved 132 kV om lag 200 MW. I praksis er det høyt spenningsfall som gir begrensninger på overføringskapasiteten. Overgang til 132 kV på ledningen Langeland – Otteråi er derfor nødvendig for å opprettholde forsyning til Fitjar og Austevoll ved bortfall av sentralnettforbindelsen på Midtfjellet. Uttak i Årskog og Otteråi er 31,9 MW 2018

Forventa utvikling Årskog og Otteråi er 47,9 MW i 2022. Det forventes stor lastøkning i Årskog. Spenningskollaps kan skje ved 35-40 MW mot Otteråi.

4.2 Sjøkabelen

Sjøkabelen over Langenuen er en ca. 3 km lang 72,5 kV oljetrykkskabel - med 95 mm² kobberleder - som ble lagt ut i 1976. Den tekniske tilstanden på kabelen kan beskrives som tilfredsstillende. Det er ingen umiddelbar fare for lekkasje fra kabelen, men det vil alltid være en viss fare for oljelekkasjer fra oljetrykkskabler og risikoen øker med alder på kabelen. Kappe og stålarmeringen ligger utsatt til for skade og korrosjon i strandsonen ved overgang mellom sjø og land.

Overføringskapasiteten til sjøkablene ligger på rundt 40 MW som er i det samme området som ledningen. Behovet for økt kapasitet og overgang til 132 kV tilsier at kablene bør byttes ut samtidig med oppgradering av luftledningen. Utskifting av sjøkabelen vil i tillegg gi større frihetsgrad i valg av ledningstrase.

5 Valg av systemløsning

5.1 Forutsetninger for valg av systemløsning

Forutsetninger for valg av systemløsning ligger i de faktiske forholdene som er kjent, planer og forventninger om fremtidig utvikling i forbruk og produksjon:

- Beholde 66 kV-forbindelsen Stord - Årskog. Status per mars 2020: NVE har godkjent søknad fra HK Nett om å beholde ledningen, men saken er påklaget til OED.
- 66 kV kabel mellom Årskog og Midtfjellet ligger normalt med spenning, men frakoblet i Midtfjellet.
- Det er behov for reserveforbindelse mellom Langeland, Årskog og Midtfjellet.
- Overgang til 132 kV i dette nettområdet forventes rundt år 2030-2040
- Planlagt maksimal overføringskapasitet tilpasses nødvendig overføringsbehov for scenario Industri i Kraftsystemutredning for Sunnhordland og Nord Rogaland.
- Kraftforbruket i nettområdet er i 2019 rundt 32MW og viser en økende trend

Tekniske forutsetninger og krav til kraftledningen er listet opp i tabell 5-1.

Tabell 5-1: Tekniske forutsetninger og krav til den planlagte kraftledningen Langeland - Otteråi

Tema	Beskrivelse
Spenningsnivå	66 kV med overgang til 132 kV rundt 2030-2040
Strøm	Nye anleggsdeler skal dimensjoneres for rundt 1000 A
Stasjoner	Ny ledning tilkobles eksisterende stasjoner på 66 kV. Ombygging av stasjoner vil skje på et senere tidspunkt.
Innføring til stasjon	Kabling mellom endemast og stasjon
Avstandskrav til ledninger	Minst 10 m mellom ytterfasene ved bygging i parallell med 66 kV og 22 kV ledning.
Rettighetsbelte	30 m
Trase og tomtearealer	Behov for erverv av nye arealer er ikke til hinder for foreslåtte løsninger
Kryssing av veier	Kryssing av veier er ingen hinder for kraftledning

5.2 0-alternativet – vedlikehold av dagens anlegg

Nullalternativet er definert som «videre drift av dagens ledning». Dette innebærer:

- Fortsatt drift med 66 kV på dagens ledning og kabel
- Tilstandskontroller og utskiftning av komponenter etter hvert som tilstanden blir så dårlig at de må skiftes ut

Nullalternativet er gunstig med hensyn på:

- Nåverdien i samfunnsøkonomisk analyse - siden investeringene utsettes i tid

Nullalternativet vil medføre noen ulemper:

- Uten oppgradering av ledningen medfører nullalternativet at forsyningssikkerheten til Fitjar og Austevoll gradvis svekkes med økende last.
- Løsningen bidrar ikke til mindre nett-tap. Reduksjon i nett-tap er et godt bidrag til effektiv energiutnyttelse og reduserer behovet for ny produksjon
- Det vil bli behov for mange utkoblinger av ledningen fram til alle komponenter er skiftet ut. Vi antar at utskifting komponent for komponent blir om lag 20 % dyrere enn å bygge ny ledning. Når alle komponenter er skiftet ut, er den på en måte forholdsvis ny, men likevel med samme liner og spenningsnivå som før. Dette fører til større tap og mindre overføringsevne enn ved bygging av ny ledning. Mindre overføringsevne kan også føre til problemer med å opprettholde forsyningssikkerheten og tilknytningsplikten i nettområdet. I tillegg er det en dårlig systemmessig løsning der spenningsfall gir betydelig redusert reserve mot Austevoll og Fitjar.
- Eksisterende ledning gir ingen rom for samfunnsutvikling og det grønne skifte.
- Uten ny ledning vil det bli utfordringer med kraftforsyning i forbindelse med ny E39

Å øke tverrsnittet eller heve spenningen på eksisterende ledning vil kreve ny konsesjon, prosjektering og bygging av en helt ny ledning. Dette er beskrevet i kapitlet om vurderte, men forkastede løsninger.

5.3 Vurderte, men forkastede systemløsninger

Flere systemløsninger er vurdert i forbindelse med utskifting av ledningen Langeland-Otteråi og øvrige oppgraderinger av regionalnettet i området.

5.3.1 Bygge ny ledning i eksisterende trase

Bygging av ny 66 eller 132 kV ledning i eksisterende trase innebærer stykkevis riving av gammel ledning og deretter bygging av ny ledning. Ledningen vil være ute av drift i kortere og lengre perioder av gangen og det vil kunne ta opptil flere dager å reetablere forsyning over denne ledningen. Dagens ledning går rett ved siden av 22 kV ledninger på store deler av strekningen. Krav til avstand mellom ytterfaser er 10m. Ny ledning måtte da blitt flyttet litt bort fra 22 kV ledningen for å kunne jobbe trygt og sikkert. I praksis betyr det en utvidelse av dagens rettighetsbelte.

På enkelte strekninger passerer ledningen nær bebyggelse slik at små justeringer av traseen vil være fordelaktig.

Fordelen med bygging i eksisterende trase vil være å utnytte eksisterende rettighetsbelte og å få samlet inngrep i naturen der traseen går parallelt med 22 kV-ledninger.

Dagens trase er lite egnet for en 132 kV ledning av flere grunner:

- Nærføring til bebyggelse
- Avstand til 22 kV-ledning
- Mange vinkler og en «unaturlig» trase for en 132 kV-ledning
- Kostbar løsning – traselengde og mange vinkelmaster og lite rasjonell anleggsgjennomføring
- I tillegg vil dette gi en lengre ledningstrase med mange vinkelmaster som er større og mer dominerende i terrenget enn bæremaster.
- Mange utkoblinger av dagens ledning under byggeperioden

Alternativet er vurdert, men forkastet på grunn av ovennevnte forhold.

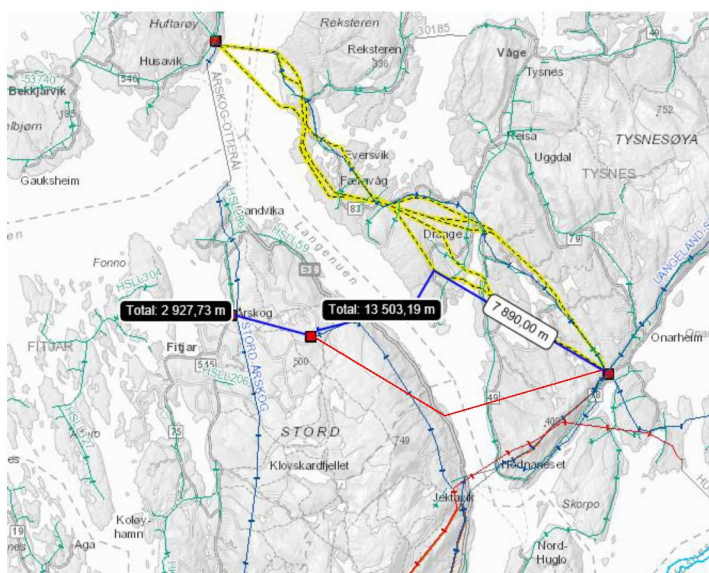
5.3.2 Ny 132 kV forbindelse Langeland - Midtfjellet - Årskog

Som alternativ systemløsning er det vurdert å gå korteste vei med en kraftig 132 kV forbindelse mellom Langeland og Årskog. Traselengde 11 km ledning og 2 km sjøkabel fram til Midtfjellet. Videre ca. 3 km med jordkabel eller luftledning til Årskog stasjon. Mellom Årskog og Otteråi en dobbelkurs ledning 132 (66) kV. Ny sjøkabel ved fjordkryssing mellom Stord og Huftarøy.

Dette alternativet gir en vesentlig kortere trase, et lavere nettap og mindre terrenginngrep. Denne løsningen vil sikre tosidig forsyning til Årskog, og en dubler men ikke tosidig forsyning til Otteråi.

Ulempene med denne løsningen vil være kostnader for en eller to lange sjøkabler i forbindelsen Otteråi – Årskog. Omfang av sjøkabler vil avhenge av tekniske løsningsvalg og hvilke spenningsnivå som velges mot Otteråi.

Alternativet forkastes da det gir en dårligere forsyningsikkerhet til Austevoll og til slutt en like høy kostnad som med dagens systemløsning forutsatt oppgradering til 132 kV i hele ringen.



Figur 5-1: Utsnitt av nettanlegg i Sunnhordaland år 2019. Gul stiplet linje er fra melding om ny kraftledning Langeland - Otteråi. Blå og rød strek er alternativ systemløsning for kraftledning til Årskog. (Kilde kart NVE Atlas)

5.4 Valgt systemløsning

Valgt systemløsning gir ingen endringer fra dagens nettbilde. Regionalnettsringen Langeland – Otteråi – Årskog – Stord - Langeland opprettholdes som i dag

Det nye vil være ny ledningstrase og økt overføringskapasitet. Ved oppgraderinger i nettet må det tas hensyn til lønnsomhet, strategi, tilgrensende nett, forsyningsikkerhet og tilknytningsplikten. Haugaland Kraft Nett har som strategi å oppgradere fra 66 kV til 132 kV i de deler av regionalnett hvor dette er lønnsomt. Spenningsoppgraderingene tas når de viser samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Valgt systemløsning med bygging av ny kraftledning Langeland - Otteråi innebærer følgende:

- Bygging av ca. 20 km ny kraftledning 132 kV Feral 240 eller 454-AI59 i ny trase på store deler av strekningen og delvis i dagens 66 kV trase
- Sanering av ca. 20,5 km ledning 66 kV Feral 50 og Feral 70 Langeland - Otteråi
- Legge ny ca. 2,7 eller 4,1 km sjøkabel TKZA 3x1x 800 mm² Cu Reksteren - Huftarøy og videre i grøft fram til Otteråi stasjon
- Sanere 3 km sjøkabel OKRA 3x1x95 mm² Cu oljetrykkskabel Reksteren - Huftarøy
- Bygge ny 0,1 km jordkabel TSLF 145 kV 3x1x1600 mm² Al inn mot Langeland stasjon (kan utsettes til tidspunkt for overgang til 132 kV)
- Ledningen vil i første omgang driftes på 66 kV

Fordeler med valgt systemløsning:

- Oppfyller krav til økt kapasitet
- Reduserer tap i nettet
- Øker forsyningssikkerheten og gir mindre avbrudd
- Legger til rette for fremtidig overgang til 132 kV
- Reduserer spenningsfallet ved overgang til 132 kV
- Legger til rette for tosidig innmating til alle stasjonene i ringen
- Sanering av ca. 20,5 km 66 kV-ledning som på enkelte partier går nær bebyggelse
- Omlegging/flytting av ledning fra konfliktfylte områder til mindre konfliktfylte område

Ulempene med ny kraftledning er:

- Høye investeringskostnader
- utfordringer med å finne ny ledningstrase som ikke gir for store ulemper
- Flere utkoblinger av ledningen i ombygningsperioden gir periodevis dårligere forsyningssikkerhet enn en ny trase
- Lang tid før gevinst ved overgang til 132 kV kan realiseres
- Store kostnader for overgang til 132 kV i hele ringen

Valgt systemløsning oppfyller spesifikke og generelle krav til kraftledningen og vurderes til å være den mest fremtidsrettede løsningen.

5.5 Transformatorstasjoner

I transformatorstasjonene vil det være små endringer. Her legges det opp til gjenbruk av bryterfelt, styring og vern. Det kan være behov for å skifte strømtransformatorer, ny innstilling av vern og oppdatering av dokumentasjon.

Det legges inn en kostnad på kr. 500.000,- for ombygginger i hver av de to stasjonene.

6 Teknisk beskrivelse - sjøkabler

Ny sjøkabel skal erstatte dagens sjøkabel over Langenuen. Ny kabel vil ha vesentlig større tverrsnitt og isoleres for 132 kV systemspenning. Nye sjøkabler på dette spenningsnivået produseres med PEX isolasjon. Installasjonsarbeid, drift og vedlikehold blir enklere enn for en oljetrykkskabel, og anlegget vil ikke representere noen miljørisiko.

Det vurderes også sjøkabel som alternativ til luftledning ved Bårdsundet.

6.1 Kabeltype og overføringskapasitet

HKN planlegger å legge sjøkabel av typen TKZA med 800 mm² kobberleder. For denne kabeltypen er det ikke relevant med katodeanlegg på land. Valgte kabeltype er å finne på REN beredskapslager på Stord.

Termiske beregninger for sjøkablene er utført med følgende forutsetninger:

Maks. temperatur landtak 15 °C

Nedgravningsdybde landtak og dyrket mark: 0,96 m. 0,9 m overdekning

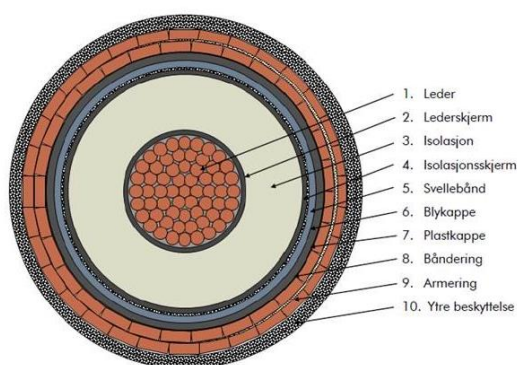
Termisk motstand landtak og i dyrket mark 1,0 K.m/W

Aksialavstand mellom kabler 0,3 m

Armering/blykappe jordes i begge ender.

Ved 90 °C ledertemperatur er belastbarheten for ett kabelsett i flat forlegning:

TKZA 800mm ² med rund armering	1060 A
TKZA 800mm ² med flat armering	1053 A
TKZA 400mm ² med rund armering	751 A
TKZA 400mm ² med flat armering	751 A



Kabelens vekt i luft: ca 37 kg/m

Nr	Innhold	Nominell tykkelse mm	Nominell diameter mm
1	Leder, snodde kobbertråder, vannlett	61x4.21 ^o	35.0
2	Ledersjerm, halvledende PEX		
3	Isolasjon, PEX	18.9	75.8
4	Isolasjonssjerm, halvledende PEX		
5	Halvledende svellbånd		
6	Blykappe	2.0	
7	Indre kappe, halvledende polyethylene	2.0	
8	Båndering, halvledende nylonbånd		
9	Armering, flate kobbertråder, ca	30/33 3.5x9.0	
10	Ytre beskyttelse, polypropylene garn og bitumen		112

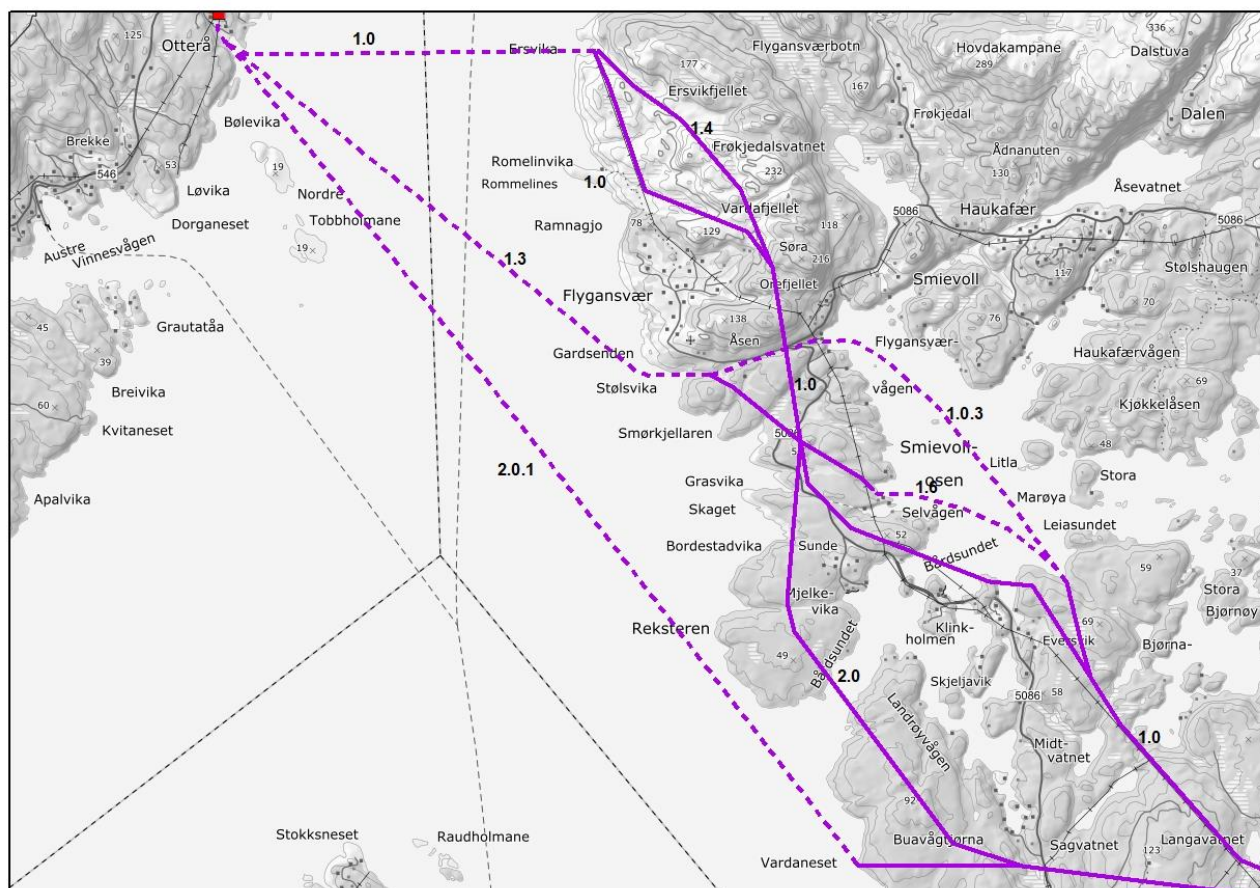


Figur 6-1: Kabelsnitt og tekniske data for typisk sjøkabel med PEX isolasjon og kobberleder

Sjøkabelen legges direkte på sjøbunnen uten noen form for overdekning. Maksimal dybde for 800 mm² kobberkabel er 550 m. For alle landtakene vil sikring i skvalpesonen i tillegg til strekkavlastere måtte vurderes under detaljprosjektering. Av kjente konsept kan det nevnes sikring med PE-rør, nedspyling av kabel eller tildekking med betongplater. Inn på land legges sjøkabelen i tradisjonell kabelgrøft med kabelsand som fundament, omfylling og overdekning.

