

ADR.: Statnett SF
Nydalen allé 33
0484 Oslo

Dokument tittel / Document title

420 kV - Nettförsterkning Haugalandet Vurdering av kabling hele strekningen og på ulike delstrekninger

Gradering / Classification

Ekstern

Prosjektnr. / Project no.

10323

Arkivkode / Archive code:

Ansvarlig Enhet / Responsible department

UB

Dokument nummer / Document number

Antall sider + vedlegg /

Pages + attachments

31

Oppdragsgiver / Client

Internt

Oppdragsgivers kontakt / Client reference

Bente Rudberg

Bestillingsnummer / Order number

Sammendrag, resultat / Summary, result:

Dette notatet oppsummerer en teknisk og kostnadmessig vurdering av kabelforbindelser i prosjektet Nettförsterkning Haugalandet. Vurderinger av kabelalternativ er begrunnet i innkomne høringsuttalelser til NVE i forbindelse med konsesjonssøknaden. Kostnadene som er oppgitt inkluderer komplett anlegg fra stasjon til stasjon. Kostnadene er basisestimater og er ikke gjennomgått i usikkerhetsanalyser. Det vil derfor være forskjell i estimatunderlaget for luftledning og kabel. Kabel vil også ha ulike tapskostnader, avbrudd, drift og vedlikeholdskostnader.

Følgende strekningene er utredet og kostnadsberegnert: (Alle estimattallene og størrelse er å betrakte som omtrentlige)

Spenning	Strekning vurdert for kabling	Lengde i sjø	Lengde land	Total trasélengde	Kostnadsestimat*
420 kV	Blåfalli-Gismarvik	98 km	2 km	100 km	6 862 MNOK
420 kV	Blåfalli-Ålfjord-Aksdal-Gismarvik	61 km	9 km kabel 9 km linje	80 km	5 113 MNOK
420 kV	Sauda-Gismarvik	89 km	5 km	94 km	6 463 MNOK
420 kV	Skjoldastraumen – 2,7 km	2,1 km	0,65 km kab 92 km linje	95 km	1 532 MNOK
420 kV	Skjoldastraumen – 1,6 km	0,95 km	0,65 km kab 93 km linje	95 km	1 435 MNOK

* Det forventes at nøyaktigheten i kostnadsoverslaget ligger innenfor +40 og -20 %. Estimater inkluderer også stasjonene og linje.

Hvis en ønsker å bygge hele strekningen mellom Blåfalli og Gismarvik med kabel vil byggetid bli 3-4 år. I tillegg kommer tid for konsesjonsprosessen slik at total tid kan bli opp mot 5 år eller mer. En byggetid helt ned mot 2 år kan forventes for de korteste og enkleste anleggene, forutsatt at konsesjon er gitt, og at det er produksjonskapasitet tilgjengelig på kabelløseleverandørsiden.

En 420 kV kabelforbindelse på 100 km er teknisk mulig basert på kjente teknikker og metoder innenfor den estimerte tids- og kostnadsramme, men det vil medføre betydelig kompenseringssanlegg bygget i hver ende av kabelen. Kabelanlegg og kompenseringssanlegg av dette omfang 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. Foreløpige systemanalyser viser at en slik lang kabel vil være driftsmessig utfordrende, men kan være gjennomførbart innenfor gjeldende krav og forskrifter.

Distribusjon

Rev	Dato / Date	Revisjons beskrivelse / Description	Utarbeidet / Author	Kontrollert / checked	Godkjent / Approved
3	2021-03-15	Godkjent for utsendelse til NVE	FR	HH	CEH
2	2021-03-13	Godkjent utgave	FR	HH	CEH
1	2021-03-12	Revidert utkast	FR	HH	CEH
0	2021-03-07	Utkast for interne kommentarer	FR	HH	CEH

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	3
2	Teknologivalg	4
2.1	Systemer/ Stasjoner/ landanlegg	4
2.2	420 kV Kabler.....	11
3	Forutsetninger	13
3.1	Miljøkonsekvenser og mulige konfliktobjekter for jordkabler	13
3.2	Eksempel på grøftesnitt for jordkabel	14
3.3	Betraktninger rundt 420 kV kabel i vei (Europavei)	16
3.4	Forutsetninger for kostnadsoverslaget	16
3.5	Vurdering av pålitelighet og beredskap	17
4	Utredning av kabling på alternative strekninger	18
4.1	Kabel hele veien fra Blåfalli til Gismarvik	18
4.2	Kabel fra Blåfalli til innerst i Ålfjorden, jordkabel til Aksdal	20
4.3	Kabel hele veien fra Sauda til Gismarvik	23
4.4	Kabel over Skjoldastraumen	24
5	Tidsplan	26
6	Drift og vedlikehold	27
7	Diskusjon om areal- og miljøeffekter ved bruk av kabel	27
8	Kabelanlegg versus kraftledning	28
9	Konkluderende drøftinger og merknader	29
10	Referanser	30

1 Innledning

I forbindelse med konsesjonsbehandlingen av ny 420 kV kraftledning fra Blåfalli til Gismarvik har det kommet flere høringsuttalelser som peker på kabel som et alternativ til luftledning, på hele eller deler av den omsøkte strekningen. Statnett har på bakgrunn av de innkomne høringsuttalelsene, og i dialog med NVE, utarbeidet et samlet notat for teknisk og kostnadmessig vurdering av kabelalternativer for ny 420 kV-forbindelse til Haugalandet.

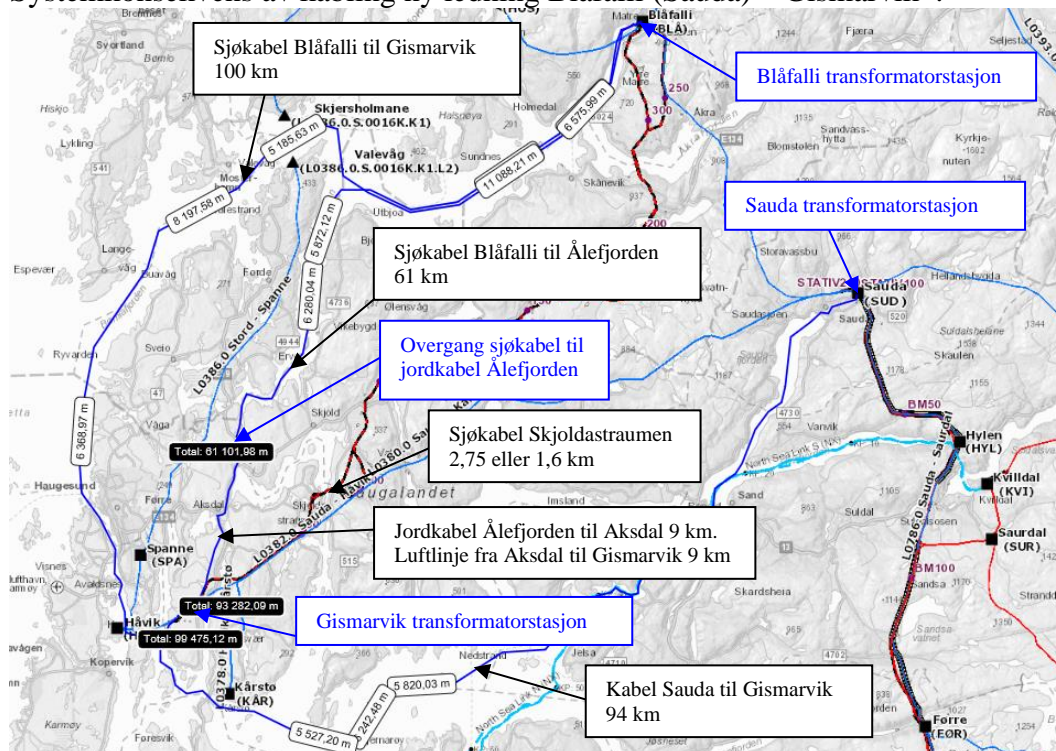
I dette notatet vil følgende bli omhandlet:

- Sammenligning av 2000 MW i kabel mellom Blåfalli og Gismarvik, og 100 MW til oljeinstallasjonene. Teknisk diskusjon rundt teknologivalg (AC vs. DC) og hva som kreves av komponenter i et kabelanlegg
- Kommentarer rundt bruk av likestrømsteknologi punkt til punkt og multiterminaler (HVDC, VSC og VSC med multiterminaler)
- Betragtninger rundt kabel i europavei

Tekniske løsninger og kostnader for:

- 420 kV sjøkabel fra Blåfalli til Gismarvik hele veien (100 km)
- 420 kV sjøkabel fra Blåfalli til innerst i Ålfjorden (60 km). 420 kV jordkabel / ledning fra Ålfjorden til Gismarvik (20 km)
- 420 kV sjøkabel fra Sauda-Gismarvik hele veien (94 km)
- Kabel over Skjoldastraumen/Skjoldafjorden (To alternativ på henholdsvis 2,75 og 1,6 km)

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 vurdert at denne utredningen kunne utføres uten behov for befaring. Det er heller ikke utført systemanalyse, men analysemiljøet i Statnett har gjort noen enkle betraktninger omkring bruk av kabel i dette prosjektet. Det henvises til notat i referanse [11] «Systemkonsekvens av kabling ny ledning Blåfalli (Sauda) – Gismarvik».