6.2 Sjøkabeltraséer

Det er vurdert flere alternative sjøkabeltraséer mellom Tysnes og Austevoll. En kort trase 1.0 mellom Ersvika i øst og Huftarøy i vest, og en lengre trase 1.3 mellom Stølsvika og Huftarøy. Den er vesentlig lengre enn 1.0. Det er utført survey langs disse traseene, slik at dybdeforholdene er kjent.



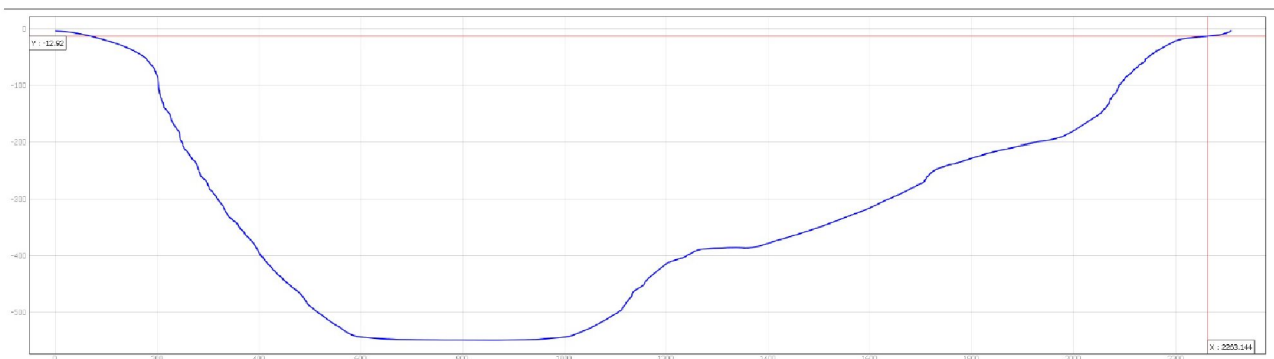
Figur 6-2: Alternative sjøkabeltraséer vist med stiplede streker. Heltrukne streker er luftledning.

Videre er det i høringsinnspill kommet opp forslag om kabling over Bårdsundet trase 1.6, gjennom Smievolløsen i trase 1.0.3 og en lang kabel mellom Huftarøy og Vardaneset, trase 2.0.1. Kabel gjennom Smievolløsen er også foreslått i kombinasjon med Stølsvika – Huftarøy, trase 1.3 og 1.0.3. Da med jordkabel Flygansværvågen - Stølsvika.

Grunnforholdene er ikke kartlagt for de tre trasealternativene.

6.2.1 Ersvika-Huftarøy

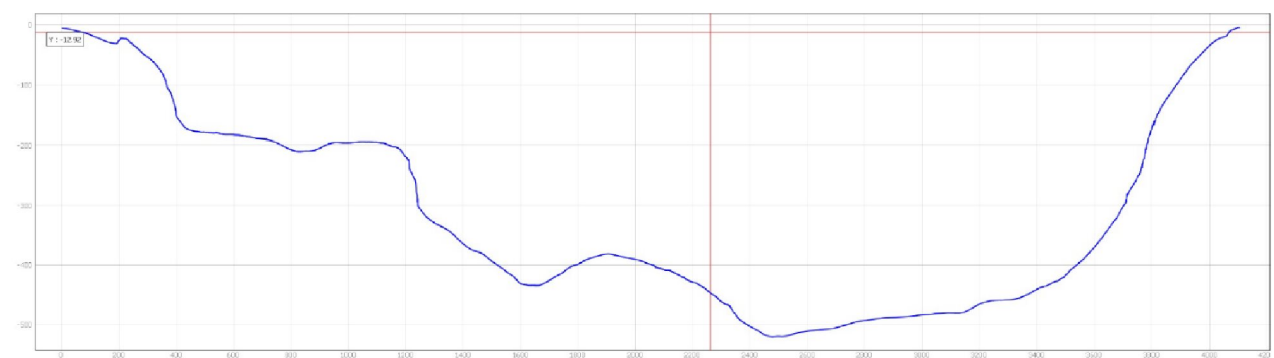
Sjøkabeltrasé 1.0 er ca. 2,3 km i horisontalplanet. Ut fra Ersvika på Reksteren er det forholdsvis bratt nedstigning til det dypeste punktet på ca. 550 m. Kablene vil ligge på dette dypet i ca. 400 m før det blir slak og jevn oppstigning til Huftarøy. Kabellengden er estimert til 2700 m mellom landtakene.



Figur 6-3: Lengdeprofil for sjøkabel Ersvika - Huftarøy. Ersvika til venstre på figuren.

6.2.2 Stølsvika-Huftarøy

Sjøkabeltrasé for alternativ 2 er ca. 4,1 km i horisontalplanet. Ut fra Stølsvika på Reksteren går traséen bratt nedover til 400 m før det slaker noe ut mot dypeste punkt på ca. 520 m. Opp mot Huftarøy går det trappevis. Det kan se ut som om kablene vil få noe heng på enkelte partier av traséen, men det anses ikke som problematisk. Kabellengde er estimert til ca. 4400 m mellom landtakene.



Figur 6-4: Lengdeprofil for sjøkabel Huftarøy - Stølsvika. Stølsvika til høyre på figuren.

6.2.3 Innføring til Otteråi

Det er sett på flere mulige løsninger på innføringen inn mot Otteråi stasjon. Følgende mulige løsninger er vurdert:

- Samme løsning som i dag med kabelendemast ved landtaket, luftledning fram til stasjonen og overgang til kabel ved innføring i stasjonsbygget
- Sjøkabel i grøft på hele strekningen i sjø via landtak til stasjon
- Overgang til vanlig jordkabel ved landtak og deretter jordkabel i grøft fram til stasjonen



Figur 6-5: Innføring til Otteråi. Kabel i grøft mellom landtak og stasjon

Ut fra en helhetsvurdering foreslås det å gå med kabel i grøft - enten med sjøkabel eller med jordkabel - helt fram til stasjonen. Med overgang til jordkabel etableres en betongkloss med strekkavlastning, armeringsavtak og jordkabelskjøt i samme arrangement. Videre opp til stasjon legges kabel i ordinær grøft i en lengde på ca. 250 m. Det er trolig enklere og en teknisk bedre løsning å gå med sjøkabel helt inn til stasjonen, men kostnadene blir noe høyere sammenlignet med jordkabel. Dersom en velger sjøkabel helt inn til stasjon, anbefales det å etablere strekkavlastere noen meter opp fra høyeste flomål. Et mulig konsept kan være å støpe øyebolter til grunnen og feste egnede stropper eller kinafinger til kablene før grøften fylles igjen.

Et mulig konsept for strekkavlastning på sjøkabel er vist i figur nedenfor.



Figur 6-6: Betongblokk som strekkavlastning for sjøkabel til venstre og konsept for strekkavlastere til høyre

6.2.4 Landtak i Ersvika (Reksteren)

I Ersvika er det skissert to mulige ilandføringer. Trolig er det lite eller ingen behov for sprenging. Det må vurderes om det skal bygges anleggsvei hit eller om all rigg må foretas via lekter. Mest sannsynlig blir det rigg via lekter. Det foreslås å trekke sjøkabel helt opp i endemast og ta armeringsavtaket der. Grøfta vil ha en lengde på ca. 50-60 m.



Figur 6-7: Mulige traseer for landtak av sjøkabel i Ersvika

6.2.5 Landtak i Stølsvika (Reksteren)

Stølsvika ligger nær eksisterende vei og det vil derfor ikke være nødvendig med lekter for adkomst. I likhet med Ersvika foreslås det å trekke sjøkabelen helt opp i mast og ha strekkavlastere like over høyeste flomål. Det er sannsynligvis ikke behov for sprenging ved opparbeiding av grøft.



Figur 6-8: Mulig trase for landtak av sjøkabel i Stølsvika

6.3 Kabelløsninger i Bårdsundet

Etter høring av meldingen, har NVE stilt krav om at det skal vurderes kabel som alternativ til ledning for kryssing av Bårdsundet. For sjøkabelløsning i Smievolløsen er det sett på en kort trasé (alternativ 1.6) på ca. 1,5 km og en lengre trase (alternativ 1.0.3) på ca 2,3 km.

Det er ikke utført survey med kartlegging av sjøbunnen på denne strekningen. Basert på eksisterende sjøkart synes det som maksimal dybde er 100 m.

6.3.1 Landtak i Bårdsundet og Flygansværvågen

Tilkomst vil være via lekter fra sjøsiden eller via anleggsvei som går fram til endemast og videre ned til sjøen. Figur nedenfor viser mulige løsninger for ilandføring. Det foreslås å trekke sjøkabel – i begge ender - helt opp i endemast.



Figur 6-9: Landtak for sjøkabel i Bårdsundet. Bjørnavika i sør til venstre og Bjørnavika i nord til høyre.



Figur 6-10: Landtak for sjøkabel i Flygansværvågen.

6.4 Kabel Otteråi-Vardaneset

Blant høringsinnspillene er det forslag om kabling fra Huftarøy (Otteråi) frem til Vardaneset. Traseen er ikke utredet, men det er gjort en kostnadskalkyle for en 7,2km lang sjøkabel på denne strekningen.

6.5 Investeringskostnad for 170 kV sjøkabel

Kostnadskalkylen for sjøkabel er vist i Tabell 6-1 og 6-2. De kalkylene viser kun kostnader for kablene. Dette gir ingen god oversikt over de totale kostandene for hele kraftforbindelsen, siden lengden på luftledningen vil avhenge av kabellengden.

Senere i rapporten under Teknisk-økonomiske analyser er kabel og ledning sett under ett. Der får man et bedre helhetsbilde på kostnader for de ulike kabelalternativene og for de ulike ledningstraseene.

Tabell 6-1: Kostnadskalkyle for 170 kV sjøkabel fra Reksteren fram til Otteråi stasjon

Beskrivelse	Ersvika – Huftarøy 2,7+0,3 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK	Stølsvika – Huftarøy 4,4+0,3 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK
Rigg og drift 10%	4 000 000	5 000 000
170 kV sjøkabel 2700m og 4400m	23 700 000	39 900 000
Utlegging	11 000 000	11 000 000
170 kV sjøkabel opp til Otteråi stasjon 250m	2 250 000	2 250 000
Terminering av 170 kV Otteråi	360 000	360 000
Terminering av 170 kV Reksteren	300 000	300 000
Opparbeide landtak grøft	3 000 000	3 000 000
Grøft mellom sjø og stasjon 250m	1 000 000	1 000 000
Prosjektering 5%	2 000 000	2 500 000
Byggherrekostnader 5%	2 000 000	2 500 000
Sum sjøkabelanlegg Reksteren-Huftarøy	49 610 000	67 810 000

Kostnadskalkyle for sjøkabel ved kryssing av Bårdsundet og flere andre alternative strekninger er vist i Tabell 6-2.

Tabell 6-2: Kostnadskalkyle for 170 kV sjøkabel for kryssing av Bårdsundet, Smievolløsen og for lengre strekninger som Otteråi via Stølsvika til Bjørnavika samt mellom Otteråi og Vardaneset.

Beskrivelse	Bårdsundet 1,5 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK	Smievolløsen 2,3 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK	Otteråi- Stølsvika- Bjørnavika 7,2 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK ***	Otteråi- Vardaneset 7,2 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK ***
Rigg og drift 10%	2 000 000	2 300 000	7 000 000	7 000 000
170 kV sjøkabel 1500m-2250m- (6200+1000) m-7200m	13 500 000	20 000 000	60 800 000	64 800 000
Ekstra endemaster	3 200 000	3 200 000		
Utlegging *	2 000 000	4 000 000	15 000 000	15 000 000
Terminering inkl montasje	600 000	600 000	600 000	600 000
Opparbeide landtak	3 000 000	3 000 000	3 000 000	3 000 000
Grøft Stølsvika – Smievolløsen og ved Otteråi	0		4 000 000	
Prosjektering 5%	1 500 000	1 500 000	3 500 000	3 500 000
Byggherrekostnader 5%	1 500 000	1 500 000	3 500 000	3 500 000
Sjøkabelanlegg	27 300 000	36 100 000	97 400 000	97 400 000

7 Teknisk beskrivelse – luftledning

7.1 Mastetype og ledningsdata

Tabell 7-1: Tekniske data for kraftledningen Langeland - Otteråi

Beskrivelse	Spesifikasjon
Type	Komposittmast, evt stålrørsmast
Travers	Brunmalt travers i stål eller aluminium
Systemspenning	66 kV i første omgang, 132 kV senere
Isolasjonsnivå	145 kV
Strømførende liner	Feral 240 eller 454-AI59
Toppliner	Hele strekningen (OPGW)
Isolatorer	Hengeisolatorer av herda glass eller kompositt
Avstand fase - fase	Normalt 5 meter. Noe større i lange spenn/spesialspenn (6 - 7 meter)
Båndlagt belte/byggeforbud	Ca. 30 m
Mastebilde	Se figur

7.2 Valg av mastetype

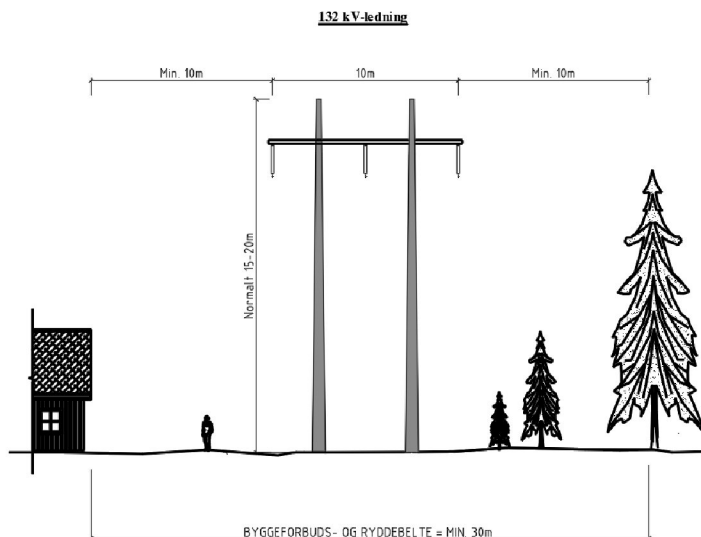
Følgende mastetyper er vurdert:

- H-mast i kompositt med planoppheng
- Rørmast i kompositt eller stål

Rørmastene vil være tilnærmet like i utseende uavhengig av materialvalg. Fagverksmaster er ikke vurdert for denne ledningen.

7.2.1 H-master i kompositt

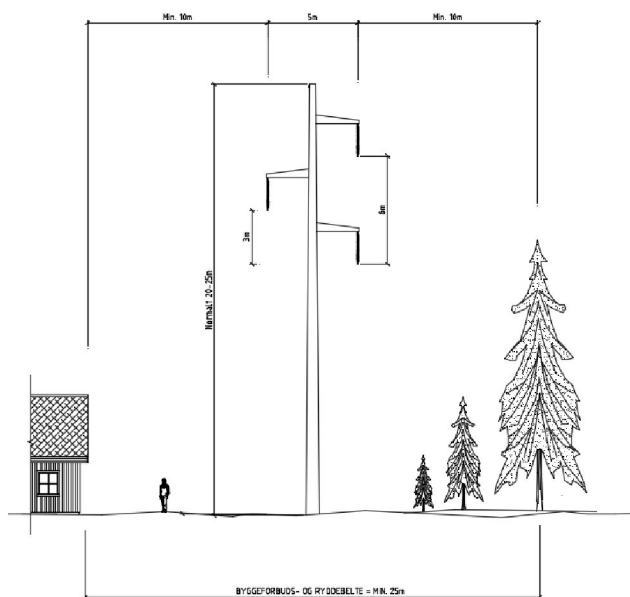
Kompositt er mer kostbart enn tre, men har lenger levetid og lett og sterk konstruksjon som muliggjør lengre spenn (færre master). Mastene har ikke korrosjonsproblematikk. Ulempene er knyttet til mer omfattende fundamentering og mer sårbare for slag («skjøre»), noe som krever mer varsom håndtering under bygging. De vil vel også prosjekteres med høyere master slik at man reduserer antall master (ca. 20%) sammenlignet med tremaster.



Figur 7-1: 132 kV H-mast med stolper i tre eller kompositt. Byggeforbud og ryddebelte min. 30 meter

7.2.2 Rørmaster i kompositt eller stål

Rørmaster er høyere enn H-master for samme spenningsnivå og dimensjon på lina, hvilket i noen tilfeller kan være en fordel, eller en ulempe. Det er også en fordel at traseen for rørmaster er 5 m smalere. Ulempene er dog først og fremst knyttet til mer omfattende fundamentering, samt noe tyngre master. Høyere master med trekantoppheng kan rage over tretoppene og således være mer synlige.