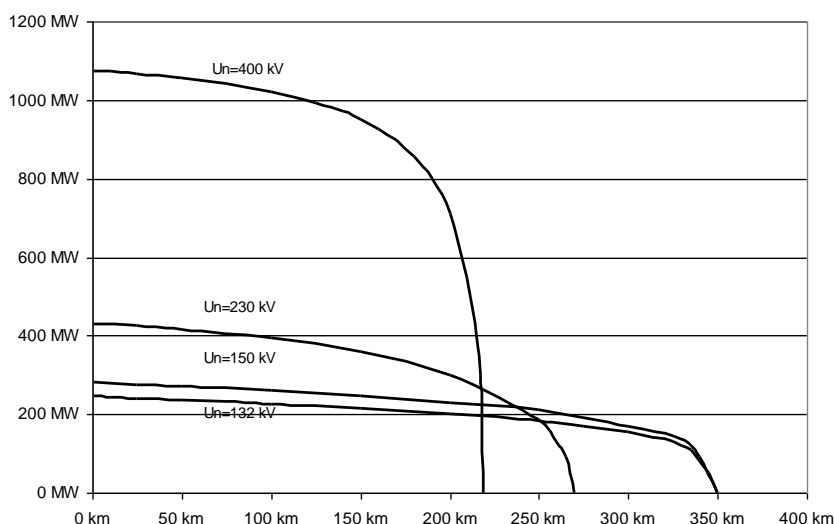
Figur 1: Oversiktskart Nettforssterking Haugalandet (fra konsesjonssøknaden) med markering av kabelalternativer

2 Teknologivalg

Nettforsterking Haugalandet skal dimensjoneres for en overføringskapasitet på 2000 MVA (eller nærmere 2000 MW). Hele Norges maksimale overføringskapasitet/forbruk er samlet omtrent 25 000 MW. Det vil si at kraftledning/kabel fra Blåfalli til Gismarvik skal kunne overføre 8 % av Norges maksimale overføringskapasitet.

Hvis en sammenligner dette med strømforsyningen på 100 MW som i dag er bygget 200 km ut til Johan Sverdrup så er effektkapasiteten for Blåfalli-Gismarvik 20 ganger så stor. For å få dette til må en bruke høy spenning, 420 kV og minimum 6 stk enlederkabler. (Hver kabel vil da måtte dimensjoneres for en strøm på 1400 Ampere som er omtrent det maksimale en kan få ut av en kabel, og for et kabelsett a tre kabler får da en kapasitet på $1400 \times 420 \times \sqrt{3} \approx 1000$ MVA).

Ifølge referanse [12] kostet det 6 milliarder kroner å bygge denne 100 MW strømforbindelsen til Johan Sverdrup. Skulle den vært bygget ut for 2000 MW ville den kostet betraktelig mye mer. Det blir derfor ikke helt relevant å sammenligne et 100 MW kabelanlegg til en offshoreinstallasjon (eks. Johan Sverdrup på 100 MW/200 km DC, Valhall som er 78 MW/292 km DC, Martin Linge 55 MW/161 km AC, Goliat 75 MW/105 km AC) med et 2000 MW kraftkabel/linje på land. Sjøkabelteknologien og installasjonsmetodene er imidlertid sammenlignbare, men i en annen skala.



Figur 2: Maksimal effekt på ett AC kabelsett som en funksjon av lengden for kabler av type treleder sjøkabel med ledertverrsnitt 1000 mm² CU. For 400 kV (420) er det enlederkabler med 1200 mm² CU som er vist. (Sjøkabel kompensert likt i begge ender) [13]

Som en kan lese ut fra Figur 2 kan en kabel for 132 kV (145) overføre noe over 200 MW pr trelederkabel eller kabelsett bestående av tre enlederkabler. Hvis en skal kunne overføre mer kraft må en enten legge flere parallelle kabler eller øke spenningen. For 2000 MW trenger du nesten 10 parallelle kabelsett a 132 kV, men bare to kabelsett for 420 kV. For en luftlinje kan en altså overføre 2000 MW på en kraftlinje.

2.1 Systemer/ Stasjoner/ landanlegg

Kraftsystemet er i all hovedsak basert på vekselstrøm (AC). For overføring av store kraftmengder fra et punkt til et annet kan det i enkelte tilfeller benyttes likestrøms teknologi (DC).

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 å sette inn 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 kompenseringсанlegg er 50 - 70 km, mens avstander opp mot 100 km synes å kunne bli mulig med ny teknologiutvikling (PEX-kabler). Fortrinnsvis plasseres kompenseringсанleggene 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.

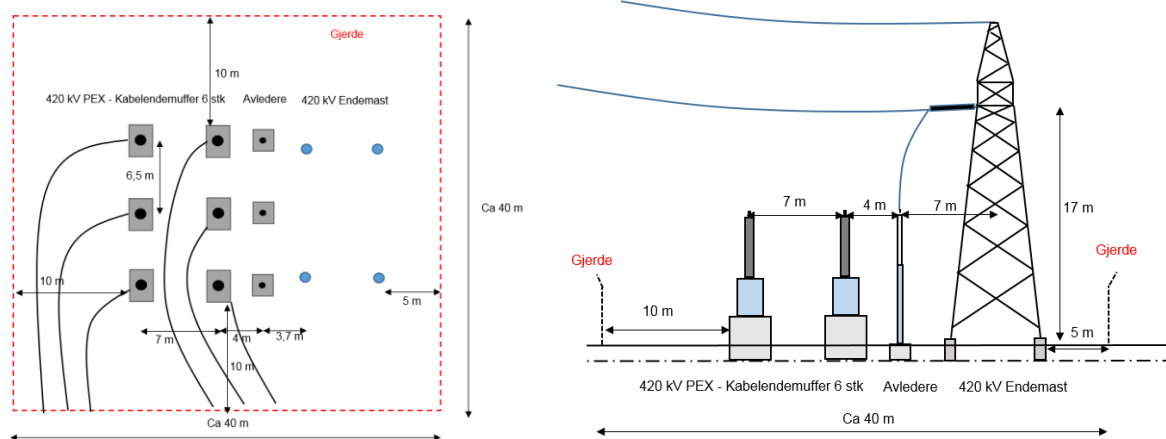
I overgangen fra 420 kV kraftledning til kabel må det være en muffestasjon enten med betongvegger eller som innegjerdet område. Størrelsen på muffestasjon med betongvegger er 25 x 30 m (pluss planert område omkring muffestasjonen for adkomstvei osv, totalt 2500 til 4000 m²). Hvis det kun er gjerde rundt (uten betongvegger) vil det være behov for et planert område rundt endemuffene som er 80 x 100 m (8000 m²). 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. Se Figur 4.



Bilde 1: Eksempel på muffestasjoner for overgang mellom kraftledning og kabel. Venstre bilde viser 420 kV for Nettilknytning Ormen Lange og høyre bilde viser en visualisering av 420 kV kabelforbindelse over Indre Oslofjord



Figur 3: Eksempel åpent muffeanlegg med vei og 9 kabler. Gjerde min. 30 m fra nærmeste spenningsførende del/muffe. Anlegget beslaglegger areal på 90x90 m

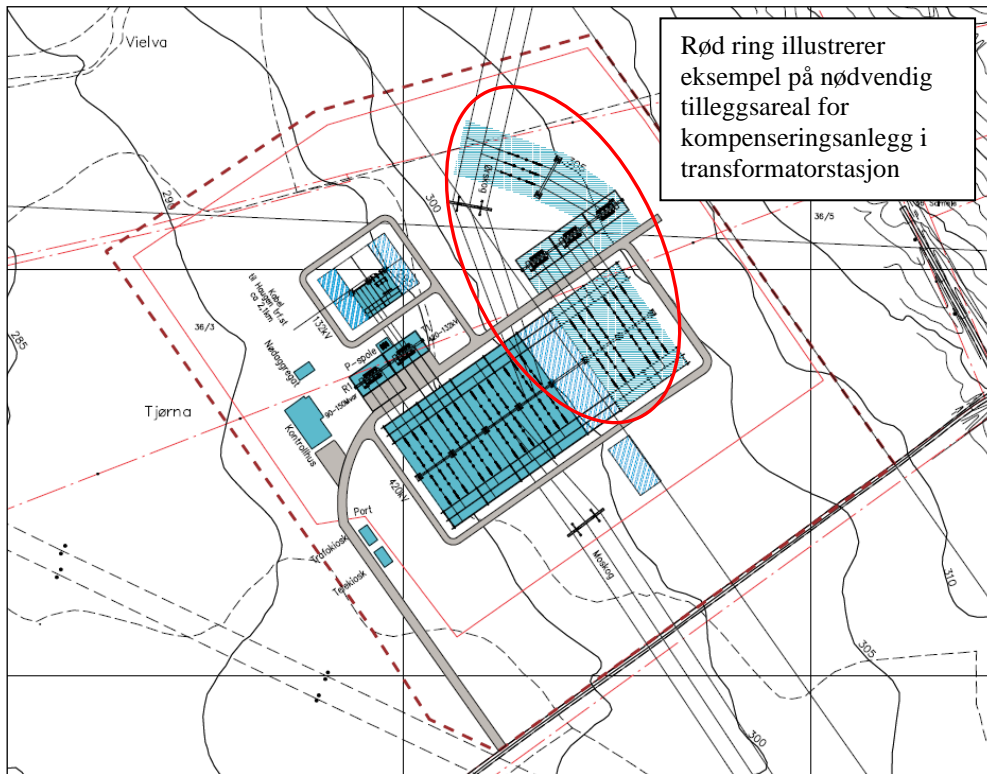


Figur 4: Eksempel åpent muffeanlegg for plassering med plassbegrensning. Under utredning for innskutt kabel i kraftledning. Arealbehov 40 x 40 m for endemast og inntil 6 muffe/kabler

Som en kan se av eksempel i Figur 5 (under) vil et kompenseringsanlegg plassert i en transformatorstasjon ha et plassbehov på 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 (900-1000 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.

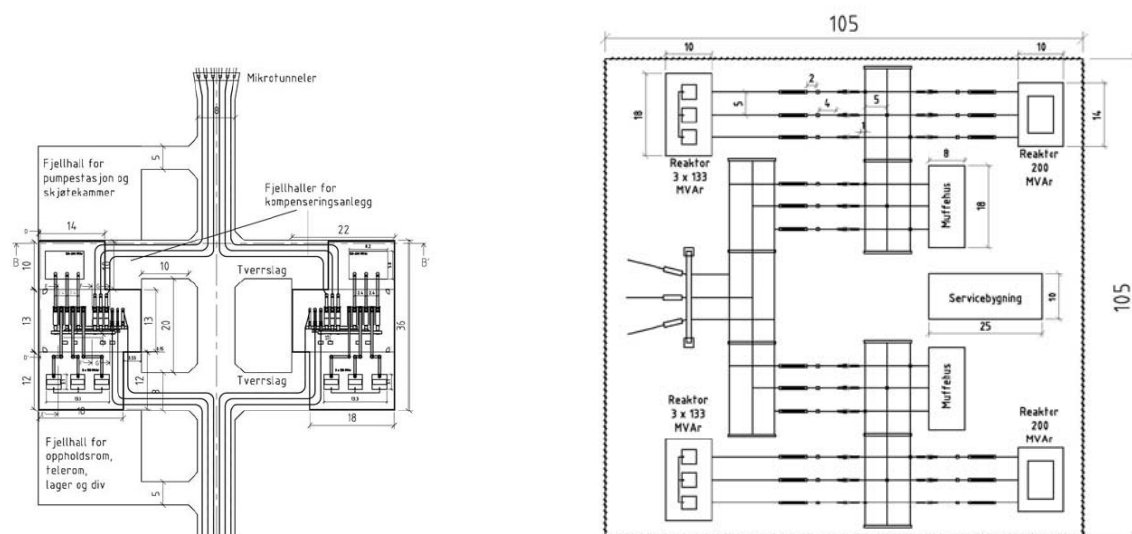
Ulempen med denne løsningen er at kompenseringsstrømmen må fraktes lenger enn om kompenseringsreaktorene hadde vært direkte tilkoblet kablene, og det forårsaker større overføringstap.



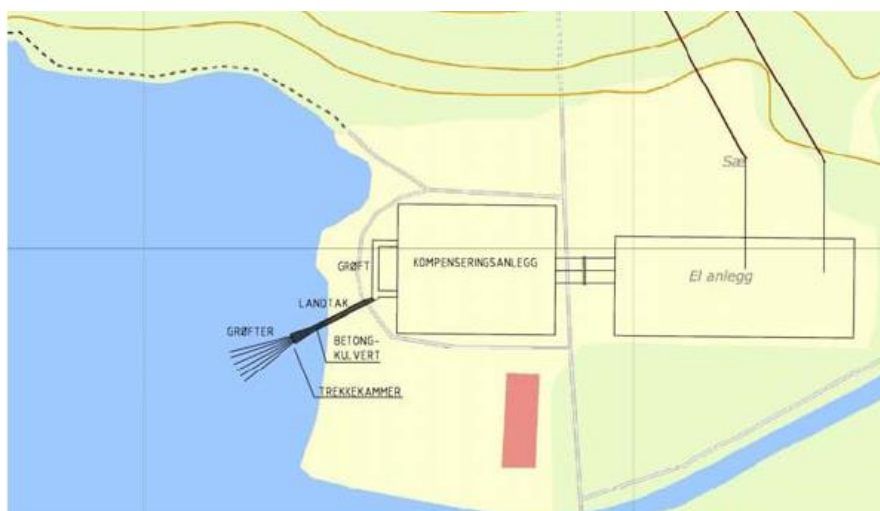
Figur 5: Eksempel på plassbehov for kompenseringsanlegg i transformatorstasjon

Figur 6 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 1200 MVAR. Fjellhallen har en størrelse på 70 x 36 + 36 x 36 m. Dvs. 4000 m². Kompenseringsanlegget utendørs har en størrelse på 105 x 105 m. Dvs. 11 000 m². I denne utredningen er det i kostnadsestimatet antatt at det benyttes utendørsanlegg da fjellhaller er svært kostbare.

Imidlertid er det lite plass i og rundt Blåfalli transformatorstasjon. Der er kupert fjellterreng og trangt så det er ikke utenkelig at kompenseringsanlegg vil måtte plasseres i en fjellhall. Også i Gismarvik må det utvides like betydelig i og med at det må lages plass til kompenseringsanlegg.



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



Figur 7: Eksempel på overordnet plantegning av ilandføring av 420 kV sjøkabel, kompenseringanlegg, 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 ser man tydelig at dette er negativt for tilgjengeligheten av systemet, og det må derfor utredes grundig for det konkrete tilfellet før likestrøm eventuelt tas i bruk.

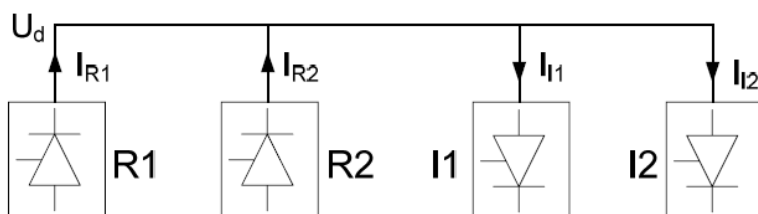
Likestrømsforbindelser kan bygges som konvensjonell HVDC (LCC)¹ løsning eller VSC². På grunn av den positive utviklingen innen VSC-teknikken, fremstår systemer basert på VSC-strømretteren som det foretrukne alternativ til konvensjonelle LCC-strømrettere. Det ser også ut til at bruksområdet til likestrømsforbindelser 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 i Norge 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 omformerstasjon 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 8: Eksempel på enlinjeskjema av multiterminal likestrømsløsning

Slik teknikken står i dag, vil et system med flere strømretterstasjoner bli dyrt, samt 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 i Norge. Det antas at overføringsnivå kan endres nærmest momentant, men det må styres og tilpasses variasjoner i driftsforhold i det øvrige kraftsystemet.

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

² Voltage Source Converter - Spenningskildeomformer



Bilde 2: Ertsmyra transformatorstasjon, NordLink omformerstasjon 1400 MW

Stasjonsarealet til omformerstasjonen på Ertsmyra er 200 x 250 m og bygningen er 30 m høy. Nødvendig areal for omformerstasjonen er 50 000 m² pluss arealer for selve koblingsanlegg og transformatorer. Arealer for kabeltrasé og utendørs koblingsanlegg for vekselstrøm vil komme i tillegg. NordLinks omformerstasjon er dimensjonert for 1400 MW, altså bare 70 % av kapasiteten som trengs mellom Blåfalli og Gismarvik.

Overgang fra luftlinje til kabel/sjøkabel kan gjøres slik som vist i Bilde 3. Her er muffestasjon (overgangsstasjon fra luftlinje til kabel) for NordLink vist. Muffestasjonen er plassert 500 m fra sjøen skjult i en forsenkning i terrenget slik at den ikke er synlig fra sjøen. Her ble det boret 2 stk mikrotunnler hver med lengde 400 m og diameter 0,4 m. Dette var et svært komplisert boreteknisk arbeid hvor en boret seg fra muffestasjonen, ned under hyttebebyggelse og kom ut 1 m over sjøbunnen i en dybde på 25 m. Løsningen her var skånsom for hyttebebyggelsen og strandsonen etter at anleggsarbeidene var ferdigstilt.



Bilde 3: Vollesfjord muffestasjon, NordLink. 2 stk 400 m lange mikrotunneler med diameter 0,4 m mellom stasjon og ut i sjø

Generelt om utetider for likestrømsforbindelse

Feil i en likestrømsforbindelse (i kabel eller omformerstasjoner) vil gi utfall av hele overføringsystemet 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 forsynings sikkerhetshensyn ikke kan tillates at hele strømmettet faller ut ved feil i likestrømsforbindelsen. Dette begrenser det potensielle bruksområdet for denne teknologien og av hensyn til forsynings sikkerheten er likestrøm ikke anbefalt for anvendelse i Nettforsterking Haugalandet forbindelsen.

Feil i nettet må enkelt kunne seksjoneres og kobles fra uten at konsekvensene blir store.

2.2 420 kV Kabler

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

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

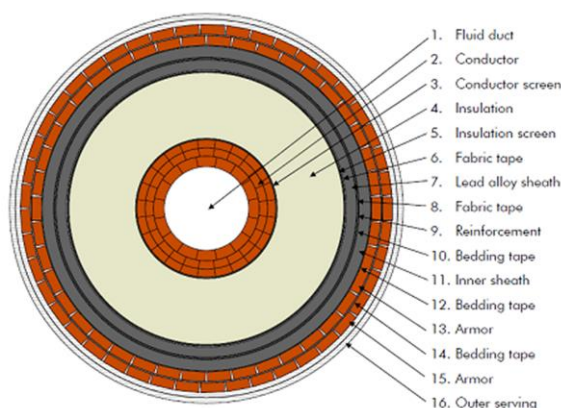
Enlederkabler benyttes for 420 kV. For å få tilstrekkelig overføringskapasitet på 420 kV er det nødvendig med minimum to kabelsett (6 kabler) for vekselstrøm. Med henvisning til Statnetts politikk for beredskap, må det planlegges med at det skal installeres 7 kabler hvor en kabel er reserve.

Oljekabel har lenge vært enerådende for lange sjøkabelanlegg for spenninger på 420 kV eller høyere. PEX sjøkabel-teknologi er nå tilgjengelig i lengre lengder. Det er utfordring med prøving av hel lengde som har vært begrensende, men ny test-teknologi har gjort det mulig å teste lange kabellengder. Testing i fabrikk er svært viktig for å garantere at kablen har god kvalitet.

Det første 420 kV sjøkabelanlegget med lange PEX-kabler (13 km og med to fabrikkskjøter på hver lengde) ble bygget av Statnett i forbindelse med Ytre Oslofjord prosjektet og ferdigstilt i 2013. Videre har BKK bygget for Statnett et enda lengre PEX-sjøkabelanlegg med lengde på over 22 km.

I Haugalandsprosjektet er nødvendig sjøkabellengde på mellom 60 og 100 km, over tre ganger så lagt som noe annet eksisterende 420 kV PEX-sjøkabelanlegg. Sjøkabeltraseene for Haugalandprosjektet er stort sett mindre enn 400m vanddyp, men en god strekning i Ålfjorden har vanddyp større enn 400m. Her kommer en inn på problemstillingen at "det generelt ikke er kvalifiserte skjøter for vanddyp større enn 400m".