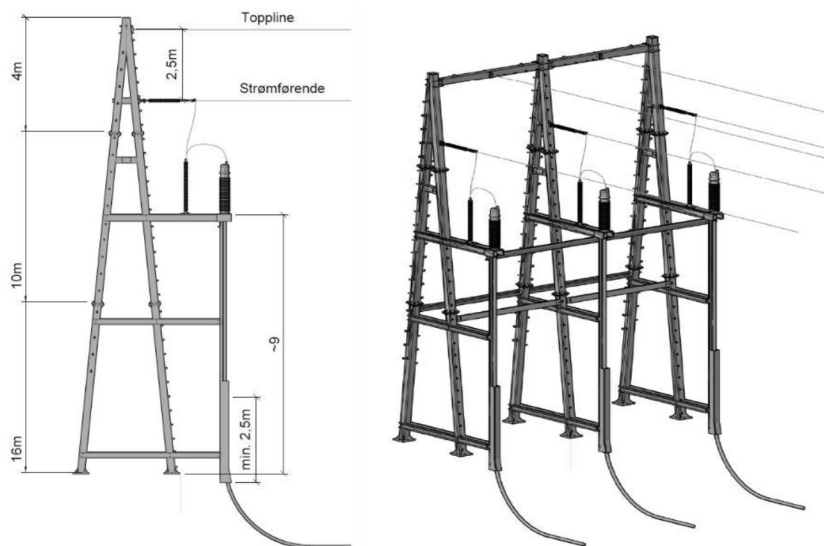
Figur 7-2: 132 kV-rørmast i kompositt eller stål, enkeltkurs. Bygge- og ryddebelte min. 24 meter. Toppline er ikke tegnet inn.

7.2.3 Vurdering og valg av mastetyper

H-mast med planoppheng er foreslått som mest egnet siden dagens linjer i området er bygd med den type master. Rørmaster vil være høyere og ruve mer i terrenget.

Det er tenkt benyttet H-master av kompositt, med planoppheng, og med fase- og mastebeinsavstand 5,0 m. I master med store belastninger, typisk store vinkler, langspenn, forankringsmaster eller lignende kan det bli benyttet koniske master av stålrør. Disse males i brun farge, og er av utseende lik ei komposittmast. Komposittmaster fundamenteres ved nedspregning/graving, ev. med et stålbeslag som borres/boltes fast i fjell. For stålrørmaster benyttes et betongfundament.

Det er planlagt med kabelendemast i stål ved overgang til stasjonsanlegget i Langeland og ved overgang til sjøkabel.



Figur 7-3: Mastebilde 132 kV kabelendemast i stål

7.3 Kostnadskalkyle for luftledning

Basisestimat for luftledning er beregnet for trasealternativ 1.0.

Det er foretatt kostnadsestimater for samtlige alternativer, men vi finner at disse er så like (mindre forskjeller i traselengde), at ytterligere beregninger ikke er vist her.

Tabell 7-2: Kostnadsestimat for kraftledning med Feral 240 og H-master i kompositt, trasealternativ 1.0. Lengde ca. 20 km.

Beskrivelse	Kostnader NOK
Byggekostnader	37 717 700
Materialkostnader	23 221 200
Rigg og drift estimert til 10%	6 100 000
Sum bygg	67 038 900
Prosjektering 5%	3 351 900
Byggherrekostnader 5%	3 351 900
Sum prosjektering og byggherrekostnader	6 703 800
Sum kostnader ledning 132 kV Langeland - Otteråi trasé 1.0	73 742 700

7.4 Kostnader for bruk av FeAl 120 vs FeAl 240

Det er gjort en vurdering av kostnadsbesparelser ved å redusere tverrsnittet til 120 mm². Vurdering av kostnader gjelder kun luftledningsdelen av kraftforbindelsen. Eventuelle kostnadsdifferanser for sjøkabelen, som følge av endret linetverrsnitt, er ikke vurdert i denne omgang. Det er forutsatt brukt komposittmaster for begge alternativene.

Fordeler

- Gir noe lavere linekostnad (rundt 20%)
- Muligens mindre modul på komposittmastene, og noe tynnere travers (10 kkr pr mast)

Ulemper

- Flere master må ha avspenning pga lett line.
- Fjordspenn må uansett ha et annet linetverrsnitt.
- Noen flere master der det med FeAl 240 er lange spenn (gjelder ikke fjordspenn)

Totalvurdering

Det er antagelig lite eller ikke noe å spare på å redusere linetverrsnittet fra FeAl 240 til FeAl 120 for denne kraftledningen.

7.5 Elektromagnetiske felt og nærføring til bebyggelse

7.5.1 Om elektromagnetiske felt

Rundt alle elektriske anlegg i drift oppstår det lavfrekvente elektromagnetiske felt. Disse inndeles i magnetfelt og elektriske felt. Informasjon om elektromagnetiske felt finnes på Statens stråleverns hjemmeside [3] og i publikasjonen «Bebyggelse nær høyspenningsanlegg» [4].

Elektriske felt er avhengig av spenningen på anlegget og måles i volt per meter (V/m). Slike felt stoppes effektivt av vegger og tak [3]. Elektriske felt omtales derfor ikke mer her.

Magnetfelt oppstår når det går strøm gjennom en ledning og måles i enheten mikrotesla (μT). Størrelsen på magnetfeltet avhenger av strømstyrken gjennom ledningen eller anlegget, avstanden til anlegget og hvordan flere feltkilder virker sammen [4]. Magnetfelt trenger gjennom vanlige bygningsmaterialer og er vanskelig å skjerme [4].

En amerikansk befolkningsstudie fra slutten av 1970-tallet viste at det var en mulig økt risiko for blodkreft (leukemi) hos barn som bodde i nærheten av kraftledninger med magnetfelt over $0,4 \mu\text{T}$ målt som gjennomsnitt over ett år. Mye av bekymringen folk har i forhold til elektromagnetiske felt og høyspenningsanlegg stammer fra denne undersøkelsen. Det er i ettertid utført en rekke befolkningsstudier der forskere har forsøkt å avdekke om det virkelig er en slik sammenheng. Enkelte studier har ikke funnet noen sammenheng, mens andre studier har ikke kunnet utelukke en slik sammenheng.

Omfattende eksperimentell forskning på celler og dyr har ikke avdekket noen sammenheng mellom eksponering for lavfrekvente magnetfelt og utvikling av kreftsykdom [3]. Det er altså ikke dokumentert noen årsakssammenheng mellom magnetfelt og barneleukemi, men på grunn av at det fremdeles er en vitenskapelig usikkerhet, kan man ikke fullstendig utelukke en mulig sammenheng. På bakgrunn av dette har WHO klassifisert lavfrekvente magnetfelt som *mulig kreftfremkallende*. Samme status har for øvrig flere vanlige matvarer og nytelsesmidler.

I Norge opererer vi med en *grenseverdi* og et *utredningsnivå* iht. til strålevernforskriftens §5, hvor det står at «All eksponering av mennesker for ikke-ioniserende stråling skal holdes så lav som god praksis tilsier» [2]. Hensynet til vern mot kjente helseeffekter anses som oppnådd når grenseverdiene overholdes [4].

Grenseverdien for magnetfelt fra strømmettet er $200 \mu\text{T}$. $200 \mu\text{T}$ er en grenseverdi som ifølge Statens strålevern, sikrer befolkningen mot alle vitenskapelig dokumenterte negative helseeffekter forårsaket av lavfrekvente magnetfelt, uavhengig av eksponeringstid [4]. I dagliglivet vil ingen bli eksponert for verdier nær grenseverdien.

I forbindelse med utbyggingsprosjekter som kan medføre feltnivåer over $0,4 \mu\text{T}$ i bygninger i årsgjennomsnitt har Statens strålevern stilt krav om at det skal gjøres utredninger av hvor mange bygg som påvirkes og hvilke feltnivåer disse vil få. I tillegg skal det beskrives gjeldende kunnskapsstatus og sentral forvaltningsstrategi, samt gjøres en vurdering av tiltak med tilhørende kostnader [4]. På bakgrunn av disse utredningene skal det besluttes om tiltak skal gjennomføres eller ikke. Målet er at det søkes å gjennomføre tiltak slik at magnetfeltene kan holdes så lave som praktisk mulig uten at det brukes mye ressurser for å oppnå dette [3].

For områder hvor man kan forvente gjennomsnittlig magnetfelt over utredningsnivået, bør det være et byggeforbud for nye boliger ment for varig opphold. Byggeforbudet gjelder ikke garasjer og andre bygg ment for kortvarig opphold.

7.5.1 Dagens situasjon

Dagens 66 kV ledning mellom transformatorstasjonene Langeland i Tysnes kommune og Otteråi i Austevoll kommune består av en 20,5 km luftledning og 3 km sjøkabelforbindelse.

66 kV-luftledningen består av en enkeltkurs FeAl 50 26/7 og FeAl 70 12/7 med tremaster med høyde 8-16 m. Byggeforbudsbeltet langs ledningen er satt til 26 m. Avstand mellom faser er i beregningene satt til 3 meter. Ledningen er på flere delstrekninger parallelført med 22 kV-ledninger der minsteavstand mellom ytterfasene på de to ledningene varierer mellom 3 og 6 m.

Sjøkabelen over Langenuen mellom Reksteren i Tysnes og Huftarøy i Austevoll ble etablert i 1976 og er ca. 3 km lang. Sjøkabelen er av type 72,5 kV OKRA oljetrykkskabel 3x1x95 mm² med kobberleder.

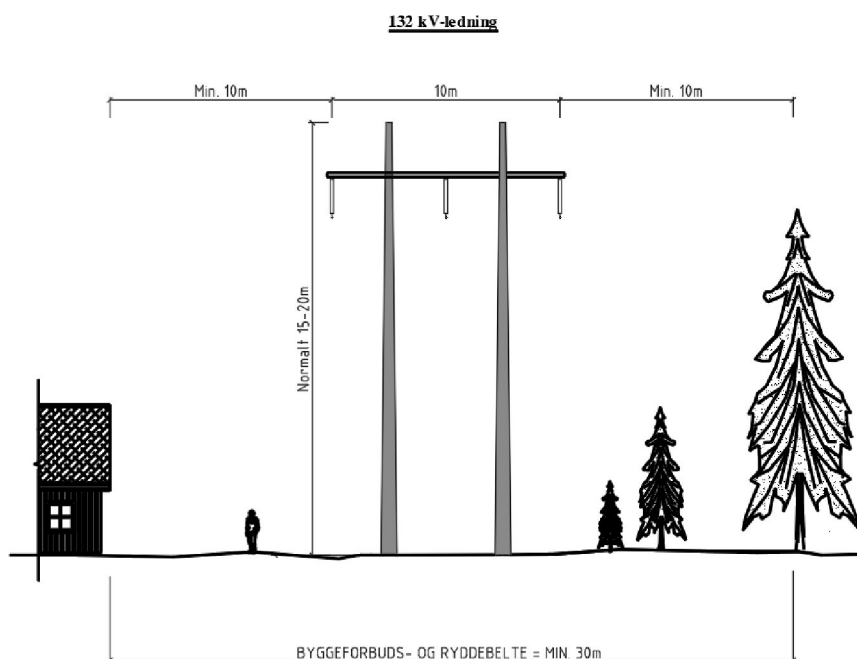
Overføringskapasitet på ledning og kabler ligger i området 40-45 MW ved 66 kV driftsspenning. Overføringskapasiteten er ikke tilpasset framtidig driftsbilde og overføringsbehov.

7.5.2 Ny situasjon

Ny 132 kV ledning skal erstatte dagens 66 kV ledning og sjøkabel mellom transformatorstasjonene Langeland og Otteråi. Valgt systemløsning gir ingen endringer i dagens nettbilde. Regionalnettsringen Langeland – Otteråi – Årskog – Stord - Langeland opprettholdes som i dag.

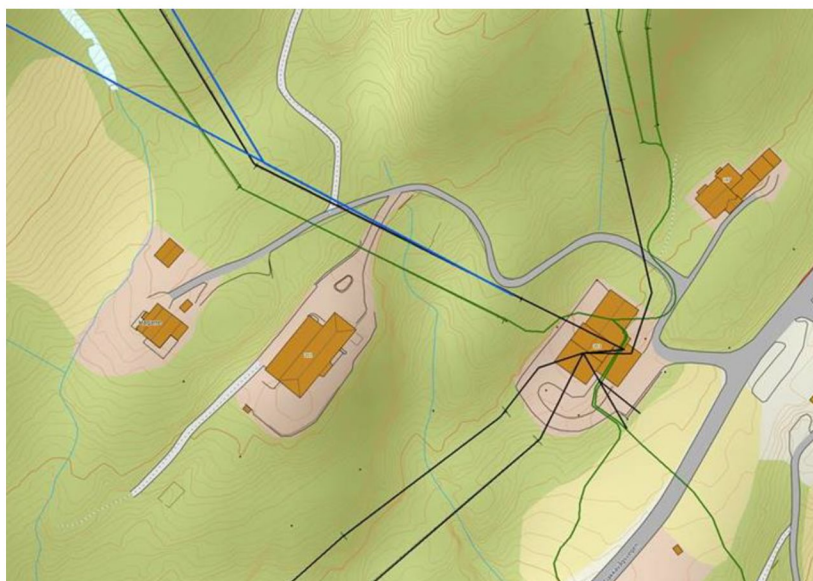
Endringen består i ny ledningstrase og økt overføringskapasitet. Haugaland Kraft Nett har som strategi å oppgradere fra 66 kV til 132 kV i de deler av regionalnett hvor dette er lønnsomt. Spenningsoppgraderingene tas når de viser samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Det er tenkt benyttet H-master av kompositt, med planoppheng, og med fase- og mastebeinsavstand 5,0 m, som vist i figur 7-47-4.



Figur 7-4: 132 kV H-mast med stolper i tre eller kompositt.

Som vist i figur 7-5 vil de planlagte 132 kV-ledningen gå parallelt med eksisterende 22 kV-ledninger eid av BKK Nett i nærheten av noen boliger ut fra Langeland. BKK Nett har oppgitt at årsmiddel for 22 kV-ledning ligger mellom 40-50 A (1,9 MW). Høyden på ledning er 8 meter, faseavstand er 2 meter, og senteravstand mellom planlagt 132 kV mast og 22 kV mast er antatt å være 12 meter.



Figur 7-5: Blå er ny 132 kV trase, svart er eksisterende 66 kV trase og grønn er 22 kV trasé eid av BKK.

7.5.3 Magnetfeltberegninger

Kraftuttaket i Årskog og Otteråi var på 31,9 MW i 2018 og det forventes stor lastøkning i Årskog i årene fremover. I 2030 viser prognosene at kraftuttaket i Årskog og Otteråi er økt til 56,8 MW. Årsmiddelerdier for strøm skal benyttes i magnetfeltberegningene, og dersom man antar at årsmiddelet ligger rundt en tredjedel av kraftuttaket vil strømmen i linjen i 2030 ved 66 kV driftsspenning være ca. 150 A. Dette året skal driftsspenningen gå over til 132 kV og det vil medføre at estimert årsmiddel for strøm kan reduseres til 75 A.

For dagens 66 kV-ledning har Haugaland Kraft Nett oppgitt at årsmiddelet til 66 kV-ledningen var 6,37 MW (56 A) i 2018. Følgende estimerte årsmiddelerdier for strøm er benyttes i magnetfeltberegningene for de tre linjene:

	Linje	Årsmiddel
1	66 kV linje Otteråi-Langeland	56 A
2	132 kV linje Otteråi-Langeland	75 A
	132 kV linje Otteråi-Langeland	150 A
	132 kV linje Otteråi-Langeland	300 A ¹
3	22 kV luftlinje	50 A

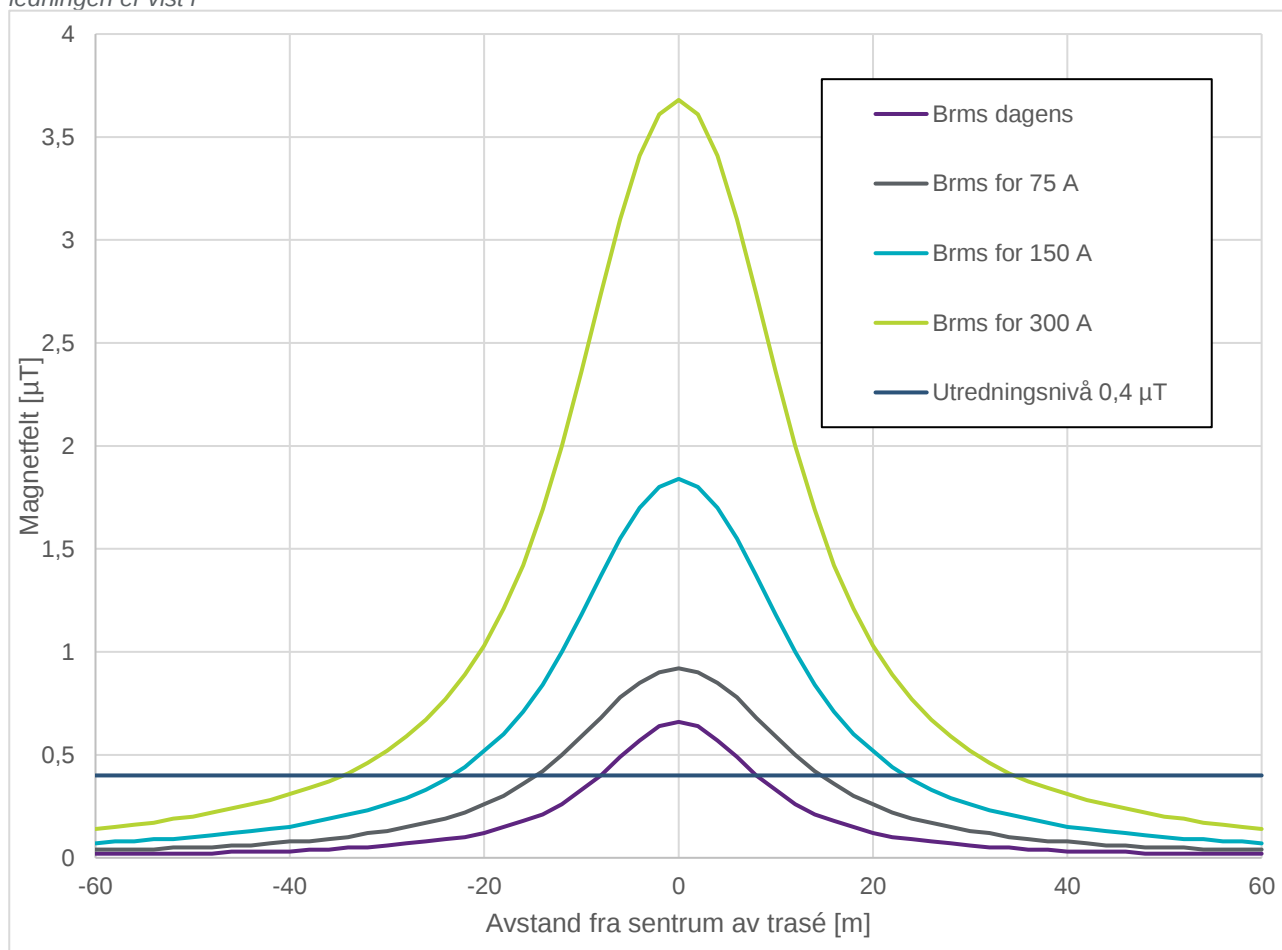
¹ På grunn av stor usikkerhet rundt gjennomsnittlig strømverdi etter oppgraderingen har det også blitt utført magnetfeltberegninger for et årsmiddel på 300 A ved 66 kV driftsspenning (tilsvarende 150 A ved 132 kV). Dette er en høy verdi og er kun for informasjon.