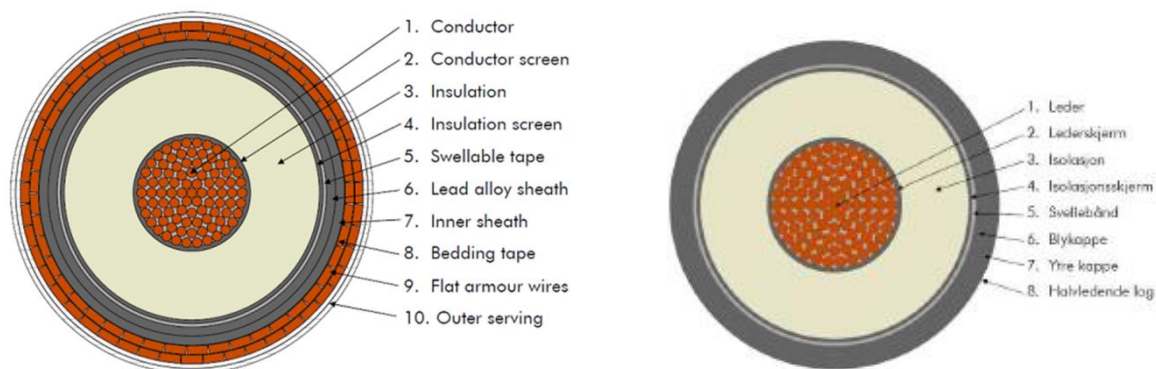
Dette blir en kompliserende faktor når det skal legges ut så mye kabel, og det blir en kompliserende faktor for beredskapen. I praksis må kabel produseres slik at ingen skjøter kommer i den dype delen. En får også et problem dersom skade på kabel i dyp del.



Figur 9: Oljekabel, SCFF

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

For jordkabelalternativene som utredes er det mest hensiktsmessig å bruke PEX-kabel. Som sjøkabel er teknologien nå tilstede for å kunne bygge lange 420 kV sjøkabler i lengder på opp mot 100 km basert på PEX-teknologi.



Figur 10: PEX-isolert sjø- og jordkabel

3 Forutsetninger

Systemspenning U_m ($U_m =$ Høyeste tillatte spenning) 420 kV.

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

- For 420 kV jordkabel forutsettes det at det benyttes 2 500 mm² Al PEX-kabel og to kabelsett (6 kabler + reservekabel)
- For 420 kV sjøkabel benyttes 1200 eller 1400 mm² Cu PEX-kabel og to kabelsett + reservekabel

Kablene har følgende tall for ladeytelse (MVA_r):

- Reaktiv produksjon 420 kV jordkabler pr. kabelsett 12,5 MVA_r/km
- Reaktiv produksjon 420 kV sjøkabler pr. kabelsett 9,7 MVA_r/km

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

Det er altså forutsatt at det benyttes kabel med ny teknologi som er PEX-isolerte kabler for 420 kV og er det inkludert kostnader for kompensering av alle kabelanleggene.

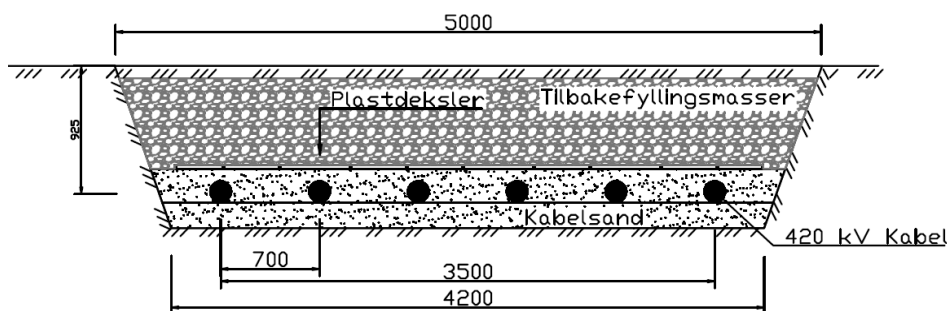
3.1 Miljøkonsekvenser og mulige konfliktobjekter for jordkabler

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 mikro Tesla oppnås i størrelsesorden 8 meter fra kabelgrøftens senter. (Jordkabel på land). En mer generell vurdering av miljøkonsekvensene gis i kapittel 7 i dette notatet og inkluderer også miljømessige konsekvenser for sjøkabel.

Et belte på 10 – 20 m vil ikke kunne benyttes/ dyrkes så lenge anleggstiden varer, se Figur 12. 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 man i kabeltraseen måtte opprettholde et permanent ryddebelte, for å hindre at røtter ikke ødelegger kablene.

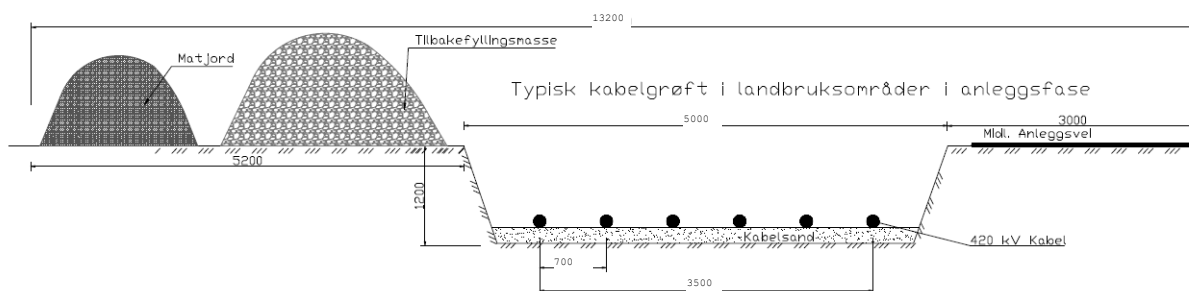
Kablene legges i 500 til 1000 m lengder med krysskopling av skjermene for hver lengde. Ved hvert skjøtepunkt vil det være et krysskoplingsskap med tilhørende jordingsanlegg. I praksis vil det bety en kum med kumløkk plassert under bakken. Hvis vekt og transport tillater det kan kabellengdene pr. trommel økes opp mot 1000 meter. Dette vil redusere antall skjøter betraktelig. (Prosjektet Sotrasambandet ble det lagt kabellengder på 1500 m, men det krevde helt spesielle hensyn i forhold til transport av kabeltromler og utstyr for utlegging av kabel).

3.2 Eksempel på grøftesnitt for jordkabel



Figur 11: Typisk grøftesnitt for et 420 kV kabelanlegg med to kabelsett a tre kabler

Et typisk anleggsbelte i byggefasen kan være som følger:



Figur 12: Typisk anleggsbelte for 6 kabler i 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 hvordan det kan se ut under bygging og etter at terreng er reetablert. Det kan også tenkes at jordkabler kan legges med to grupper av kabler lagt i trekantforlegning, men når kablene legges i tett trekantforlegning vil strømkapasiteten reduseres. Det er derfor vurdert her at flat forlegning foretrekkes.



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



Bilde 5: Jordkabelanlegg etter at kabelgrøft er gjenfylt og terreng reetablert

3.3 Betraktninger rundt 420 kV kabel i vei (Europavei)

Som illustrert i Figur 12 og Bilde 4 kan en lett forestille seg det å legge 420 kV kabel i en europavei vil by på utfordringer. En 420 kV jordkabel veier i underkant av 20 kg pr meter og har en ytre diameter på 130 mm. Kabelgrøften må stå åpen når kabel skal strekkes. Alternativt må det graves grøft og legges trekkerør slik at kabel kan trekkes inn i rør etterpå.

Både under gravearbeidet og kabelstrekking trengs en midlertidig vei/areal for å komme til grøfta. Den midlertidige veien brukes også når en skal tilbakefylle kabelsand og jordmasser rundt kablene og i grøfta. I byggefasen vil deler eller hele europaveien måtte stenge all trafikk over en lengre periode som ikke vil være akseptabelt for trafikkavviklingen.

En annen ulempe ved å ha kabel i veibanen er at hvis en får en kabelfeil vil en måtte grave opp veien. En tredje ulempe som ofte ikke tas hensyn til er at hvis veien skal utvides eller justeres vil det medføre store ombygginger og kostnader for kabelanlegget.

Det finnes en rekke eksempler hvor kabler forlagt i veibanen eller veiskulder har måtte legges om fordi veien skulle utvides eller endres.

Det frarådes derfor å legge 420 kV kabel i veibanen eller veiskulder.

Derimot kan en heller tenke seg at et 420 kV kabelanlegg kan gå i parallell med veibanen, men i egen trasé. På enkelte strekninger kan det også tenkes at en bygger en kabeltunnel.

3.4 Forutsetninger for kostnadsoverslaget

Kostnadsoverslaget er laget med bakgrunn i erfaringstall fra kabelanlegg som Statnett har bygget, nyere evaluerte tilbud på andre kabelanlegg og vurdering av markedssituasjonen.

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 15 %. Som beskrevet i kapittel 2.2 forutsettes det at det legges en reservekabel.

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

Det forventes at nøyaktigheten i kostnadsoverslaget ligger innenfor -20 til +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 2021.

Prisene i basisestimatet baserer seg på følgende råvarepriser:

Kobberpris 9000 USD/tonn

Blypris 2000 USD/tonn

Aluminium 2200 USD/tonn

Ved omregning er det benyttet følgende vekslingsrater:

1 EURO = 10,3 NOK

1 USD = 8,6 NOK

Kostnadene er basisestimat og er ikke gjennomgått i usikkerhetsanalyser. Det vil derfor være forskjell i estimatunderlaget for luftledning og kabel. Kabel vil også ha ulike tapskostnader, avbrudd, drift og vedlikeholdskostnader.

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. Det henvises til systemnotatet i referanse [11].

Kraftledningsalternativet, som er basisalternativet for 420 kV Blåfalli til Gismarvik, er karakterisert ved høyere feilfrekvens enn kabel, 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 pr år på 420 kV-nivå.

Kraftledninger har normalt sett automatisk gjeninnkobling etter en kortvarig feil (for eksempel ved et lynnedslag eller at et tre kommer borti linja, men faller i bakken etterpå). På lange kabler har en ikke slik automatisk gjeninnkobling siden en vil da risikere å ytterligere skade kabelen. En feil på kabel må derfor undersøkes før det kan foretas gjeninnkobling. Dette gir lengre utkoblingstid ved en feil på kabel sammenlignet med linje.