Det er utført magnetfeltberegninger for dagens 66 kV-ledning og ny 132 kV-luftledning alene og parallelt med eksisterende 22 kV-luftledning. Det er antatt at det enten benyttes FeAl 120, som har en kapasitet på 730 A eller FeAl 240, som har en kapasitet på 1140 A.

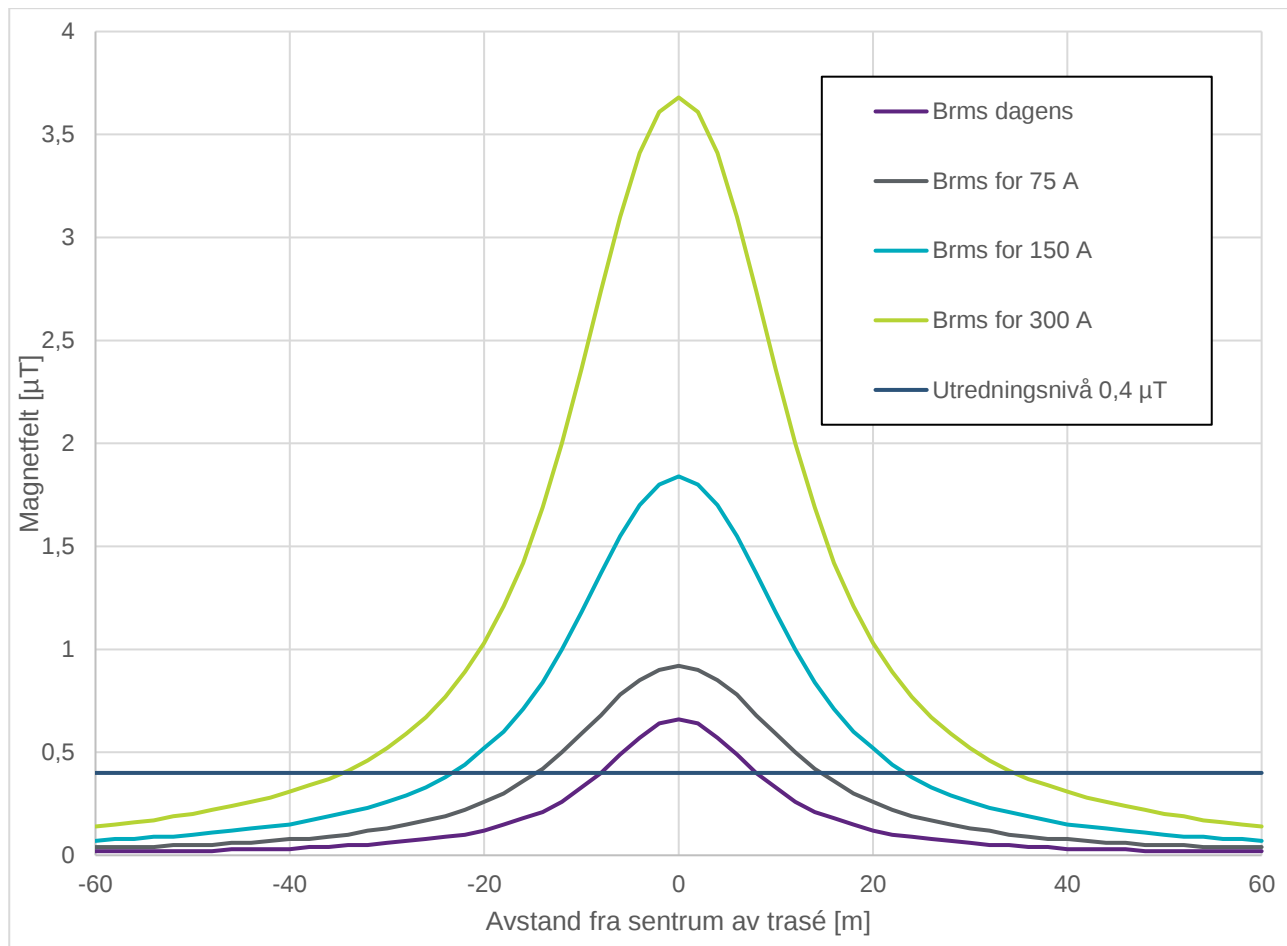
Beregninger er utført med 10 meter og 12 meter høyde på henholdsvis dagens 66 kV-ledning og ny 132 kV-ledning for å ta hensyn til ujevnt terreng og heng på ledninger.

Magnetfeltet er beregnet for 1 meter over bakkeplan, da dette er antatt å være gjennomsnittlig avstand fra bakkenivå til hodet til en voksen person som sitter på en stol. Beregninger er utført med programvaren TESLA utviklet av REN.

Resultatene fra beregningene hvor det kun er undersøkt magnetfeltet fra dagens 66 kV-ledning og planlagt 132 kV-ledningen er vist i



figur. Det antas at det ikke finnes andre kilder til magnetfelt i nærheten som forstyrrer magnetfelt fra traséen. Avstand fra senter av 66/132 kV-ledning til utredningsnivået på 0,4 µT er presentert i tabell 3.

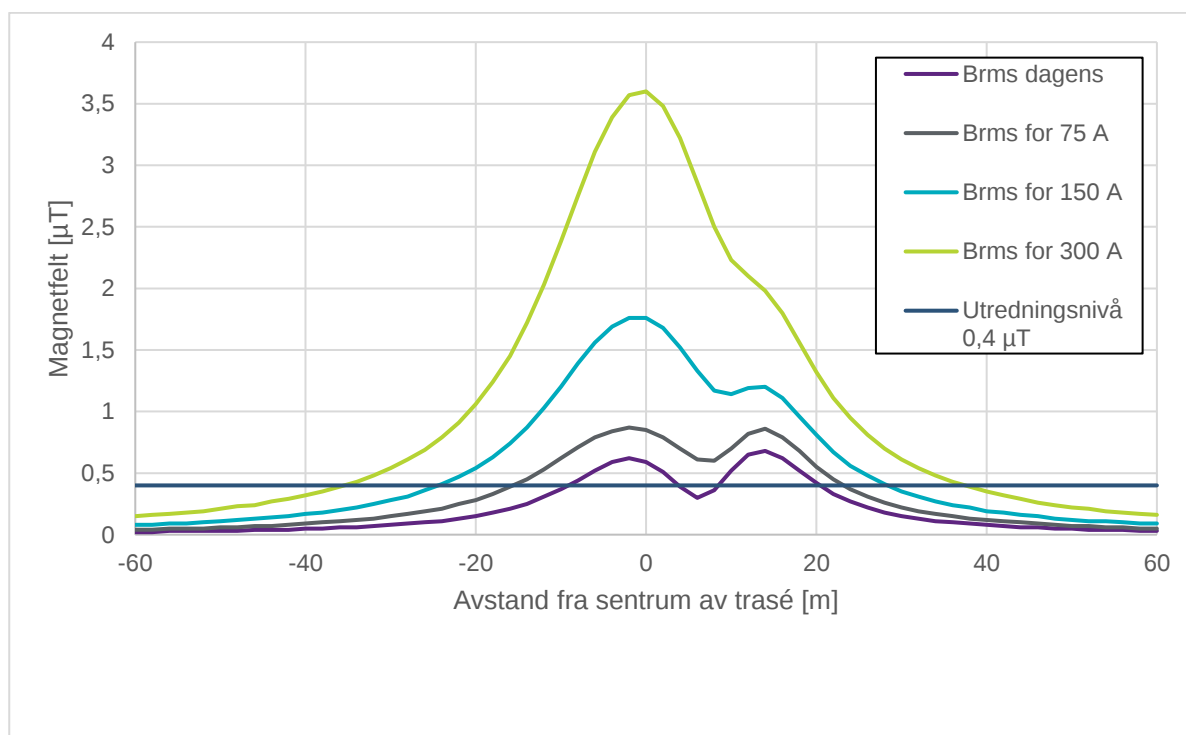


Figur 7-5: Beregnet magnetfelt ved 1 meter over bakkeplan. Lilla graf illustrerer magnetfelt for dagens 66 kV-ledning og de resterende grafene viser magnetfelt for ny 132 kV-ledning.

Tabell 7-3: Avstand fra senter av dagens 66 kV-ledning og ny 132 kV-ledning, til utredningsgrense

Belastning ved 66 kV driftsspenning	Belastning ved 132 kV driftsspenning	Årsmiddelbelastning	Avstand fra senter av linjetrasé til utredningsnivå
66 kV ledning			
6,4 MVA	-	56 A	8 meter
132 kV ledning			
8,6 MVA	17,1 MVA	75 A	16 meter
17,1 MVA	34,3 MVA	150 A	24 meter
34,3 MVA	-	300 A	36 meter

Figur 7-6 viser det beregnede magnetfeltet på området hvor dagens 66 kV-ledning og planlagt 132 kV-ledning går parallelt med eksisterende 22 kV-ledning. Det er tatt høyde for at årsmiddelet for 22 kV-ledning er 50 A. I beregningene er 22 kV-ledningen plassert til høyre for 66/132 kV-ledning. Avstand fra senter av 66/132 kV-ledning til utredningsnivået på 0,4 μT på siden med boliger er presentert i tabell 7-4.



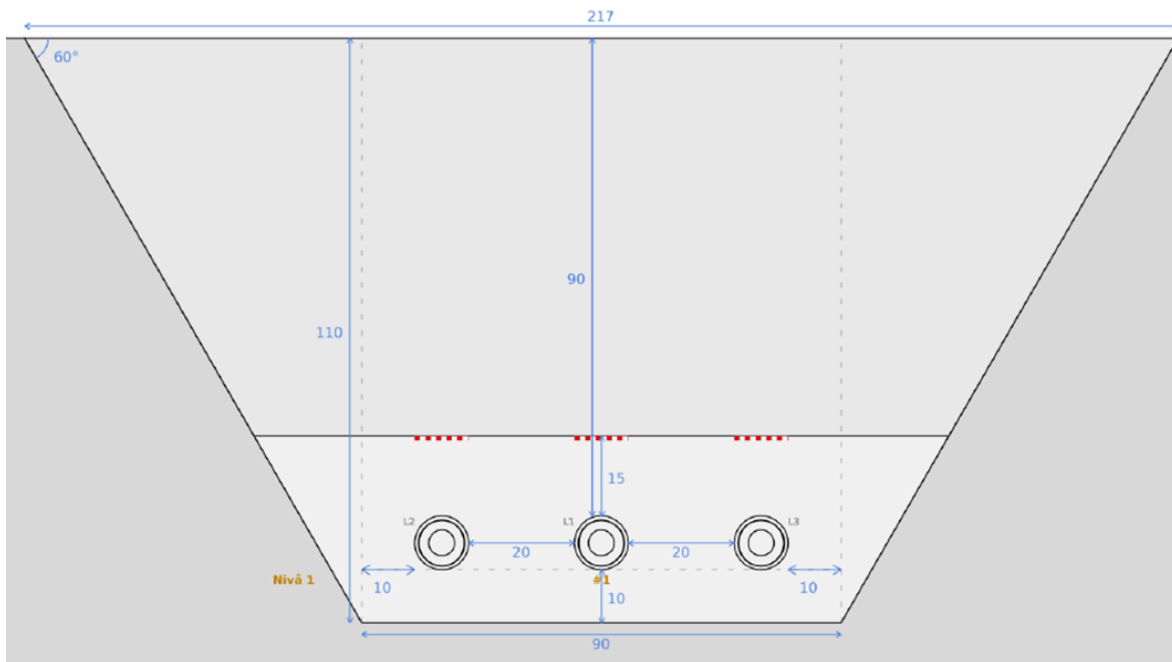
Figur 7-6: Beregnet magnetfelt ved 1 meter over bakkeplan fra dagens 66 kV-ledning (lilla graf) og ny 132 kV-ledning parallelt med eksisterende 22 kV ledning.

Tabell 7-4: Avstand fra senter av dagens 66 kV-ledning og ny 132 kV-ledning parallelført med 22 kV-ledning, til utredningsnivå på siden med boliger.

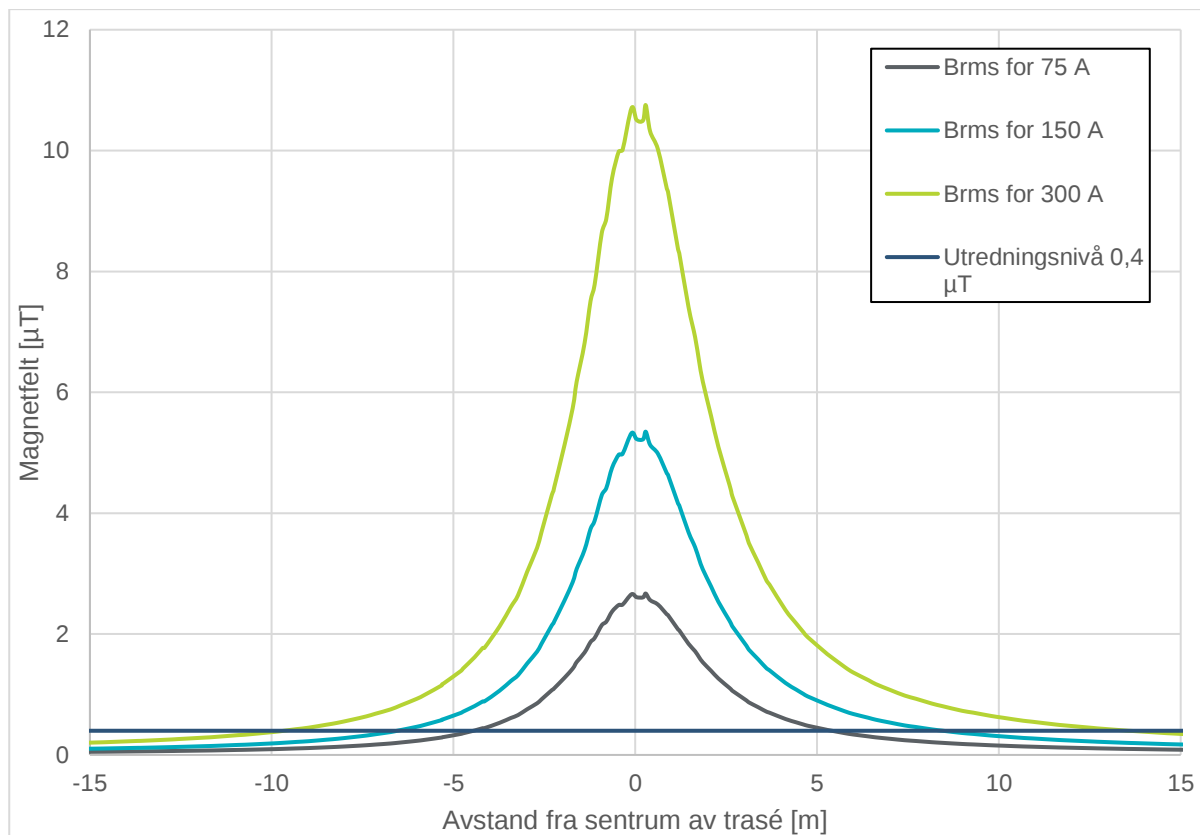
Belastning ved 66 kV driftsspenning	Belastning ved 132 kV driftsspenning	Årsmiddelbelastning	Avstand fra senter av linjetrasé til utredningsnivå
66 kV ledning			
6,4 MVA	-	56 A	20 meter
132 kV ledning			
8,6 MVA	17,1 MVA	75 A	24 meter
17,1 MVA	34,3 MVA	150 A	30 meter

34,3 MVA	-	300 A	38 meter
----------	---	-------	----------

Det er utført magnetfeltberegninger for sjøkabel forlagt på land i flat forlegning med 0,9 m overdekning og en senteravstand mellom enledderne på 0,3 m som vist i Figur 7-4.



Figur 7-7 Snitt



Figur 7-8. Beregnet magnetfelt ved 1 meter over bakkeplan for ny 132 kV-sjøkabel i landtak.

Tabell 7-5. Avstand fra senter av sjøkabeltrasé til magnetfelt < 0,4 µT.