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 CIGRE-statistikken, ref. [8], nemlig 0,1 feil/100 km pr år (feilfrekvens for et system bestående av tre kabler).

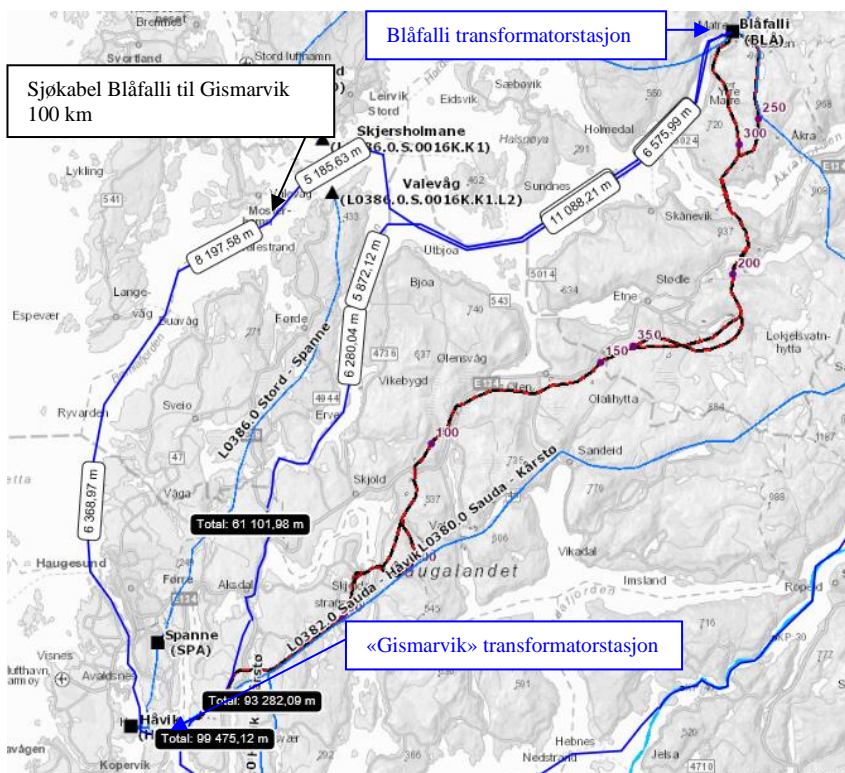
Likestrømskabel vil ha en helt tilsvarende feilfrekvens, men i tillegg kommer påliteligheten av to strømretterstasjoner som blir liggende i serie med kabel- og luftledningssystemene. Men når det først oppstår feil på en sjøkabel vil det ta betydelig lenger tid å reparere denne enn for en luftledning, 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 reaktoranlegg 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 6: Statnetts beredskapskabel Horten. Lasting på beredskapsskive. Foto: Kdesign

4 Utredning av kabling på alternative strekninger

4.1 Kabel hele veien fra Blåfalli til Gismarvik



Figur 13: Kabel 420 kV AC fra Blåfalli til Gismarvik med kompenseringanlegg plassert i transformatorstasjonene.

Trasé

Trasélengden på forslaget mellom Blåfalli og Gismarvik er totalt 100 km hvorav 98 km er sjøkabel og 2 km er jordkabel.

PEX-kabler er vurdert benyttet til både jord og sjøkabelkabelanleggene. Det er beregnet 1 km på land i Blåfalli og 1 km i Gismarvik. Det er også vurdert at stasjonen bør bygges på Fosen for å unngå må måtte gå opp på land og deretter ned i sjøkabel igjen for å krysse Fosnasundet med sjøkabel. I kostnadsoverslaget er derfor stasjonen «Gismarvik» flyttet til Fosen. Det henvises for øvrig til tidligere vurderinger og komplekse forhold omkring plassering av Gismarvik stasjon.

Ved lik kompensering i begge endene vil ladestrømmen være 680 A. Maks tillatt strøm er 1450 A. Siden denne ladestrømmen er kapasitiv (og 90 grader faseforskjøvet med laststrømmen) vil det likevel være "plass" til en aktiv effekt på 910 MW. Med to kabelsett gir dette en kapasitet på 1820 MW eller 2060 MVA.

Kompenseringanlegg

Kompenseringanlegg er tenkt plassert i transformatorstasjonene Blåfalli og «Gismarvik». Ytelsen på hvert av kompenseringanleggene er estimert til 1000 MVA for to kabelsett.

Areal nødvendig tilleggsareal for et slikt stort kompenseringanlegg er på 105 x 105 m. Dvs. 11 000 m². Det henvises til Figur 5 for størrelse og mulig utforming av kompenseringanlegg i transformatorstasjon.

Tabell 1: Kostnadsestimat for 420 kV kabel fra Blåfalli til Gismarvik, 100 km lengde

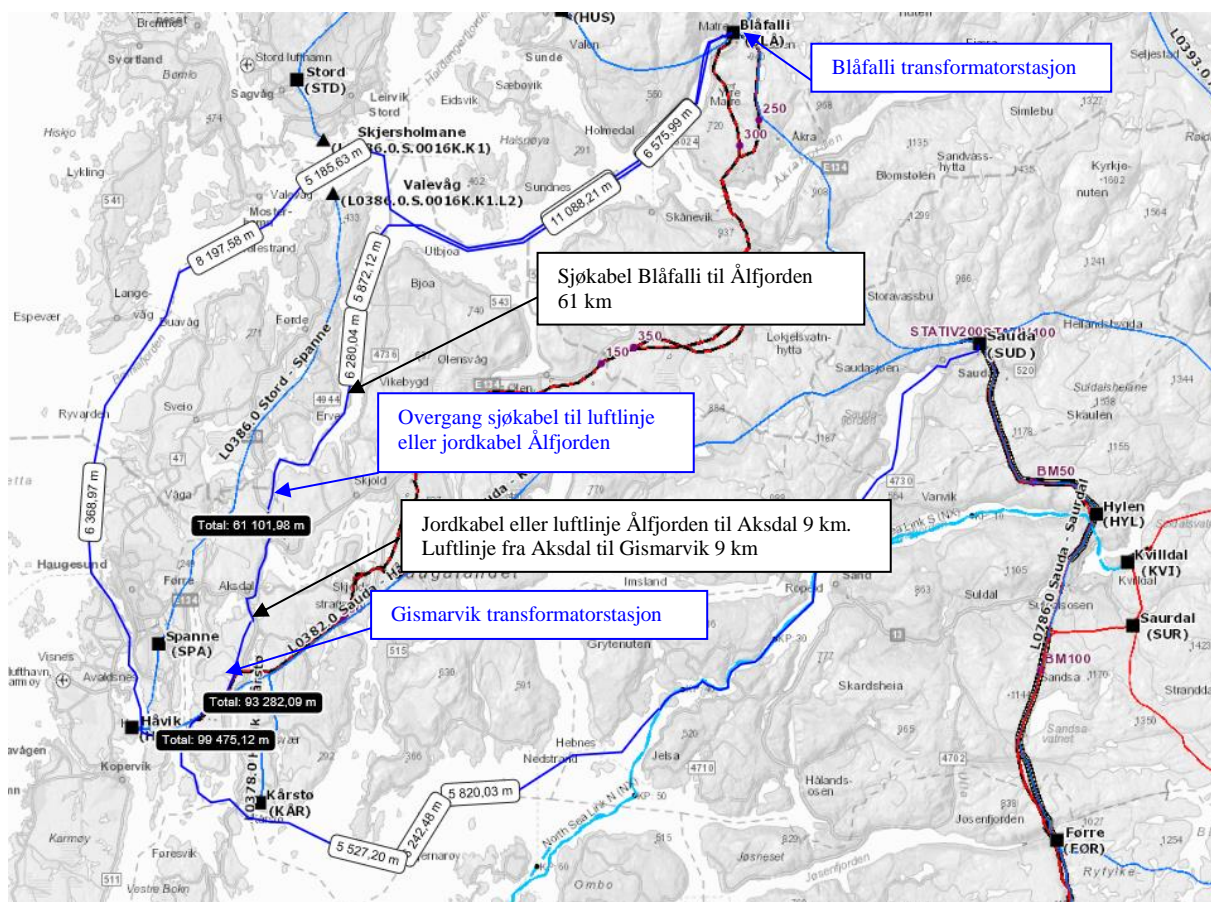
Kostnadsestimat (MNOK)	Blåfalli-Gismarvik
Kabelkostnader	4 151 M NOK
Installasjonskostnader kabel	1 279 M NOK
Kompenseringsreaktorer	280 M NOK
Bygg og anlegg for kabel og kompensering	236 M NOK
Byggherrekostnader kabel og kompensering	416 M NOK
Ny stasjon Gismarvik og utvidelse av stasjon i Blåfalli (inkludert byggherrekostnader)	500 M NOK
Sum	6 862 M NOK
Merkostnad for kabel sammenlignet med luftledningsalternativet	5 642 M NOK

Hele trasélengden (jord og sjø) er 100 km og med 7 enlederkabler blir dette totalt 700 km med kabel som må produseres og legges ut.

Jordkabeldelen av dette kabelanlegget er kort, men må installeres i et krevende terreng. Det er steinete og bratt. Det er ikke sett på detaljer, men det må påregnes at en må bore mikrotunneler eller bygge vei/tunnel for å komme seg ned fra stasjonen til sjøen. I Blåfalli er det et vernet kystområde i strandsonen som det må tas hensyn til. Siden jordkabel må fraktes på trommel vil dellengder normalt være mellom 500 og 1000 m.