Årsmiddel 132 kV forbindelse	Avstand fra senter av 132 kV kabeltrasé til utredningsnivå
75 A	4 m
150 A	7 m
300 A	10 m

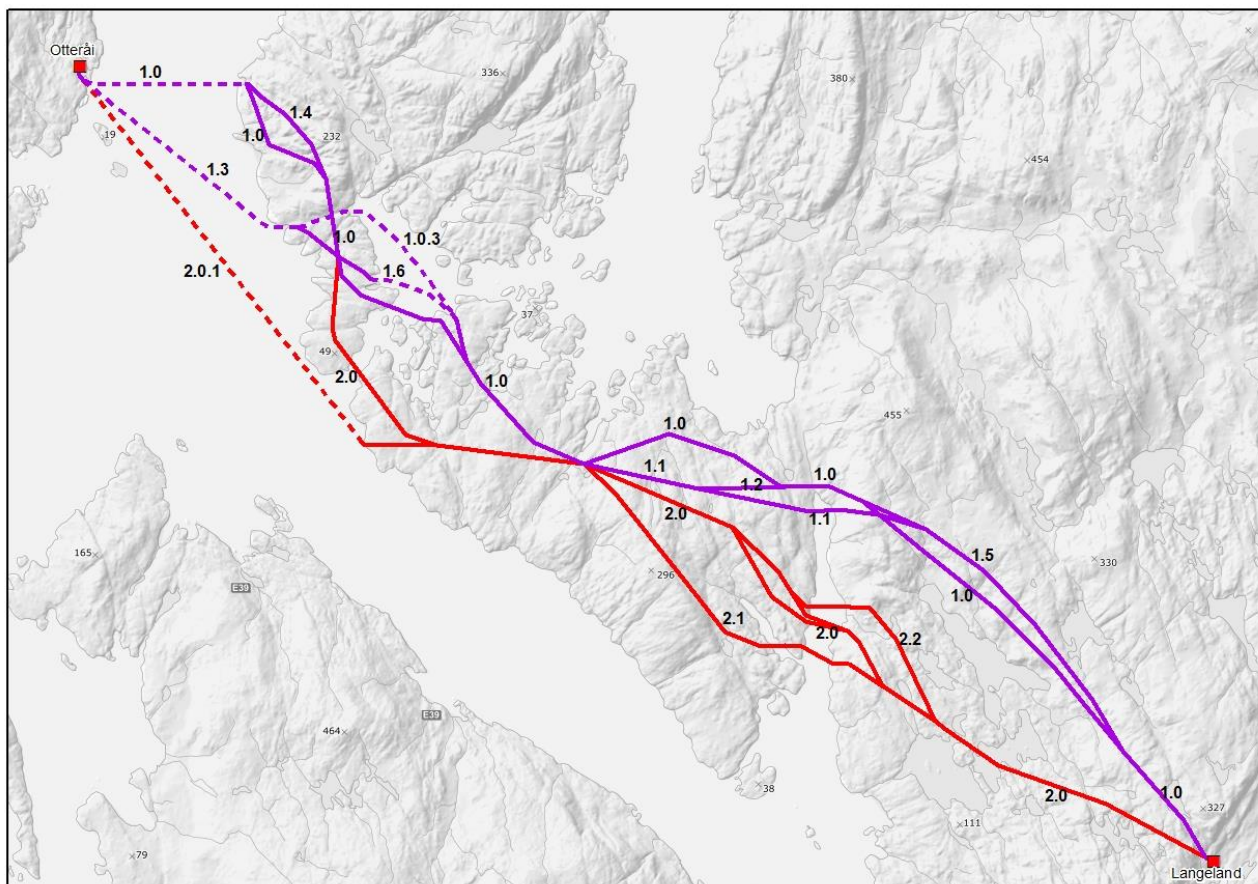
8 Trasebeskrivelse

Traseplanleggingen er basert på topografisk kart, gjennomført befarings og informasjon fra offentlige tilgjengelige databaser om skred-, ras- og flomutsatte områder, kulturminner, friluftsliv og natur- og miljøverdier. Høringsinnspill til meldingen er vurdert med hensyn på muligheter for å justere traseer. Det har videre vært kontakt med Statens Vegvesen, BKK Nett og Tysnes kommune

Av hensyn til forsyningsikkerheten er det ikke lagt opp til gjenbruk av dagens 66 kV-trase over lengre strekninger, da det vil medføre lengre perioder hvor ledningen må kobles ut og rives før man kan bygge ny ledning. Dagens 66 kV-trase er heller ikke egnet for en ny 132 kV-ledning da den har mange vinkler og snor seg fram i terrenget og mellom bebyggelse på en måte som ikke egner seg for en 132 kV-ledning.

Statens Vegvesen planlegger ny E39 gjennom Tysnes kommune. Det foreligger to alternative traseer som kan komme i berøring med planene for ny regionalnettledning, henholdsvis søndre og midtre alternativ for kryssing av Langenuen. Det er etter informasjon fra Statens Vegvesen lagt inn et byggeforbudsbelte på 100 meter fra senterlinje for planlagt E39. Skisserte traseer er ved parallellføring, i størst mulig grad, lagt utenfor dette beltet.

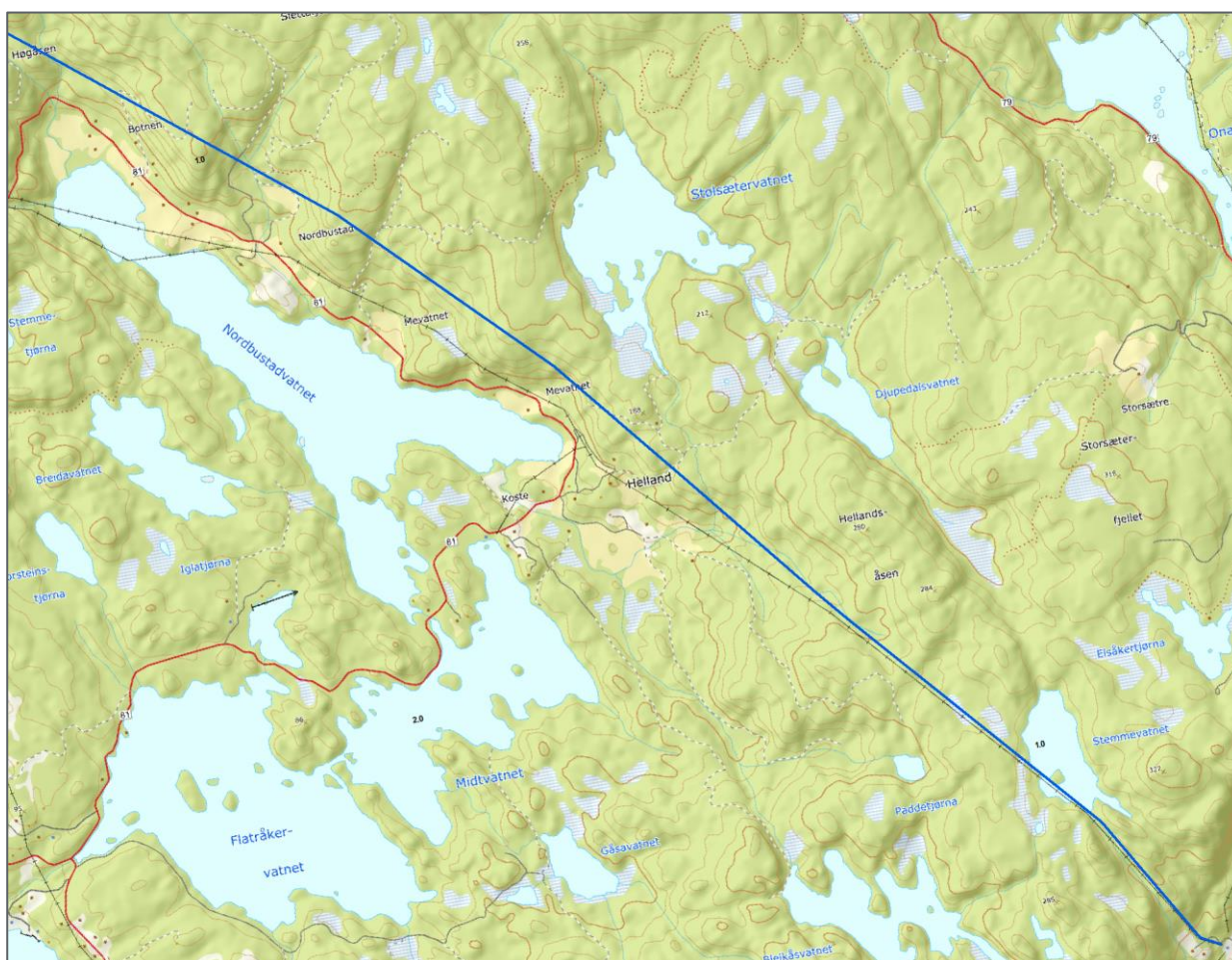
Det er sett på muligheter for å samle inngrep samtidig som det er lagt vekt på å oppnå god avstand til bebyggelse. Det er videre forsøkt å ta hensyn til kjente natur- og kulturverdier. Figur 8-1 oppsummerer traséalternativene.



Figur 8-1: Sammenstilling av traséalternativ

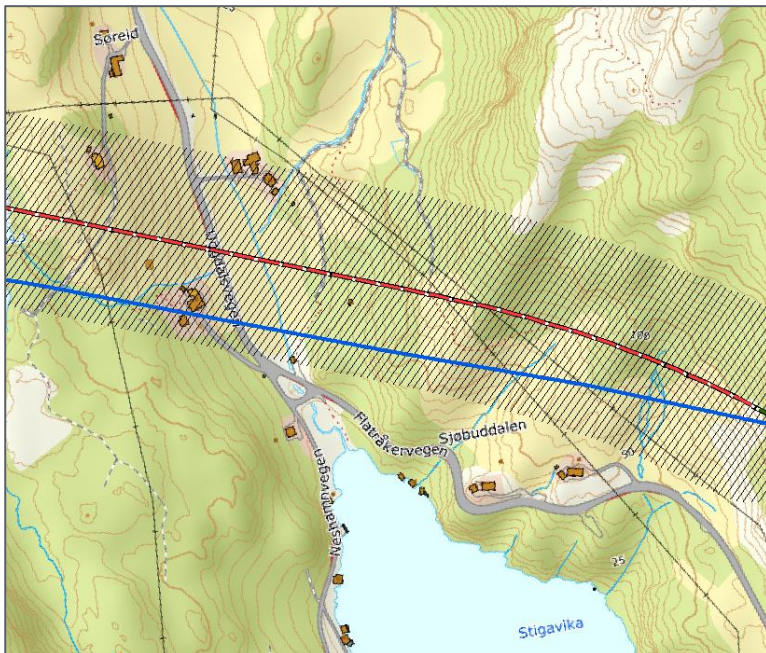
8.1 Trasealternativ 1.0

Fra Langeland transformatorstasjon følger traseen dagens 66 kV-trase nordvestover mot Stemmevatnet, som passerer i sørenden. Videre nordvestover ligger ledningstraseen litt nordøst for dagen 66 kV-ledning fram til Sæterdalen, hvor traseen dreier mer nordover og fraviker dagens 66 kV-ledning, som skal rives. Trasealternativ 1.0 ligger nordøst for dagens ledninger, lenger unna bebyggelsen (mer enn 100 meter) langs Nordbustadvatnet og høyere i terrenget, jfr. Figur 8-1. 66 kV-ledningen som skal rives går langs vannet og stedvis tett innpå bebyggelsen.



Figur 8-1: Trasealternativ 1.0 fra Langeland forbi Nordbustadvatnet er lagt nordøst for dagens 66 kV-ledning som skal rives. Dagens ledningstrase som går tett på bebyggelsen egner seg ikke for en ny 132 kV-ledning.

Trasealternativ 1.0 krysser trase for ny E39 og Uggdalsvegen i nordenden av Søreidvågen. Traseen krysser her også en viktig naturtype, naturbeitemark. Trasealternativ 1.0 er her et alternativ som vurderes bare å være aktuelt hvis ny E39 blir lagt parallelt nord for ledningstraseen. Eiendommen (boligen) som krysses på vestsiden av Uggdalsvegen ligger innenfor beltet til ny E39 og forventes å bli innløst hvis veien kommer her, se Figur 8-2. Uten E39 vurderes trasealternativ 1.1 eller 1.2 mellom Søreidsvågen og Sørsvågen som mer aktuelle.



Figur 8-2: Trasealternativ 1.0 (blå strek) krysser bolig parallelt med trase for ny E39 (rød og hvit strek). Skravuren er buffersonen på 100 meter fra senter av E39-traseen.

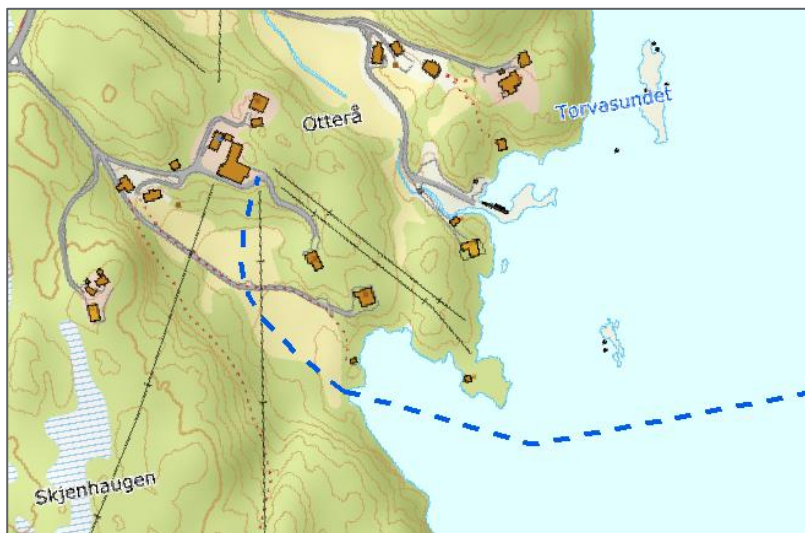
Videre vestover går trasealternativ 1.0 i prinsippet parallelt med traseen for ny E39 og eksisterende 66 kV- og 22 kV-ledninger. Traseen krysser viktige naturtyper, rik sump og kildeskog, gammel sumpskog og gammel boreal lauvskog, før traseen krysser traseen for ny E39 og Amlandsvegen.

Fra Langavatnet dreier traseen nordvestover og følger traseen til dagens 66 kV-ledning fram til Bjørnavågen. Traseen berører et par viktige naturtyper med regnskog sørvest for Bjørnavågen. Her tar traseen av fra dagens trase og dreier i retning Nordneset og krysser over Lassavågen (ca. 280 meter) og Bårdsundet (ca. 550 meter) i retning Grasvika.



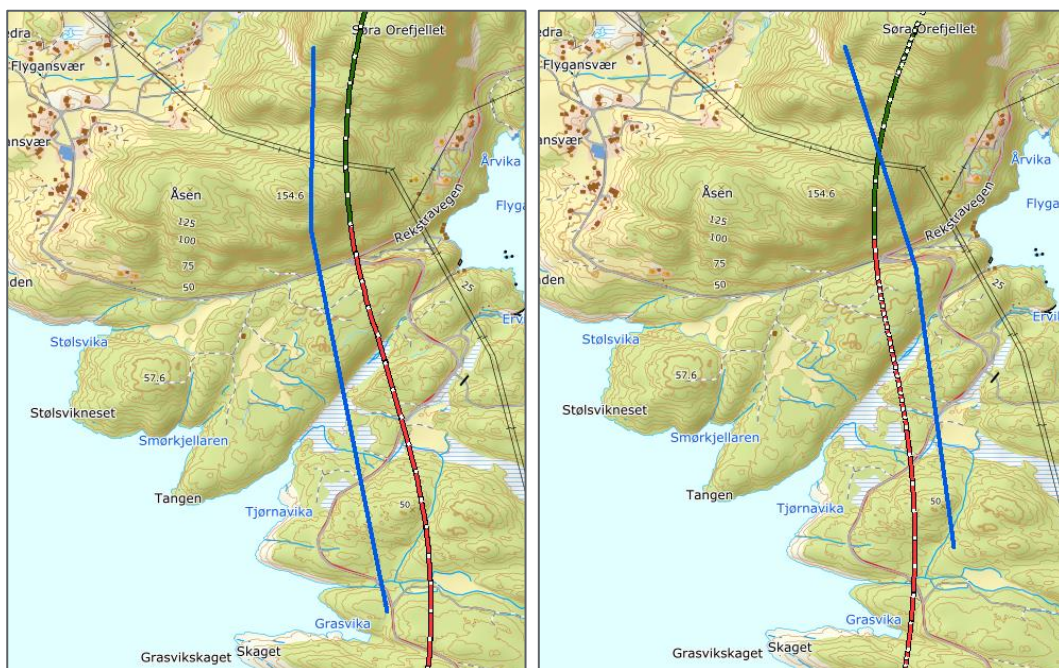
Figur 8-3: Trasealternativ 1.0 (blå strek) krysser Lassavågen og Bårdsundet nord for dagens 66 kV-ledning (tynn sort strek).

Sør for Selvågen krysser traseen et område med regnskog. Nord for Grasvika dreier traseen nordover i retning Søra Orefjellet før den runder rundt Flygansvær og kommer inn i dagens ledningstrase til Ersvika. Herfra vil forbindelse gå som kabel helt inn til Otteråi transformatorstasjon.



Figur 8-4: Trase for kabel (blå stiplet strek) inn til Otteråi transformatorstasjon.

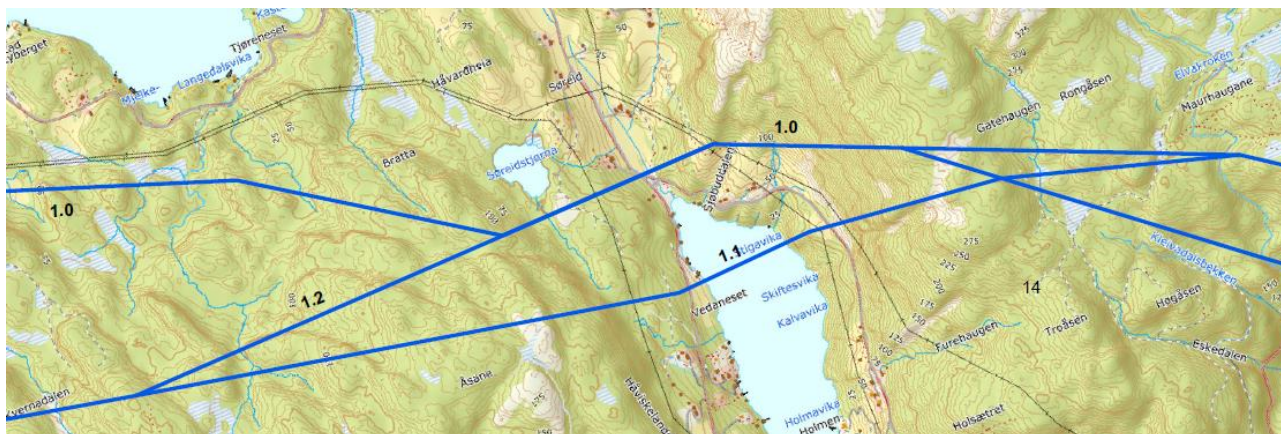
Som en følge av at det foreligger to mulige traseer for ny E39, er det fra Grasvika til Søra Orefjellet også vurdert to trasealternativer for ny 132 kV-ledning, se Figur 8-3, avhengig av hvilken av de to veitraseene som velges.



Figur 8-5: Kartbildet til venstre viser aktuell ledningstrase (blå strek) med det søndre alternativet for ny E39 (rød og hvit strek). kartbildet til høyre viser aktuell ledningstrase med det midtre alternativet for ny E39.

8.2 Trasealternativ 1.1

Trasealternativ 1.1 tar av fra trasealternativ 1.0 øst for Søreidsvågen og krysser over Søreidsvågen mellom Stigavika og Skiftesvika i et ca. 400 meter langt spenn. Traseen går i en relativt rett linje fram til «knutepunktet» sør for Sørvågen hvor traseen møter trasealternativ 1.0.