Sjøkabeltraseen går fra Blåfalli ut Matersfjorden. Det er en bratt fjord med et ganske flatt parti i midten. Dybde ned mot 300 m. Deretter følger traseen ut Skånevikfjorden, Bjoafjorden og Bømlafjorden. I Bømlafjorden må kabelen krysse Statnetts 300 kV sjøkabel mellom Valevåg og Skjersholmane. Fra utløpet av Bømlafjorden svinger traseen sørover parallelt med kysten mot Haugesund. For å komme inn til «Gismarvik» stasjon må sjøkabel legges gjennom Karmsundet og videre forbi havneområdet i Haugesund. På grunn av mye skipstrafikk og oppankring av båter er det lite sannsynlig at en får tillatelse til å legge et 420 kV sjøkabelanlegg med 7 kabler i et så trangt og trafikkert sund. Det samme gjelder gjennom Salhusstraumen og frem til Norsk Hydro/ «Gismarvik» stasjon.

4.2 Kabel fra Blåfalli til innerst i Ålfjorden, jordkabel til Aksdal



Figur 14: Kabel 420 kV Blåfalli-Aksdal. Luftlinje fra Aksdal til Gismarvik

420 kV kabel fra Blåfalli til innerst i Ålfjorden (61 km) og en kombinasjon av 420 kV jordkabel fra Ålfjorden og forbi Aksdal (9 km). Deretter luftlinje fra Aksdal til Gismarvik (9 km).

Trasé

Jord og sjøkabeltrasé fra Blåfalli transformatorstasjon vil bli lik som vist i kapittel 4.1. Dvs ut Matersfjorden og videre gjennom Skånevikfjorden, Bjoafjorden og frem til en møter Ålfjorden. Der svinger en rundt Svollandsneset og inn i Ålfjorden. Her er traseens dypest punkt med over 455 m vandndyp. Ålfjorden er en lang og smal fjord på nesten 30 km. Ut fra sjøkart ser fjorden ut til å ha dybde og bredde nok til å seile inn med kabelskip for å kunne legge 420 kV sjøkabel, men det bør sjekkes om en kan seile helt innerst. Alternativt kan en spole ut kabel og fløte den siste kilometeren frem til ilandføring ved Sunnfør. Her kan en se for seg en overgang fra sjøkabel til Luftlinje eller jordkabel.

Kompenseringsanlegg

Reaktoranlegg (kompenseringsanlegg) bør plasseres i nærheten av ilandføringen, men bør også ligge nær vei slik at en får transportert tungt utstyr helt frem. E39 går like i nærheten av ilandføring ved Sunnfør og det kan tenkes at en bygger en tilførselsvei frem til muffestasjonen/kompenseringsanlegg.

Ytelsen på hvert av kompenseringsanleggene er estimert til 600 MVar for to kabelsett. I tillegg må det også beregnes kompensering hvis jordkabelalternativet skal velges fra Sunnfør til Aksdal. Det vil medføre et tilleggsbehov for 225 MVar. Areal nødvendig for et slikt stort kompenseringsanlegg er på 105 x 105 m. Dvs. 11 000 m². Det henvises til Figur 5 for størrelse

og mulig utforming av kompenseringsanlegg i transformatorstasjon. Bilde 7 illustrerer hvor stort areal et slikt kabelanlegg vil beslaglegge.



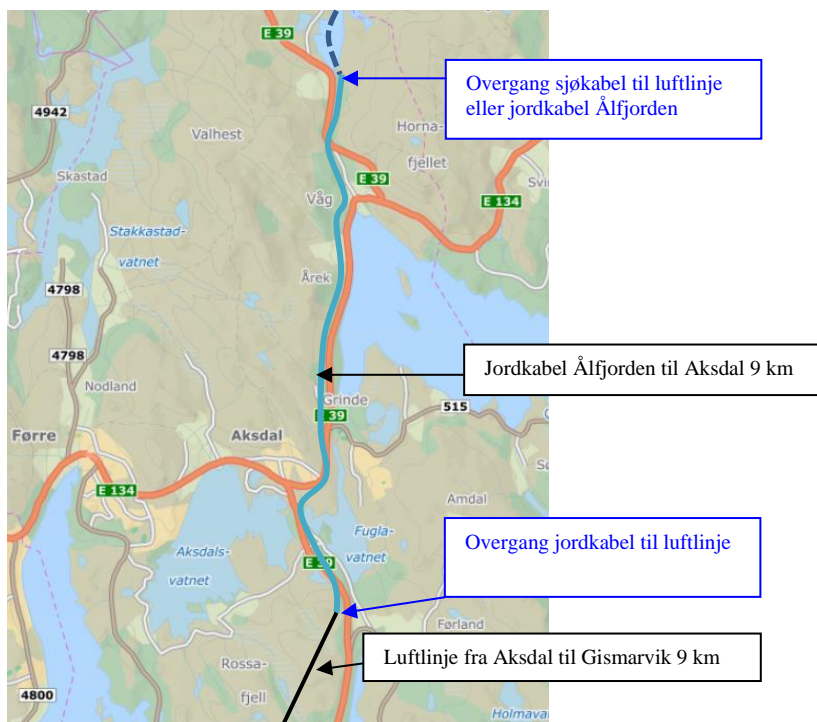
Bilde 7: Ilandføring innerst i Ålfjorden/Sunnfør. Mulig plassering av overgang til jordkabel/luftlinje og kompenseringsanlegg

Trasè fra Sunnfør til Aksdal

For jordkabelalternativet kan en tenke seg at en følger parallelt med E39 sørover mot Aksdal. Det er imidlertid en mulig interessekonflikt med vegprosjektet Bokn-Stord. Det henvises til [E39 Bokn–Stord | Statens vegvesen](#) som viser ulike trasevalg for ny vei.

Som vist i Figur 11 og Figur 12 kan en lett forestille seg at hvis en skulle benytte veibanen (E39) som kabeltrasé, så vil all trafikk måtte stenges over langt tid i byggefasen. Også hvis en legger kabel i ny vei vil dette kunne begrense fremtidige utvidelser av både kabelanlegg og vei. Det vil også kunne by på utfordringer hvis en skulle få en kabelfeil.

Derimot vil en kunne bygge en kabeltrasé i parallell med eksisterende eller ny vei. Det er en del landbruk og bebyggelse langs E39 så ved videre detaljering av dette alternativet må det sees nøye på hvor en slik kabeltrasé kan legges.

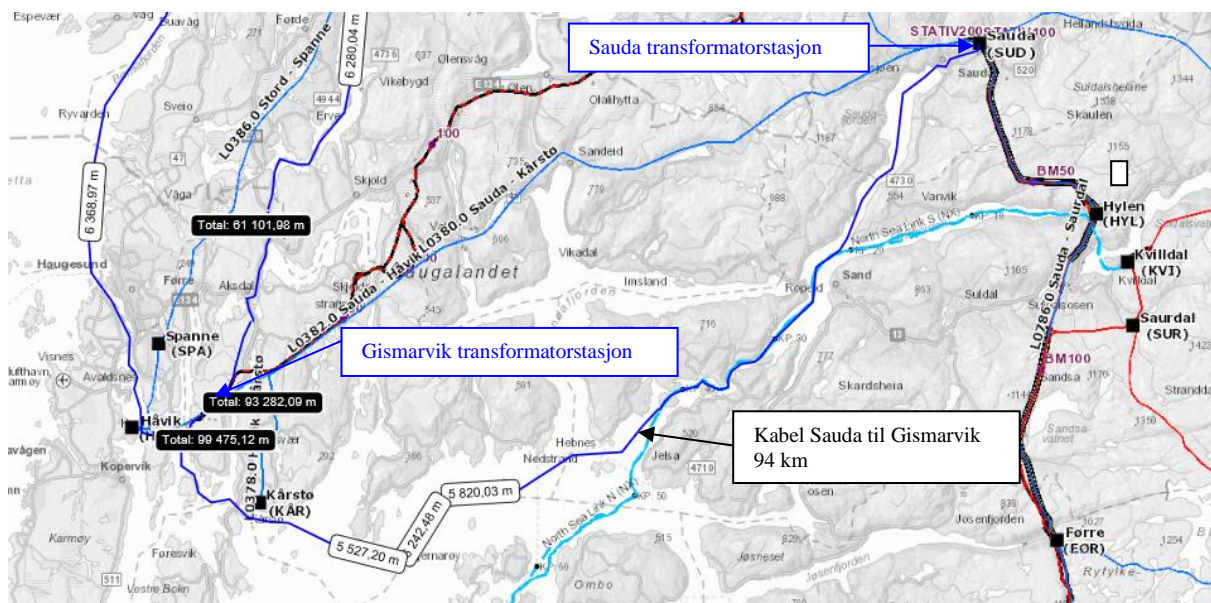


Figur 15: Jordkabeltrasé fra Sunnfør/Ålfjorden til Aksdal. Overgang til luftlinje etter næringsparken

Tabell 2: Kostnadsestimat for 420 kV sjøkabel fra Blåfalli til Ålfjorden, jordkabel fra Ålfjorden til Aksdal, luftlinje fra Aksdal til Gismarvik, 80 km lengde

Kostnadsestimat (MNOK)	Blåfalli-Ålfjorden-Aksdal-Gismarvik
Kabelkostnader	2 737 M NOK
Installasjonskostnader kabel	869 M NOK
Luftledning fra Aksdal til Gismarvik 9 km	50 M NOK
Kompenseringsreaktorer	280 M NOK
Bygg og anlegg for kabel og kompensering	376 M NOK
Byggherrekostnader kabel og kompensering	302 M NOK
Ny stasjon Gismarvik og utvidelse av stasjon i Blåfalli (inkludert byggherrekostnader)	500 M NOK
Sum	5 113 M NOK
Merkostnad for kabel sammenlignet med luftledningsalternativet	3 893 M NOK

4.3 Kabel hele veien fra Sauda til Gismarvik



Figur 16: Kabel 420 kV AC fra Sauda til Gismarvik med kompenseringanlegg plassert i transformatorstasjonene

Trasé

Trasélengden på forslaget mellom Sauda og Gismarvik er totalt 94 km hvorav 89 km er sjøkabel og 5 km er jordkabel. I Sauda er det 4 km mellom strandlinjen og transformatorstasjonen. Det vil si at det må legges 4 km med jordkabel gjennom Sauda sentrum og ned til sjøen. Det å finne en brukbar jordkabeltrasé synes vanskelig. Overgang mellom jordkabel og sjøkabel kan utføres som en overgangsskjøt (se Bilde 4) og vil kunne legges under bakken. Sjøkabeltraseen strekker seg ut Saudafjorden frem til den møter Hylsfjorden etter 16 km. Fra sjøkartet kan en se at det ligger en del eksisterende kraft og telekabler allerede på sjøbunnen. Disse må i så fall krysses. I Hylsfjorden og utover ligger NSL-kabelen (2 stk HVDC kabler som går mellom Norge og England). Videre i Sandsfjorden og utover mot Nedstrandsfjorden er det svært smalt og siden det allerede ligger NSL-kabelen der fra før av er det ikke gitt at en kan legge ytterligere syv kabler i samme fjord. (Det må i så fall sees på i detalj). Videre utover i Nedstrandsfjorden og mot Kårstø er det mye bedre plass på sjøbunnen. Krysningen av bro ved Kårstø må sees nærmere på, men hvis det ikke er tilstrekkelig seilingshøyde så kan kabel eventuelt fløtes gjennom og skjøtes på andre siden. Fra Kårstø og videre mot Gismarvik er det 9 km lengde før en går i land 1 km fra planlagt Gismarvik transformatorstasjon.