Figur 8-6: Trasealternativ 1.1 krysser Søreidsvågen i et ca. 400 meter langt spenn.

8.3 Trasealternativ 1.2

Trasealternativ 1.2 tar av fra trasealternativ 1.0 i nordenden av Søreidsvågen og går vest sørvest i retning Kverndalen hvor traseen møter trasealternativ 1.1. Se figur 8-6.

8.4 Trasealternativ 1.3

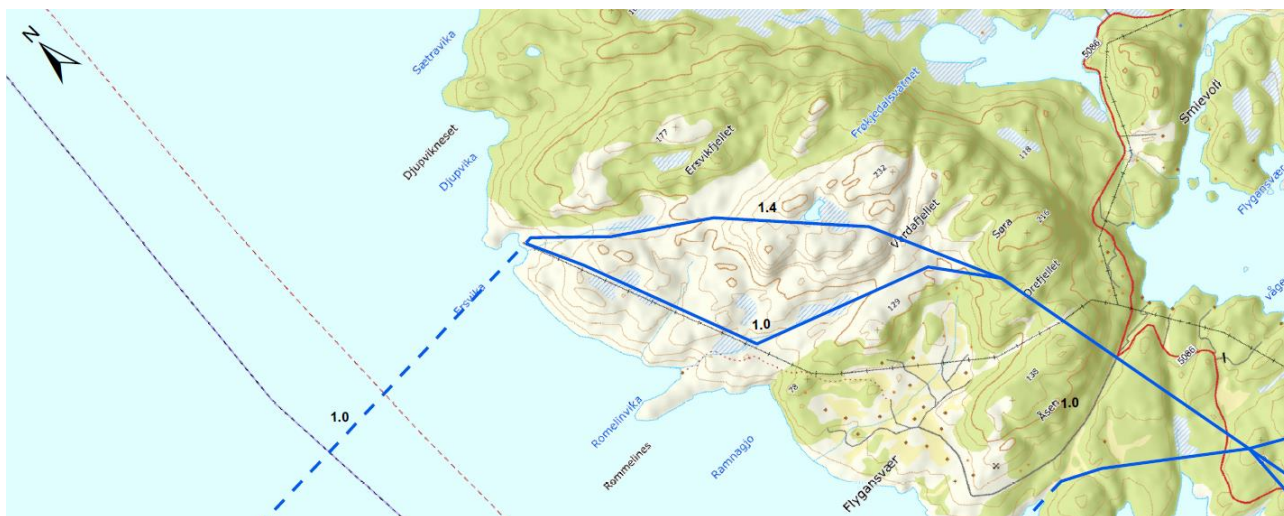
Trasealternativ 1.3 er et alternativ til å krysse Langenuen fra Ersvika til Otteråi (trasealternativ 1.0). Kabelen vil her gå ut i sjø ved Stølsvika og krysse Langenuen og gå i kabel helt inn til Otteråi transformatorstasjon, se omtale i kap. 6.2.2.



Figur 8-7: Trasealternativ 1.3 (blå heltrukket strek luftledning og stiplet strek sjøkabel). Sjøkabelen trekkes helt opp til kabelendemasten som planlegges plassert i kanten av innmarka ca. 90 meter fra sjøkanten.

8.5 Trasealternativ 1.4

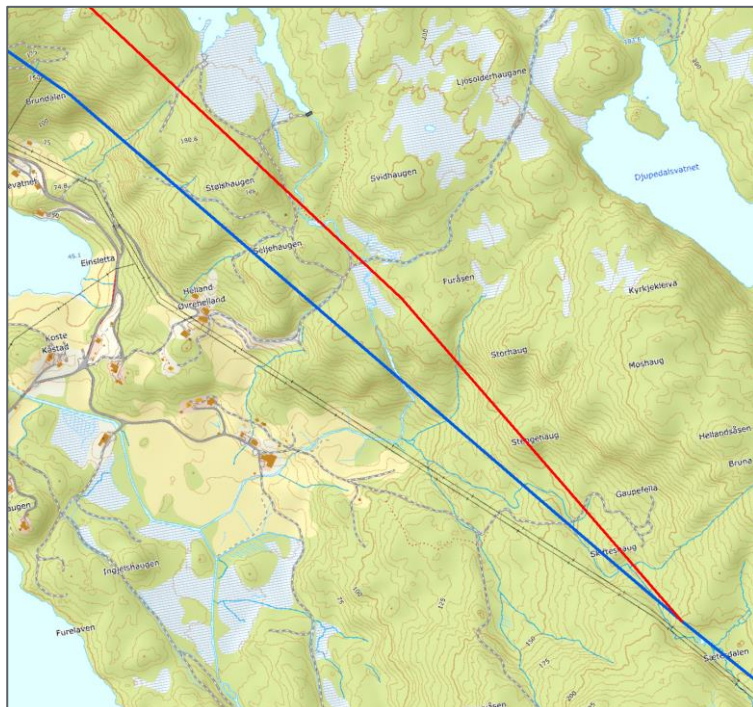
Trasealternativ 1.4 tar av fra trasealternativ 1.0 ved Søra Orefjellet og går noe lenger nord for Flygansvær enn trasealternativ 1.0, nord for Geitshovda, fram til Ersvika.



Figur 8-8: Trase alternativ 1.4 nord for Geitshovda til Ersvika

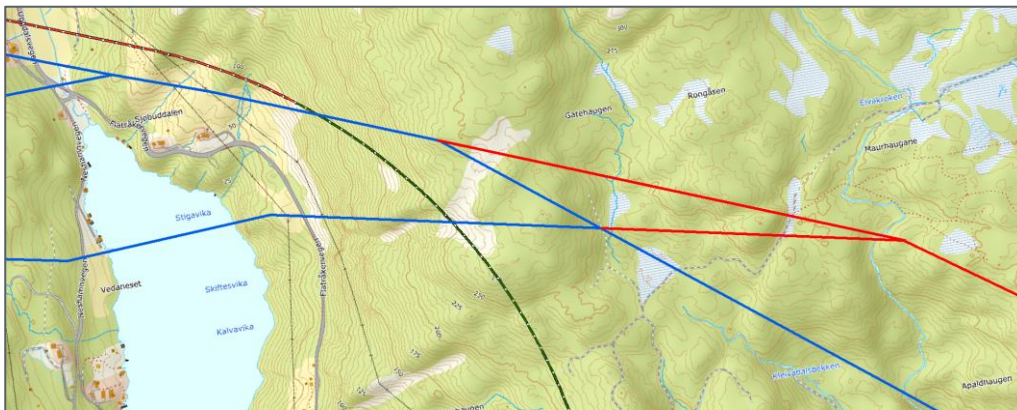
8.6 Trasealternativ 1.5

Trasealternativet tar utgangspunkt i et forslag fra Tysnes kommune som ønsker større avstand til bebyggelsen langs Nordbustadvatnet. Trasealternativ 1.5 tar av fra trasealternativ 1.0 ved Sæterdalen og går noe lenger øst enn trasealternativ 1.0.



Figur 8-9: Trasealternativ 1.5 (rød strek) går noe lenger øst enn meldt alternativ 1.0 (blå strek). Avstanden til bebyggelsen langt Nordbustadvatnet øker med mer enn 100 meter.

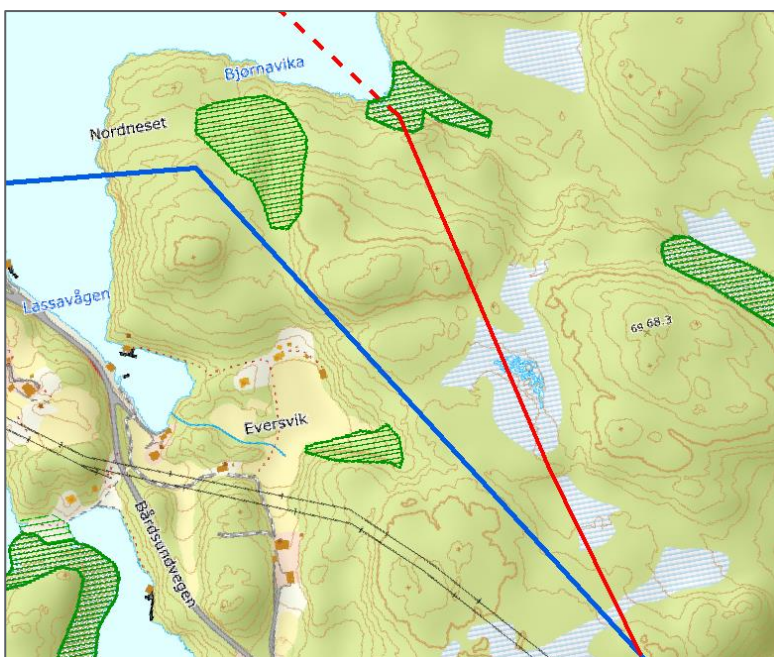
Trasealternativet kommer inn på trasealternativ 1.0 og 1.2 øst for Stigavika/Skiftesvika nord i Søreidsvågen, se Figur 8-10.



Figur 8-10: I nordenden av trasealternativ 1.5 (røde streker) er det to alternativer avhengig av om videreføring skjer etter trasealternativ 1.0, 1.1 eller 1.2 (blå streker).

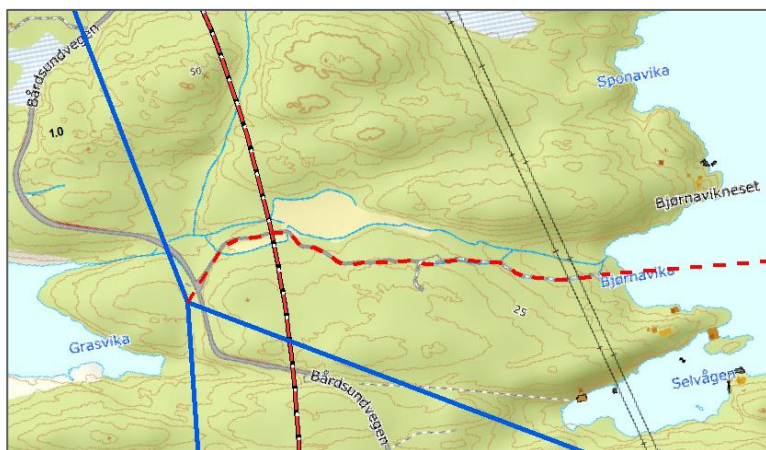
8.7 Trasealternativ 1.6

Trasealternativet tar utgangspunkt i et forslag fra Tysnes kommune som ønsker kryssing av Bårdsundet med kabel. Trasealternativ 1.6 er et kortere alternativ enn det som er kommunens forslag (se kap.8.8, Trasealternativ 1.0.3). Traseen tar av fra trasealternativ 1.0 sørøst for Eversvik og går ut i sjø i Bjørnavika hvor det er registrert en viktig naturtype med regnskog.



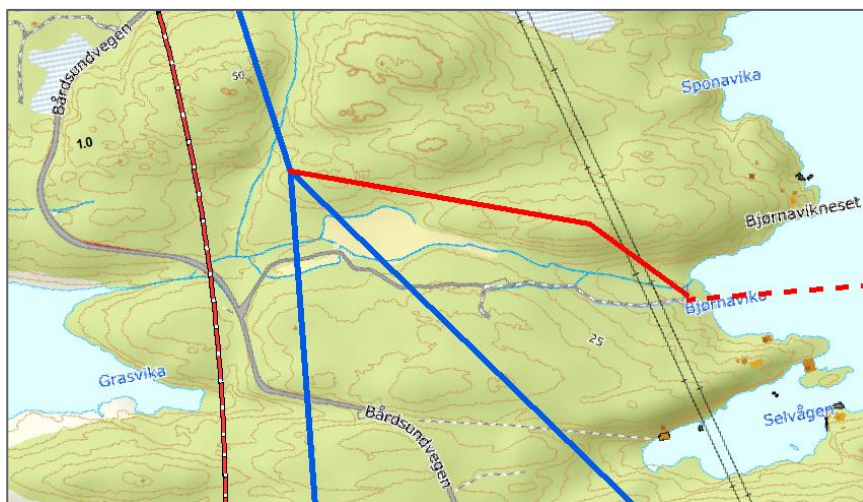
Figur 8-11: Trasealternativ 1.6 og 1.0.3 (rød heltrukket strek ledning og stiptet strek sjøkabel) går over i sjøkabel i Bjørnavika.

Traseen kommer i land på nordsida av Bårdsundet i Bjørnavika. Herfra følger kabeltraseen veien vestover mot Grasvika hvor trasealternativ 1.0 møtes. Det er vanskelig å finne en god løsning for luftledning fram til trasealternativ 1.0 som ikke kommer i konflikt med planene for det søndre alternativet for ny E39. Det er derfor vurdert en løsning med kabel helt fram til trasealternativ 1.0, se Figur 8-12.



Figur 8-12: Kartbildet viser ilandføring av sjøkabelen i Bjørnavika (rød stiplet strek) og kabeltrase i vei fram til kabelendemast og overgang til luftledning (blå heltrukket strek) for trasealternativ 1.0, som hensyntar det søndre alternativet for ny E39. Landkabelen blir ca. 500 meter.

Dersom ny E39 vil følge det midtre alternativet, vil trasealternativ 1.6 ha luftledning fra Bjørnavika fram til trasealternativ 1.0, se Figur 8-13.

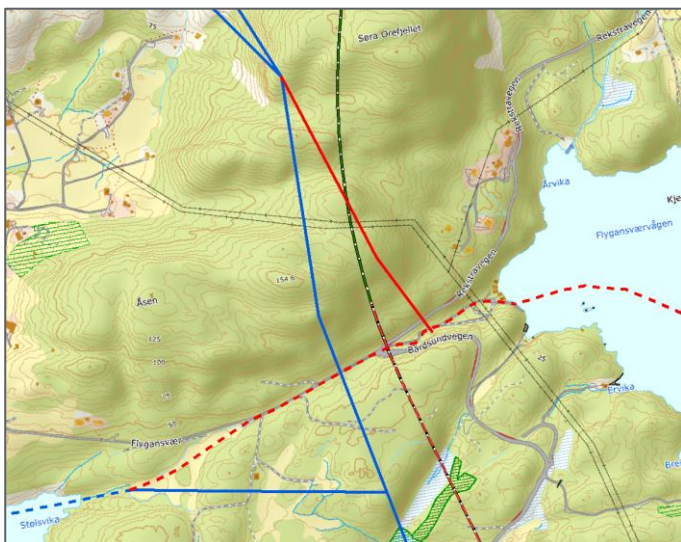


Figur 8-13: Kartbildet viser ilandføring av sjøkabelen i Bjørnavika (rød stiplet strek) og trase for luftledning (rød heltrukket strek) trasealternativ 1.0 (blå heltrukket strek), som hensyntar det midtre alternativet for ny E39.

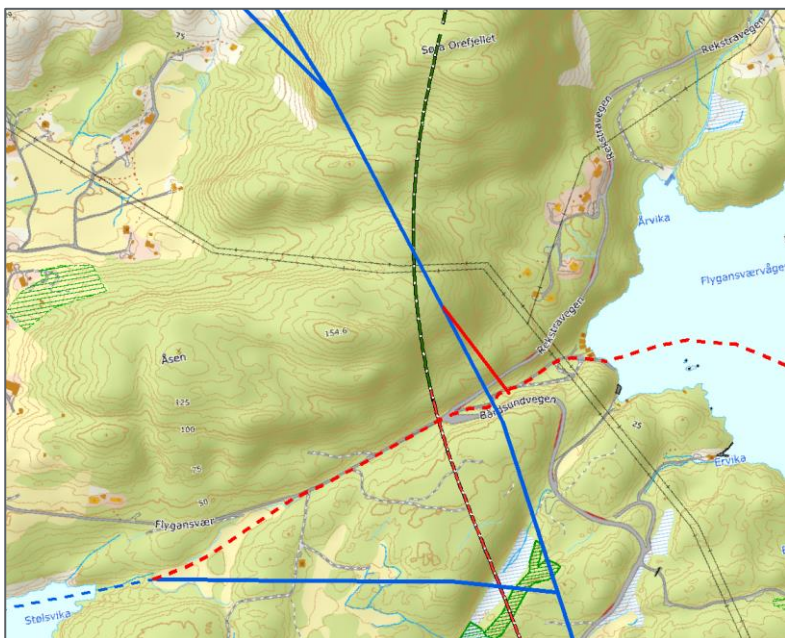
8.8 Trasealternativ 1.0.3

Trasealternativet tar utgangspunkt i et forslag fra Tysnes kommune som ønsker kryssing av Bårdsundet med kabel (se også kap. 8.7, Trasealternativ 1.6). trasealternativet går lenger i sjø enn trasealternativ 1.6 og kommer i land i Flygansværvågen. På sørsida av Bårdsundet er trasealternativet likt med trasealternativ 1.6. Her kombineres alternativet med trasealternativ 1.3 med kabel i vei, eller i kombinasjon med

trasealternativ 1.0, hvor det er litt forskjell på løsningen avhengig av hvilken av traseforslagene for ny E39 som legges til grunn (se Figur 8-14 og Figur 8-15).



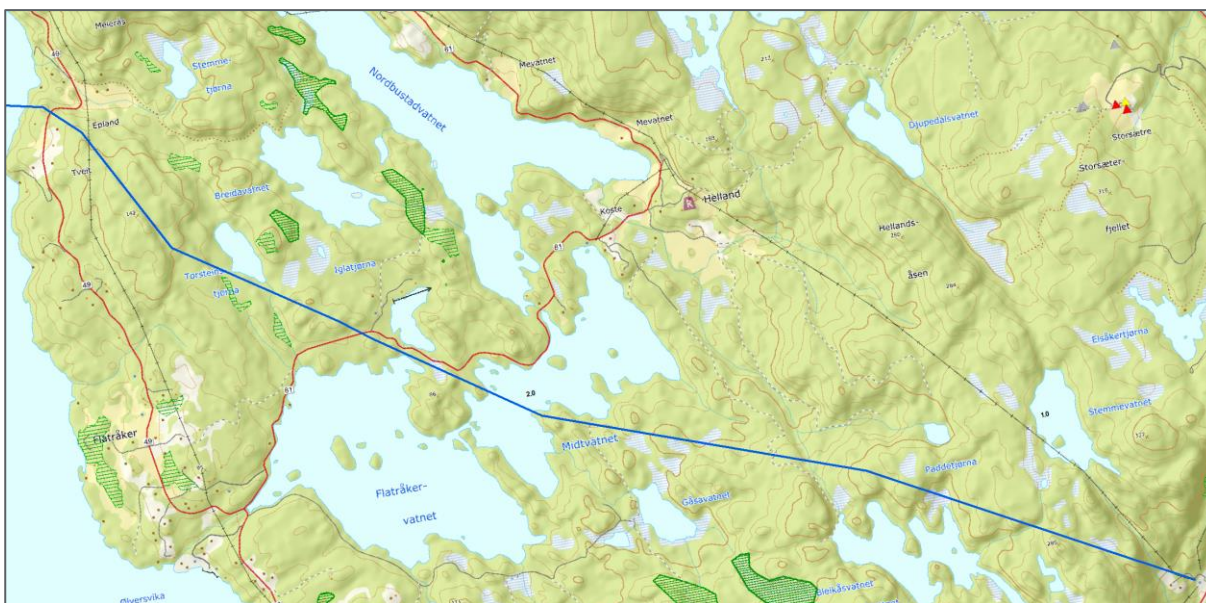
Figur 8-14: Trase for sjøkabel (rød stiplet strek) og trase for luftledning (rød strek) i kombinasjon med trasealternativ 1.3 og 1.4 videre nordover mot Ersvika (blå strek), som hensyntar planene for det søndre alternativet for ny E39. Hvis alternativet skal kombineres med sjøkabelalternativ 1.3 ut Stølsvika (blå stiplet strek) er det sett på en løsning med kabel i vei og innmark slik at det blir kabel hele veien fra sørsiden av Bårdsundet til Otteråi transformatorstasjon (ca. 7 km).



Figur 8-15: Trase for sjøkabel (rød stiplet strek) og trase for luftledning (rød strek) i kombinasjon med trasealternativ 1.0 videre nordover mot Ersvika (blå strek) som hensyntar planene for det midtre alternativet for ny E39. Hvis alternativet skal kombineres med sjøkabelalternativ 1.3 ut Stølsvika (blå stiplet strek) er det sett på en løsning med kabel i vei og innmark slik at det blir kabel hele veien fra sørsiden av Bårdsundet til Otteråi transformatorstasjon (ca. 7 km).

8.9 Trasealternativ 2.0

Fra Langeland går trasealternativ 2.0 nordvestover på nordsiden av Bleikåsvatnet og krysser Midtvatnet og sør for Torsteinstjørna fram til Søreidsvågen.



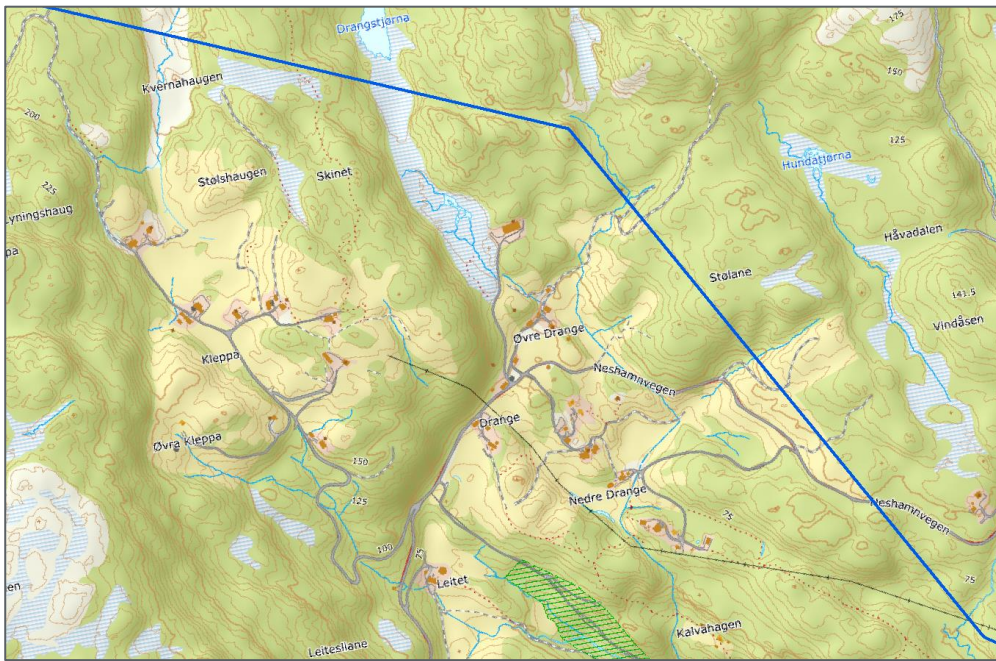
Figur 8-16: Trasealternativ 2.0 (blå strek) fra Langeland transformatorstasjon til Søreidsvågen.

Søreidsvågen krysses i et ca. 600 meter langt spenn fra nord for Tveit til nord for Mylnevika.



Figur 8-17: Trasealternativ 2.0 (blå strek) for kryssing av Søreidsvågen.

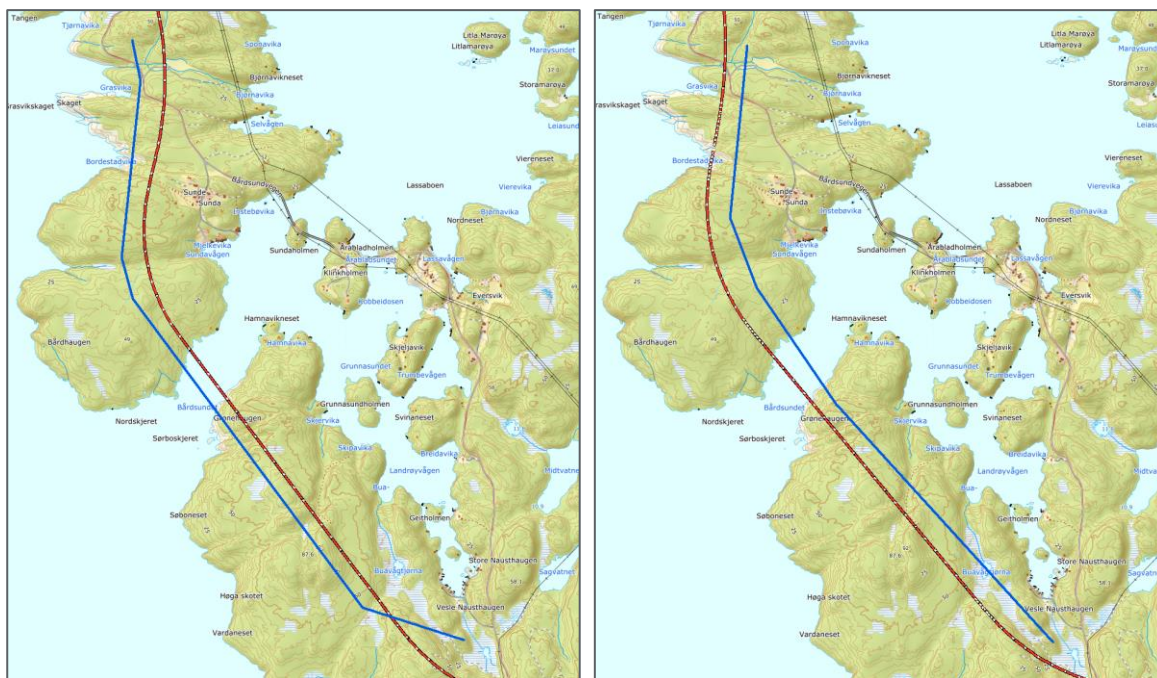
På vestsiden av fjorden dreier traseen nordvestover og går nordøst for gårdene Drange. Nord for Drange dreier traseen vestover og krysser Amlandsvegen nord for Liatjørna.



Figur 8-18: Trasealternativ 2.0 (blå strek) går rundt bebyggelsen ved Drange.

Fra Amlandsvegen og vestover krysser traseen et par viktige naturtyper, oseanisk nedbørsmyr og regnskog, før den kommer til Bårdsundet. Videre nordover fra Bårdsundet krysses flere viktige naturtyper, oseanisk nedbørsmyr, regnskog, kysturskog og gammel barskog.

Som en følge av at det foreligger to traseer for ny E39 er det fra sørenden av Landrøyvågen til Grasvika to trasealternativer for ny 132 kV-ledning (se kartbilder i Figur 8-19).



Figur 8-19: Trasealternativ 2.0 (blå strek). Kartbildet til venstre viser trase som hensyntar planene alternativ sør for ny E39 og kartbildet til høyre alternativ midt.

8.10 Trasealternativ 2.1

Trasealternativ 2.1 tar av fra trasealternativ 2.0 vest for Torsteintjørna og krysser over Søreidsvågen i et ca. 500 meter langt spenn, litt sør for alternativ 2.0 ved Tveitevika, se Figur 8-20. På vestsiden av vågen dreier traseen vestover og krysser Drangevåten i et ca. 400 meter langt spenn. Nordøst for Drangevågen dreier traseen nordvestover mot Sætratjørna hvor trasealternativ 1.0 og 2.0 møtes.



Figur 8-20: Trasealternativ 2.1 (blå strek) for kryssing av Søreidsvågen.

8.11 Trasealternativ 2.2

Trasealternativ 2.2 tar av fra trasealternativ 2.0 nord for Flatråkervatnet og går nordover mot Epland og krysser Søreidsvågen ved Eplandsvika, se Figur 8-21. På vestsiden av vågen dreier traseen nordvestover og passer sørvest for Håviskeland. Nord for Øvre Drange kommer traseen inn på trasealternativ 2.0.



Figur 8-21: Trasealternativ 2.2 (blå strek) for kryssing av Søreidsvågen.

9 Anleggsgjennomføring og sanering

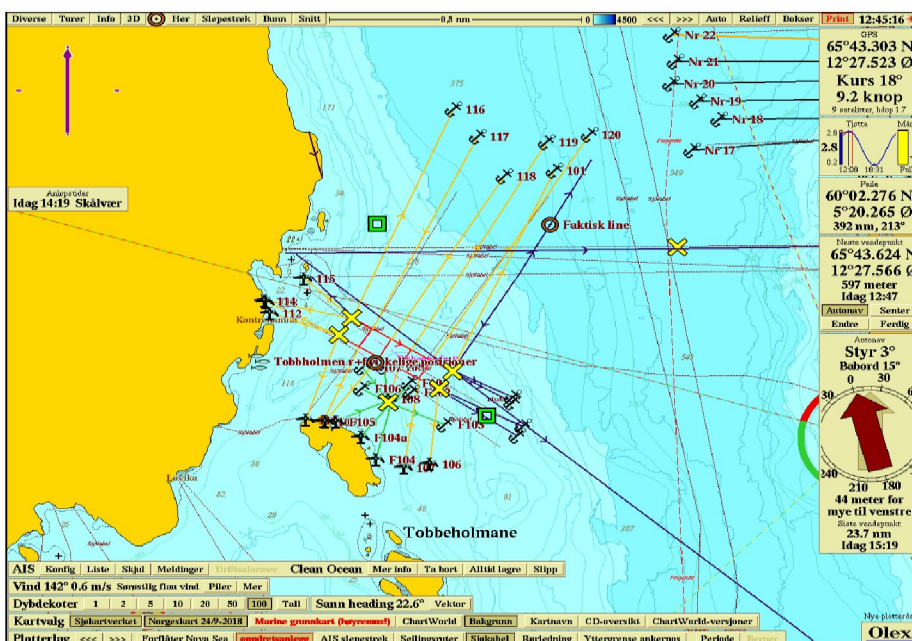
9.1 Sjøkabel

9.1.1 Utlegging i sjø

Sjøkablene kommer med båt sjøveien og legges ut med spesialfartøy. Kablene legges på sjøbunnen fram til strandsonen der de graves ned for å gi mekanisk beskyttelse. Sjøkabelutlegger vil ha ansvar for:

- Mobilisering av leggefartøy
- Lasting av sjøkabel fra fabrikk
- Transport av fartøy til kabelfabrikk/beredskapslager og transport med kabel til utleggingssted
- Sanering av eksisterende sjøkabel
- Llandtrekking i åpen kabelgrøft og utlegging av sjøkabel
- Videoopptak og posisjonsangivelse med ROV av hele traséen for å dokumentere utleggingen
- Kutting av kabel og montering av midlertidig tetting på kabelender før trekking gjennom sjø
- Materiell og oppsetting av godkjent landtaksmerking begge ender
- Utstyr og montasjesikring av sjøkabel i begge ender
- Demobilisering og fjerning av eventuelt oppankringsutstyr for fartøy på land.
- Deponering av overskytende kabel
- Sikring av kabel i skvalpesone

Det er registrert en interessekonflikt med et lakseoppdrett i nærheten av Huftarøy, se kartutsnitt nedenfor. Problemstilling rundt midlertidig fjerning av fortøyningslinjer er velkjent for utleggingsfartøyene. Aktuell oppdretter har sagt seg villig til å midlertidig fjerne linene i forbindelse med sanering av gammel kabel og ved utlegging av ny kabel.



Figur 9-1: Fortøyningslinjer til oppdrettsanlegg ved Huftarøy

9.1.2 Landtak

Generelt innebærer opparbeiding av landtak blant annet følgende poster:

- Opparbeiding av trasé ca. bredde x dybde = 1,5 m x 1,2 m.
- Planering ca. 20 m ut i sjøen på begge sider, inntil 5 m sjødybde
- Levere egnede masser til gjenfylling
- Gjenfylle grøft
- Etablering av fundament for strekkavlastere
- Arrondering av anleggsareal.
- Beltemaskin og opparbeiding av midlertidig kjørevei for beltemaskinen ved siden av trasé til å assistere under uttrekking av kabel. Dette avklares sammen med kabelutlegger.
- Eventuelt noe sprengningsarbeid og bortkjøring av overskuddsmasser
- Opparbeiding av midlertidig riggplass inkl. opparbeiding av midlertidig anleggsvei eller adkomst via lekter



Figur 9-2: Graving av grøft og assistanse under uttrekk av kabel

9.1.3 Sanering av sjøkabel

Det er i dag to eksisterende sjøkabelforbindelser mellom Ersvika og Huftarøy. Eksisterende 66 kV og 22 kV sjøkabel er ca. 2,5 km lang og har olje som isolasjonsmateriale med tilhørende oljetanker på land i hver ende av kabelen. Kabelen inneholder en vesentlig mengde olje. Dette representerer en potensiell forurensningsfare. At denne kabeltypen skiftes ut med en plastisolert kabel vil representere en reduksjon i miljørisiko. Gamle oljetrykkskabler skal i utgangspunktet fjernes når de tas ut av bruk.

Oljetrykkskabler har et isolasjonsmedium som består av oljeimpregnert papir hvor papirisolasjonen er trykksatt med en tyntflytende olje – nærmest som diesel - for å tette alle porer i papiret. Oljen flyter i kabelens lengderetning i et rør i senter av kabelen. Trykktankene på land fungerer som akkumulatorer ved volumendringer som følge av temperaturendringer i kabelen, og som etterfylling på kabelen dersom det skulle oppstå små lekkasjer.

Traseen for ny kabel mellom Ersvika og Huftarøy er den samme som for eksisterende kabler. Det betyr at de gamle kablene kan tas opp i forbindelse med utlegging av nye kabler. Oljetankene på land tømmes for olje og kabel forsegles i endene. Kabelene trekkes ut fra land og kveiles opp på kabelutleggerfartøyet samtidig med utlegging av ny kabel. Fiskeoppdrettet må flytte på fortøyningslinene mens kabelutleggingen pågår.

Opptrekking av kabler vil forårsake noe oppvirvling av finstoff fra bunnen, men ikke vesentlige mengder.

Oljekabel i trykkløs tilstand bør være relativt robust mot oljelekkasjer, men en viss fare for oljelekkasje vil det alltid være. Erfaringer viser at det er helst i strandsonen at kabelarmeringen kan være skadet som følge av korrosjon eller påkjørsel. Det må derfor etableres oljeberedskap i forbindelse med håndteringen av kabelen.

Etter oppkveiling på trommel på kabelfartøyet, fraktes kabelen til godkjent mottak som gjenvinner materialene i kabelen.

Øvrige konstruksjoner ved landtakene demonteres. Materialene sorteres og leveres til gjenvinning eller godkjent mottak.

Risikoanalyse og beskrivelse av sanering av oljekablene må utføres og beskrives mer detaljert i forbindelse med Miljø-, transport- og anleggsplanen (MTA).

9.1.4 Kostnader for sanering av sjøkabelen

Kablene inneholder papir, kobber, jern og bly i tillegg til olje og asfalt. Oljeproduktet i kablene er av typen T3570, en lett diesel-liknende mineralolje uten PCB. Mengde olje pr. meter kabel er estimert til 0,10 liter. Dermed er den totale kabeloljemengden om lag 1000 liter. Kabelen inneholder om lag 7 kg bly pr. meter. Oljetrykkskabel er å betrakte som spesialavfall på grunn av oljeinnholdet. Se figur 9-3 for snitt av tilsvarende eksisterende kabel.

Til sammen utgjør eksisterende 66 kV oljekabel ca 2,5 km trelederkabel.



Figur 3 - Snitt av eksisterende kabel

Tabell 9-1: Kostnads kalkyle for sanering av sjøkabel

Beskrivelse	NOK
Tømming, demontering og bortkjøring av oljetanker	100 000
Opptrekking og bortkjøring av oljekabel 2,5 km x 2 a kr 60.000	300 000
Deponeringskostnad 5000 m a 22,4 kg/m og 16 kr/kg	1 800 000
Byggherrekostnader 5%	100 000
Sum estimerte rivekostnader for sjøkabel	2 300 000

9.2 Luftledning

9.2.1 Arbeid knyttet til bygging av luftledningene

Der det er skog vil det ryddes en trase på ca. 30 meters bredde. Skogrydding foregår i stor grad med hogstmaskiner der det er mulig å komme fram. I ulendt og vanskelig tilgjengelige områder blir det ryddet

manuelt og virke eventuelt flydd ut med helikopter. Ved behov ryddes også adkomsttraseer og riggplasser for skog og klargjøres slik at det er mulig å komme fram med nødvendig utstyr og maskiner til mastepunktene. Det legges ikke opp til bygging av nye veier eller permanente riggplasser i forbindelse med ledningsbyggingen, men det kan være behov for å oppruste enkelte veier for å unngå kjøreskader og komme frem. Ideelt sett vil det være ønskelig med 3-4 store riggplasser for pre montering av master og noen mindre i nærheten av ledningstraseen.