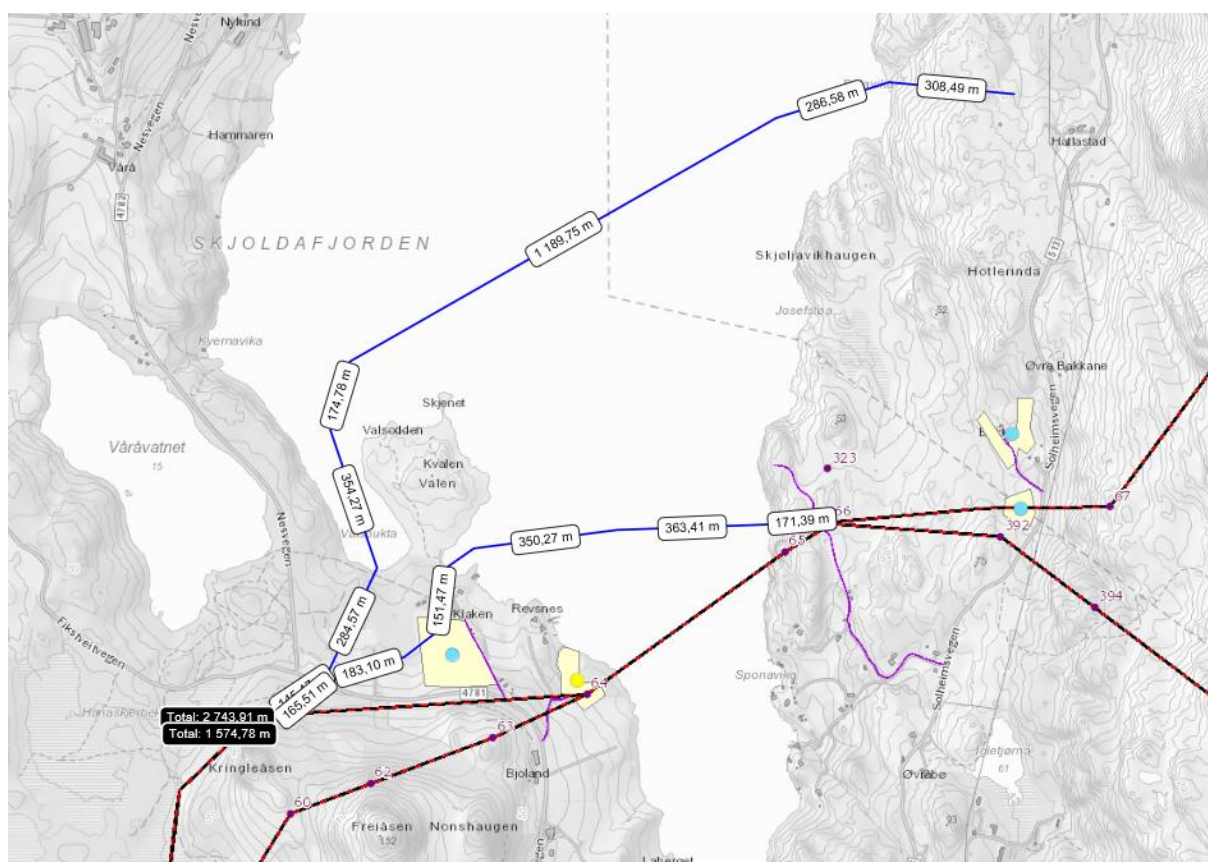
Kompenseringanlegg

Plassering av kompenseringanlegg er tenkt plassert i transformatorstasjonene Sauda og Gismarvik. Ytelsen på hvert av kompenseringanleggene er estimert til 1000 MVar for to kabelsett. Areal nødvendig for et slikt stort kompenseringanlegg er på 105 x 105 m. Dvs. 11 000 m². Det henvises til Figur 5 for størrelse og mulig utforming av kompenseringanlegg i transformatorstasjon. I transformatorstasjonen i Sauda er det også trangt om plassen så der er ikke gitt at en får plass til et kompenseringanlegg i eller nær ved eksisterende transformatorstasjon.

Tabell 3: Kostnadsestimat for 420 kV kabel fra Sauda til Gismarvik, 94 km lengde

Kostnadsestimat (MNOK)	Sauda-Gismarvik
Kabelkostnader	3 826 M NOK
Installasjonskostnader kabel	1 186 M NOK
Kompenseringsreaktorer	280 M NOK
Bygg og anlegg for kabel og kompensering	281 M NOK
Byggherrekostnader kabel og kompensering	390 M NOK
Ny stasjon Gismarvik og utvidelse av stasjon i Blåfalli (inkludert byggherrekostnader)	500 M NOK
Sum	6 463 M NOK
Merkostnad for kabel sammenlignet med luftledningsalternativet	5 243 M NOK

4.4 Kabel over Skjoldastraumen



Figur 17: Kabel 420 kV, to alternativer for sjøkabel/jordkabel ved kryssing av Skjoldafjorden

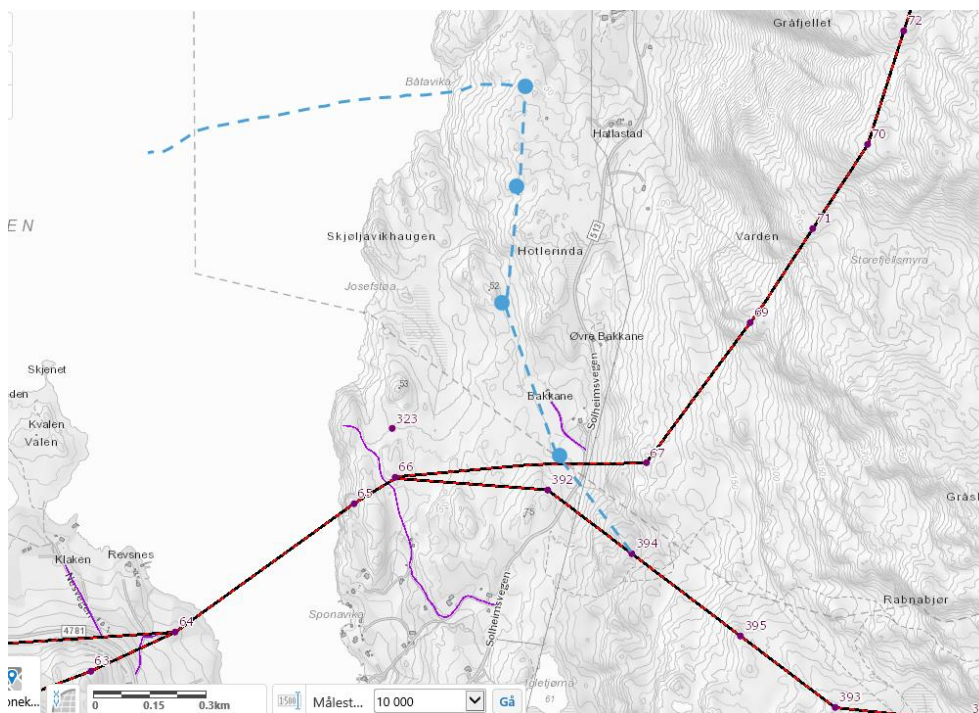
Trasé

Det er sett på to ulike traseforslag for kryssing av Skjoldafjorden med kabel. Begge forslagene forutsetter at en plasserer overgangen mellom luftlinje og kabel på østsiden av Skjoldafjorden på høydedraget 50 m over havet. Deretter borer en mikrotunneler ut under sjøen like ved land i øst. Det bør også vurderes om en kan legge kabel i grøft opp fra Båtavika, da en åpen grøft kan redusere kostnaden noe sammenlignet med mikrotunneler. Kabel i grøft for det korteste alternativet synes ikke å være gjennomførbart på grunn av bratte fjell rett ned i sjøen.

Hvis vi skal bygge ledningen bort til Båtavika så vil det medføre en ugunstig ledningsføring med 3-4 ekstra mastepunkter, noe som selvsagt vil medføre lengre trasé, mer båndlagt areal/natur og økte kostnader. Det henvises til Figur 18.

Derfra legges sjøkabel over fjorden og trekkes opp på land i enten Valsbukta eller like øst for Kvalen. En kan gå med jordkabel i grøft over jordene frem til baksiden av Kringleåsen. Der kan en plassere en muffestasjon uten betongvegger, se Figur 4.

Traselengden for det korteste kabelalternativet er 1600 m, mens hvis en skal gå fra Båtavika og til Valsbukta blir lengden 2750 m. I tillegg vil en få en forlenget luftlinje med 1000 m.