Figur 9-4: Rydding av skog i ledningstraseene gjøres i hovedsak med skogsmaskiner slik skogbruket driver i dag.

Når masteplassene er klare for fundamentering kjøres det en gravemaskin fram til mastepunktene, som graver ut fundamentgropa eller avdekker til fjell. Deretter transporteres materiell og utstyr (borerigg, armering, betong osv.) med helikopter eller bakketransport, der det er mulig, fram til mastepunktene. Fundamentene forankres, armeres, støpes og klargjøres for mastemontering.

Mastestål eller komposittlementene, isolatorer, armatur og liner fraktes til riggplassene med lastebil, hvor mastene premonteres hele eller i seksjoner før de fraktes ut til masteplassene med helikopter eller med bakketransport der det er mulig. Mastene reises med kran eller helikopter og klargjøres for linestrekking (etterstramming, kjøring og montering av blokker (trinser/løpehjul).



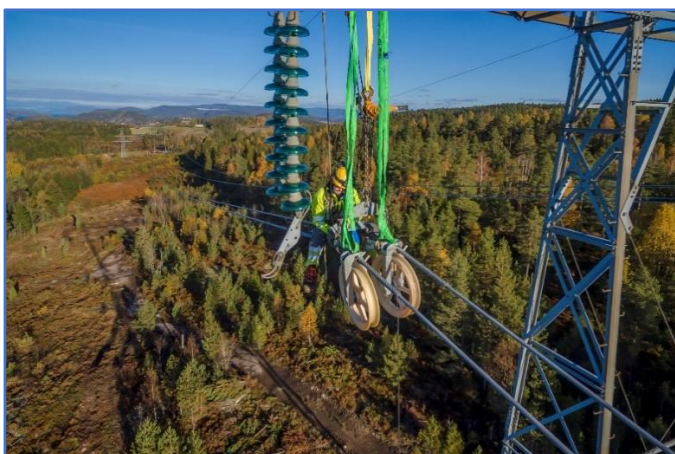
Figur 9-5: Etter premontering på riggplass flys mastene i deler ut til mastepunktet (bildet til venstre). Linene trekkes med vinsj (bilde til høyre) etter at pilotlinje er flydd ut med helikopter.

Når mastene er montert på hele ledningen eller på en strekkseksjon, monteres faselinene og toppline (jording). Strekkingen foregår med bruk av helikopter som drar ut en forløper/pilotline som igjen brukes til å trekke ut linene ved hjelp av vinsj. Tromlene med linene på er de tyngste elementene og plasseres der det er god adkomst inn til traseen og det er mulig å stå med trommel og brems. Til slutt henges linene opp i isolatorene og pilkjøres (strammes).

9.3 Arbeid knyttet til riving av ledning

Ledningen som skal rives er en trestolpeledning. Rivingen gjennomføres grovt sett med følgende operasjoner:

Linene henges i blokker og isolatorkjedene plukkes ned og fraktes til riggplass hvor det er avfallskonteinere. Linene slakkes så ut og spoles inn på tromler eller i bunter og fraktes til riggplass for videre transport til avfallsmottak. Det må utvises forsiktighet ved demontering av isolatorkjedene slik at man unngår glasskår eller rester av porselensbiter i terrenget.



Figur 9-6: Linene henges i blokker før isolatorkjedene tas ned og linene spoles inn.

Trestolpene kappes over bakken med motorsag og legges ned i ledningstraseen. Resten av stolpene som står igjen i bakken graves eller trekkes opp. Eventuell kilestein fjernes ned til en meter på innmark og 20 cm i utmark. Jording kappes under bakkenivå tilsvarende som for mastene. Hullene fylles igjen og området rundt masta arronderes mot tilgrensende areal. Bardunerte master eller master som er festet med jern til fjell kappes jamt med fjellet. Stolpene fraktes ut med bakketransport eller helikopter til riggplass for videre transport til avfallsmottak.

Kreosotimpregnerte trestolper er spesialavfall og må leveres mottak godkjent for håndtering av kreosotimpregnert trevirke. Linene, isolatorer (glass) og stålmaster leveres til gjenvinning.

9.4 Kostnads kalkyle for riving av luftledning

I alle alternativ skal den eksisterende 66 kV enkle luftledningen på den aktuelle strekningen saneres i ved bygging av ny 66 (132) kV ledning. Ny trase ligger stort sett utenfor eksisterende linje og kan bygges mens det er drift på ledningen. Der ny trase følger i eksisterende trase rives den eksisterende ledningen på den delstrekningen, og deretter settes det opp nye fundament og master og henger opp ny line Ved endelig idriftsetting av hele ledningen kan den gamle ledningen saneres, og traséen vil bli ryddet for eventuelle rester etter den gamle linja.

Tabell 9-2: Kostnader for riving av 20 km 66 kV ledning. Demontering og bortkjøring av liner, armatur, traverser og master

Beskrivelse	NOK
Demontering og bortkjøring av liner, armatur, travers og tremaster. 20 km a kr 400 000	8 000 000
Byggherrekostnader 5%	400 000
Sum estimerte rivekostnader	8 400 000

10 Sikkerhet og beredskap

10.1 Utførte vurderinger

Det er gjennomført en prosjektintern prosess med formål å identifisere fare- og risikomomenter knyttet til vurderte utbyggingsløsninger. Risikomomenter er identifisert for de vurderte traséalternativene for anleggsfasen inklusive riving av eksisterende ledning og for driftsfasen. Det er gjort tilpasninger i traséløsningene for å redusere uønsket risiko og det er pekt på hvordan og i hvilken prosjektfase gjenstående risikomomenter skal følges opp og eventuelt løses. Arbeidet er summert opp i en matrise som vil oppdateres og vedlikeholdes gjennom prosjektets ulike faser. Følgende tema ble omfattet av gjennomgangen:

Naturfare

- Snøskred
- Jord- og flomskred
- Flomutsatte områder
- Kvikkleire
- Krevende/bratt terreng

Infrastruktur

- Kryssing av kraftledninger
- Bygging nær spenningsatt ledning
- Riving og bygging i eksisterende ledningstrasé
- Kryssing og nærføring til planlagt E39
- Kryssing av skipsled

Bebyggelse og næring

- Nærføring til eks. bolig/hytter og næringsbygg
- Nærføring til planlagt boligutbygging
- Forhold til havbasert næring

Ytre miljø

- Naturverdier
- Kulturminner
- Landskap
- Friluftsliv
- Jordbruksinteresser
- Skogbruksinteresser
- Drikkevann

10.2 Naturfare

De omsøkte ledningstraséene krysser eller berører en rekke områder som i NVEs kart er markert som aktsomhetsområde for snøskred. Også områder i NVEs atlas [23] som er markert som aktsomhetsområde for flom og jordskred berøres eller krysses av enkelte traséer. NVEs aktsomhetskart er grove oversiktskart utarbeidet ved hjelp av datamodeller, som identifiserer mulig fare for jordskred, snøskred og steinsprang.

Kartene er utarbeidet ved bruk av høydemodell og det er ikke gjennomført feltundersøkelser eller befaringer som grunnlag for kartene. Kartet viser derfor potensielle løsn- og utløpsområder, men sier ikke noe om sannsynligheten for snøskred [23]. Det er ingen kjente forekomster av kvikkleire i planområdet.

Traséene er også vurdert opp mot NVEs kart som viser flomutsatte områder. To delstrekninger faller like innenfor flomsone for 200 års flom. Det vil være naturlig i prosjekteringsarbeidet å vurdere alternative masteplasseringer eller behov for særskilt tiltak ved fundamentering i disse områdene.

De planlagte ledningstraséene går gjennom områder med svært moderat isingsfare, jfr. isingskart utarbeidet av Kjeller Vindteknikk. Kraftledningene vil dimensjoneres for aktuelle is- og vindlaster og det vil utføres grundigere vurderinger av dette i detaljprosjekteringen.

Identifiserte risikomomenter knyttet til naturfare vurderes som løsbare for alle de omsøkte traséene. Haugaland Kraft Nett har erfaring med lang tids drift av 66 kV-ledninger i de fleste aktsomhetsområdene og har ingen erfaringer som tilsier at snø-, stein- eller flomskred vil representere et problem ved riving, bygging eller drift av nye ledninger.

10.3 Infrastruktur - kryssing og nærføringer

De omsøkte traséene vil krysse planlagt ny E39 og eksisterende fylkes- og kommunale veger. Det er i planarbeidet lagt vekt på å innarbeide hensyn til planlagt E39, se nærmere omtale i kap. **Error! Reference source not found.** Endelig vegtrasé er ikke fastlagt og forholdet mellom ledning og veg må derfor vurderes nærmere når mer detaljerte planer for E39 foreligger.

Eksisterende ledninger som skal rives krysser også eksisterende offentlige veger. Ved riving, bygging og linestrekking vil det i samråd med vegmyndigheten planlegges og iverksettes tiltak for å sikre hensyn til trygg ferdsel og trafikk.

Konsesjonssøkt ledning er på noen strekninger lagt i eksisterende ledningstrasé. Det innebærer at dagens 66 kV-ledning på disse strekningene må rives før ny ledning kan bygges. På enkelte strekninger er ny ledning lagt så nær 66 kV-ledningen at denne i kortere perioder må kobles ut for å oppnå forsvarlig sikkerhet ved anleggsgjennomføring. Av hensyn til forsyningssikkerheten til Austevoll, vil det legges vekt på at riving og utkobling av eksisterende ledning gjøres så kortvarig som mulig. Hvordan dette løses på sikkert vis, vurderes i detalj- i anleggsplanleggingen.

Ved legging av nye sjøkabler vil eksisterende kabler være ute av drift. Arbeid på landtakene for sjøkabelen vil skje i tilstrekkelig og sikker avstand fra eksisterende kabel.

10.4 Bebyggelse og ytre miljø

Virkninger for ytre miljø og eksisterende og planlagt bebyggelse er nærmere redegjort for i kap. **Error! Reference source not found.**

10.5 El-sikkerhet og beredskap

Forsyningssikkerhet og risiko for annen virksomhet

Ved skade på ledningen kan kritisk forsyning i området opprettholdes med reserveløsninger i nettet inntil feilen er utbedret. Haugaland Kraft Nett har god beredskap for å håndtere feil i nettet. Som regel tar det relativt kort tid å utbedre feil på luftledninger. Sjøkabelen som benyttes er en standard type som legges av de aller fleste nettselskaper på dette spenningsnivået. Beredskapslager på Stord har denne kabelen i reserve.

Anleggene i seg selv anses ikke å utgjøre en sikkerhetsrisiko for samfunn og miljø ut over hva som er normalt for kraftledninger og sjøkabler.

Der ledningen krysser veier og plasser bygges den med god avstand i høyde og bredde for å unngå påkjørsel fra kjøretøy. Detaljer ved kryssing av hovedveier vil avklares nærmere med Statens Veivesen i forbindelse med detaljprosjektering av kraftledningen. Ledningen bygges hovedsakelig i god avstand fra bebyggelse, og utgjør således ingen direkte fare om en mast skulle velte, eller en fasetline skulle falle ned.

Lav berøringsspenning ved jordfeil ivaretas av jording og potensialutjevning rundt hvert mastepunkt samt redusert jordfeilstrøm i et nett med spolejordet nullpunkt. Elektriske vern vil koble ut ledningen ved ledningsbrudd, kortslutning osv.

Tilgang til ledningen for vedlikehold og reparasjon

Store deler av ledningstraséen ligger i nærheten av vei. Ingen deler av traséen ligger mer enn 1 km fra eksisterende veinett. Topografien i området er ikke spesielt utfordrende med tanke på framkommelighet. Hele traséen ligger lavere enn 300 m.o.h. Iht. NVEs varsomhetskart er det bare et område, øst for Søreidsvågen, hvor terrenget er såpass bratt at det er angitt fare for ras og skred.

Sjøkabelen over Langenuen, med dybder ned mot 500 meter er den største utfordringen med tanke på reparasjoner og feilrettinger i ekstraordinære situasjoner. Samtidig er det svært sjelden at det oppstår feil på sjøkabler. Driftserfaringene på dagens 66 kV-ledning og sjøkabel viser svært få feilsituasjoner, noe som tilsier at en ny forbindelse med nye master, liner og kabel vil gi få driftsutfordringer. Som følge av mye skog på Tysnes vil skogrydding være viktig for å få en driftssikker ledning, spesielt de første årene når faren for vindfall i kantsonene er stor.

Klassifisering etter kraftberedskapsforskriften

Anlegget skal klassifiseres etter kraftberedskapsforskriften. Haugaland Kraft Nett vil sende inn en redegjørelse om dette til NVE (uttrykt vedlegg 6. unntatt offentlighet.)

11 Teknisk - Økonomisk analyse

I denne rapporten er det lagt vekt på tekniske løsningsvalg og ledningstraséer til hovedalternativet med målsetting om å komme fram til gode og byggbare løsninger. Nullalternativet er ikke utredet i denne rapporten siden det ikke oppfyller krav til spenningsoppgradering til 132 kV.

Kostnads kalkylen for hovedalternativene er vist i tabellene nedenfor og gjelder for ledningstrasé 1.0. Kostnadsetsimatene er i 2019 kroner og basert på kalkulerte kostnader for materiell og bygging. Priser er hentet fra nylig gjennomførte prosjekter i regionalnett. Størst usikkerhet ligger i endelig valg av trasé, markedsforhold og kronekursen.

Systemløsningsvalget med 66 (132) kV Langeland - Otteråi synes å være den opplagt mest fremtidsrettede løsningen. Med denne løsningen opprettholder man en sikker og god forsyning til underliggende nett i området. Løsningen legger godt til rette for neste fase med videre oppgradering til 132 kV i dette nettområdet. I et større nettbilde vil de nye anleggene bidra til å sikre tilgjengelighet og kapasitet i kraftforsyningen i området.

11.1 Basisestimat

Tabell 11-1: Kostnads kalkyle for ny kraftledning Langeland - Otteråi. Basiskalkyle med kabel Ersvika - Huftarøy.

Beskrivelse	Lengde i km	Kostnad [MNOK]
Langeland transformatorstasjon		0,5
Otteråi transformatorstasjon		0,5
Ny 66 (132) kV kraftledning Langeland - Ersvika	20	73,7
170 kV sjøkabel Ersvika - Huftarøy	2,9	49,6
Sum investeringer		124,3
Sanering 66 kV ledning Langeland - Otteråi Tremast FeAl 50 og 70	20	8,4
Sanering 66 kV sjøkabel Ersvika-Huftarøy	3	2,5
Sum kostnader trase 1.0 (avrundet)		135

11.2 Reksteren - Huftarøy

Kalkyler for de to alternative sjøkabeltraseer er satt opp nedenfor. Videre er det benyttet en basiskostnad for luftledningen og med et fratrekk for det alternativet som gir kortere luftledning.

Tabell 11-2: Kostnadskalkyle for ny kraftledning Langeland - Otteråi med to alternative kabeltraseer over Langenuen.

Beskrivelse	Ersvika – Huftarøy 2,7 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK	Stølsvika - Huftarøy 4,4 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK
Sum sjøkabelanlegg Reksteren-Huftarøy	49 610 000	67 810 000
Luftledning trase 1.0	73 742 700	73 742 700
Fratrekk linjekostnad		-7 800 000
Netto kraftledning	73 742 700	65 942 700
Sum investering i kabel og ledning	123 352 700	133 752 700
Ombygging i transformatorstasjoner	1 000 000	1 000 000
Sanering av eksisterende ledning og sjøkabel	11 000 000	11 000 000
Sum kostnader Langeland – Otteråi	135 352 700	145 752 700
Sum kostnader Langeland – Otteråi (avrundet)	135 MNOK	146 MNOK

Kraftforbindelsen med sjøkabel til Stølsvika har en kalkylepris som ligger rundt 10 MNOK høyere enn med sjøkabel korteste veien over til Ersvika.

11.3 Alternativer for kryssing av Bårdsundet og Langenuen

Tabellen nedenfor viser kostnadskalkylen for kraftledningen med de ulike sjøkabelalternativer. For luftledningen er det benyttet basisestimat fratrukket linjekostnad ved de ulike alternativene.

Tabell 11-3: Kostnadskalkyle for ny kraftledning Langeland - Otteråi med fire alternative kabeltraseer for kryssing av Bårdsundet og Langenuen.

Beskrivelse	Bårdsundet 1,1 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK	Smievollosen 2,3 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK	Otteråi- Stølsvika- Bjørnavika 7,2 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK ***	Otteråi- Vardaneset 7,2 km TKZA 170 kV 800 mm ² NOK ***
Sjøkabelanlegg	27 300 000	36 100 000	97 400 000	97 400 000
Sjøkabelanlegg Reksteren- Huftarøy	49 610 000	49 610 000	0	0
Sum sjøkabelanlegg	76 910 000	85 710 000	97 400 000	97 400 000
Luftledning trase 1.0	73 742 700	73 742 700	73 742 700	73 742 700
Fratrekk linjekostnad **	-1 750 000	-7 000 000	-15 750 000	-16 100 000
Netto kraftledning	71 992 700	66 742 700	57 992 700	57 642 700
Sum netto ledning og sjøkabel	148 902 700	152 452 700	155 392 700	155 042 700
Ombygging i transformatorstasjoner	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Sanering av eksisterende ledning og sjøkabel	11 000 000	11 000 000	11 000 000	11 000 000
Sum kostnader Langeland – Otteråi	160 902 700	164 452 700	167 392 700	167 042 700
Sum kostnader Langeland – Otteråi (avrundet)	161 MNOK	164 MNOK	167 MNOK	167 MNOK

(*) Utlegging i Bårdsundet og Smievollosen forutsetter utlegging samtidig med hovedstrekningen til Otteråi. Utlegging Otteråi-Stølsvika-Bjørnavika gjelder for hele strekningen.

(**) Fratrekk linjekostnad på henholdsvis 0,5 km, 2 km, 4,5 og 4,6 km

(***) Gjelder kabling helt frem til Otteråi stasjon

12 Referanser

[1] NVE 18.01.2019. Utredningsprogram for 132 kV Langeland-Otteråi

Lover og forskrifter:

[2] Helse- og omsorgsdepartementet 2016. FOR-2016-12-16-1659. [Forskrift om strålevern og bruk av stråling \(strålevernforskriften\)](#).

Andre referanser:

[3] Statens strålevern. [Internett] 2017. <http://www.nrpa.no/straum-og-hoegspent>

[4] Statens strålevern, mars 2017. Bebyggelse nær høyspenningsanlegg, Informasjon om magnetfelt fra høyspenningsanlegg.