Figur 18: Alternativ ledningsføring for å kunne nå frem til Båtavika

Vurdering rundt boring av mikrotunneler:

Boring av mikrotunneler for installasjon av kabel har blitt utført i mange Statnett-prosjekter. For korteste kryssing er lengde på mikrotunnel i størrelsesorden 200 m. For dette kabelanlegget trenger en syv parallelle mikrotunneler, en til hver enleder-kabel. Det er trolig teknisk mulig men krevende. Nøyaktigheten på boringens retningsstyring blir dårligere jo lengre avstand. Derfor vil lange og mange parallelle borehull bli en utfordring.

Boringen her vil måtte gjøres fra oversiden og ned under havnivå. Dette minner om løsningen beskrevet i Bilde 3 (Vollesfjord muffestasjon), men for overgangen mellom kabel og luftledning kan en se for seg en muffestasjon uten betongvegger, se Figur 4.

Om det skulle være mulig å finne en plass til en kabeltrasé i grøft fra sjøen og opp på platået vil dette trolig være en rimeligere løsning sammenlignet med mikrotunneler, men da blir terrenginngrepet større. Statnett har derfor valgt å presentere løsning og kostnadsestimat for mikrotunneler.

Kompenseringsanlegg

Med såpass kort kabellengde vil det ikke være nødvendig med kompenseringanlegg ved overgang mellom kabel og luftlinje, men det må vurderes om kabling medfører økt behov for reaktorkapasitet i transformatorstasjonene. Det henvises til systemnotatet i referanse [11].

Installasjonstekniske betraktninger

Det henvises til notat i referanse [10].

«Innløpet til Skjoldafjorden går gjennom Skjoldastraumen som krysses av FV551 med bru. Denne broen og slusene vil hindre tilkomsten for et kabelfartøy. Installasjon av kabler i sjø må derfor utføres fra land, f.eks fra området vest for Kvalen og Valsbukta. Kablene kan muligens fløtes over fjorden, eller muligens installeres fra en modulær lekter som må fraktes del for del på bilvei til lokasjonen. Installasjon av kabel i sjø vil innebære etablering av betydelige riggområder og anleggsveier på begge siden av fjorden.»

Kabelanlegget blir krevende å installere, men teknisk mulig. 1,6 km kabel vil veie 80 tonn pr kabel. Anlegget trenger syv kabler. For den lengre traseen på 2,75 km vil hver kabel veie i underkant av 140 tonn. Forutsatt at en får transportert kabel frem til kabeltraseen vil en måtte starte med å trekke kabel opp gjennom mikrotunnel, deretter starte leggingen vestover mot Kvalen. For å få den i land må en spole av kabel på trommel, fløte den inn mot land og så senke ned på sjøbunnen. Der bør vurderes om en skal lage en overgangskjøt mellom sjøkabel og jordkabel på vestsiden eller om en skal trekke sjøkabel helt opp til muffestasjon ved Kringleåsen.

Tabell 4: Kostnadsestimat for 420 kV kabel over Skjoldastraumen/Skjoldafjorden

Kostnadsestimat (MNOK)	Kryssing av Skjoldastraumen 2,75 km
Kabelkostnader	109 M NOK
Installasjonskostnader kabel	38 M NOK
Kompenseringsreaktorer	M NOK
Bygg og anlegg for kabel og kompensering	136 M NOK
Byggherrekostnader kabel og kompensering	28 M NOK
Luftledning Blåfalli til Gismarvik (minus Skjoldastraumen som går i kabel)	720 M NOK
Ny stasjon Gismarvik og utvidelse av stasjon i Blåfalli (inkludert byggherrekostnader)	500 M NOK
Sum	1 532 M NOK
Merkostnad for kabel sammenlignet med luftledningsalternativet	312 M NOK

Kostnadsestimat (MNOK)	Kryssing av Skjoldastraumen 1,6 km
Kabelkostnader	57 M NOK
Installasjonskostnader kabel	24 M NOK
Kompenseringsreaktorer	M NOK
Bygg og anlegg for kabel og kompensering	115 M NOK
Byggherrekostnader kabel og kompensering	20 M NOK
Luftledning Blåfalli til Gismarvik (minus Skjoldastraumen som går i kabel)	720 M NOK
Ny stasjon Gismarvik og utvidelse av stasjon i Blåfalli (inkludert byggherrekostnader)	500 M NOK
Sum	1 435 M NOK
Merkostnad for kabel sammenlignet med luftledningsalternativet	215 M NOK

5 Tidsplan

Et så omfattende kabelprosjekt med nærmere 100 km traselengde bestående av 7 kabler 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 Blåfalli og Gismarvik skal realiseres med kabel, vil trolig ta minst 3 år.

Det er estimert 2 år til kabelproduksjon. Dette forutsetter at sjøkabel produseres kontinuerlig i en fabrikk. Installasjon gjøres over to sesonger med 4 kabler det første året og 3 kabler det siste året.

Hvis det bestemmes at kortere kabelstrekninger skal bygges med 420 kV kabel kan slike kabelforbindelser bygges i løpet av kortere tid avhengig av traselengde og kompleksitet i anleggsutførelsen. En byggetid helt ned til 2 år kan forventes for de korteste og enkleste

anleggene, forutsatt at konsesjon er gitt, og at det er kapasitet tilgjengelig på kabelleverandørsiden.

Tentativ tidsplan hvis hele strekningen Blåfalli-Girmarvik skal kables (100 km med 420 kV):

Aktivitet	År 0	År 1	År 2	År 3	År 4	År 5
Konsesjonsvedtk (OED) år 0		●				
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 mens reparasjon av sjøkabler kan ta fra 6 uker eller mer.

7 Diskusjon om areal- og 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.

Konsekvensutredningen vedlagt konsesjonssøknaden har vurdert miljøkonsekvenser for omsøkte og vurderte luftledningsalternativ. Det må imidlertid gjennomføres nye utredninger for å synliggjøre hvilke areal- og miljøkonsekvenser sjø- og/eller jordkabel vil medføre i de ulike alternativene, om dette skulle bli aktuelt. Under diskuteres noen generelle vurderinger av miljøeffekter ved bruk av kabel.

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.

Jordkabel og anlegg på land

Ilاندføringssteder for sjøkabel, jordkabeltraseer og landanlegg (muffestasjoner og kompensering) vil medføre arealinngrep i strandsonen med tilhørende potensielle arealbrukskonflikter.

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. Norge har pr mars 2021 tre likestrømsforbindelser til utlandet (Skagerrak, NorNed og NordLink) men de er alle bygget som punkt til punkt forbindelse og de har liten betydning for forsyningssikkerheten.

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 begrensede 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 forsyningssikkerhet ved kabling.”

Et kabelanlegg på 420 kV koster 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 og kompenseringсанlegg 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 sanering av kraftledninger på lavere spenningsnivåer eller å erstatte gamle kraftledninger med kabel på delstrekninger kan vurderes 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 transmisjonsnettsforbindelsen 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. Det pr i dag ikke er planlagt med stasjoner underveis for Blåfalli-Gismarvik eller Sauda-Gismarvik, men ved bruk av luftledning er det mulig å etablere dersom behovet oppstår – i motsetning til situasjonen for kabelalternativet.

9 Konkluderende drøftinger og merknader

En 420 kV kabelforbindelse på 100 km er teknisk mulig basert på kjente teknikker og metoder innenfor den estimerte tids- og kostnadsramme. Foreløpige systemanalyser viser også at en slik lang kabel kan være driftsmessig gjennomførbart innenfor gjeldende krav og forskrifter, men kabling vil komplisere driften av nettet på grunn av omfattende kompenseringer.

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:

Spenning	Strekning vurdert for kabling	Lengde i sjø	Lengde land	Total trasélengde	Kostnadsestimat*
420 kV	Blåfalli-Gismarvik	98 km	2 km	100 km	6 862 MNOK
420 kV	Blåfalli-Ålfjord-Aksdal-Gismarvik	61 km	9 km kabel 9 km linje	80 km	5 113 MNOK
420 kV	Sauda-Gismarvik	89 km	5 km	94 km	6 463 MNOK
420 kV	Skjoldastraumen – 2,7 km	2,1 km	0,65 km kab 92 km linje	95 km	1 532 MNOK
420 kV	Skjoldastraumen – 1,6 km	0,95 km	0,65 km kab 93 km linje	95 km	1 435 MNOK

*Reservekabel for 420 kV (7.ende kabel) er inkludert i kostnadsestimatet. Bygging av kun 6 kabler (uten reservekabel) reduserer kostnadsestimatet med 15 %.

Merknader ved en eventuell gjennomføring av kablingsalternativer

En 420 kV kabelforbindelse på 100 km er teknisk mulig basert på kjente teknikker og metoder innenfor den estimerte tids- og kostnadsramme, men det vil medføre betydelig kompenseringer bygget i hver ende av kabelen. Kabelanlegg og kompenseringer av dette omfang 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.

Foreløpige systemanalyser [11] viser at en slik lang kabel kan være driftsmessig utfordrende. En 420 kV kabelforbindelse på 100 km vil heve samlet kapasitans i det norske transmisjonsnettet med 25 % (når en ser 300 kV og 420 kV nettet samlet). Dette er en ekstrem endring i en enkelt kabel/ledningsforbindelse.

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 2000 MVA og som trenger mye kompensering, vil skape utfordringer under bygging. Detaljerte systemanalyser må også utføres for å kunne verifisere at kabelforbindelse med disse dimensjoner er driftsmessig aktuell.

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

- [9] - **Kabelutredning 420 kV Balsfjord-Hammerfest. Datert 22.03.2011
Statnett**

- [10] - **Tilleggsinformasjon til søknad om konsesjon for ny 420 kV ledning
Blåfalli-Gismarvik. Datert 8.12.2020**

- [11] - **Notat - Systemkonsekvens av kabling ny ledning Blåfalli (Sauda) –
Gismarvik. Dokument ID: 3437036. Datert 12.03.2021**

- [12] - **Masteroppgave - Procurement strategy for offshore electrification
projects. UIS. Frode Rudolfsen. Datert 12.06.2016**

- [13] - **Artikkel JICABLE 2003 - ENERGY TRANSMISSION ON LONG
THREE CORE/THREE FOIL XLPE POWER CABLES. Frode
Rudolfsen, Georg Balog, Gunnar Evenset. Datert 2003**