

Notat

Sak:

Systemkonsekvens av kabling ny ledning Blåfalli (Sauda) - Gismarvik

Dokumentet sendes til:
Bente Rudberg/BPP

Saksbehandler / Adm. enhet:
Sigbjørn Sørbotten/UPN

Sign.

Ansvarlig / Adm. enhet:
Magnus Gustafsson/UPN

Sign.

Til orientering:

Dokument ID: 3437036
Dato: 12.03.2021

Bakgrunn

I høyringssvar til konsesjonssøknad om ny ledning Blåfalli-Gismarvik er Statnett bedt om å vurdere kabling som alternativ til omsøkt ledning. Dette notatet omtalar kort kva verknad kabling vil ha på systemløyising, på andre elektriske anlegg i området og på utnyttelse av kraftsystemet i området

Det er sett på tre alternativ til omsøkt ledning.

- Kabling av heile strekninga Blåfalli-Gismarvik, ca 100 km
- Kabling av ca 60 km frå Blåfalli i sjø, deretter 10 km jordkabel og så 10 km luftledning fram til Gismarvik
- Kabling av heile strekninga Sauda-Gismarvik, ca 94 km

Det er og sett på om kabling av kort strekning ved kryssing av Skjoldastraumen har konsekvenser for systemdriften på Haugalandet.

I vurderingane er det lagt til grunn standard løysing med PEX sjøkabel, og at det er teknisk muleg å ha så lange kabelstrekningar, jfr vurdering frå kabelavdelinga i Statnett¹. Lengste strekning med AC-kabel på 300 kV og 420 kV i Norge er pr i dag 22 km, så denne kablinga vil bli 3-5 ganger så lang som det lengste vi har i drift no.

Dette notatet går ikkje inn på HVDC som alternativ. Kapasitetsbehovet tilseier at vi treng eit DC-anlegg minst like stort som NordLink og NSL, det er lite realistisk både med tanke på plassbehov og kostnad.

¹ *Teknisk notat: "420 kV nettførsterkning Haugalandet: Vurdering av kabling hele strekningen og på ulike delstrekninger"*

Kabling vil endre systemløysinga i stasjonane

Elektriske eigenskaper for kabel skil seg vesentleg frå luftledning på nokre områder. Kabel har langt lavare reaktans og langt høgare kapasitans enn luftledning. Det betyr følgjande for systemløysinga:

- Lavare reaktans betyr at meir av krafta vil flyte i kabel enn i luftledning, og kabelen sin overføringskapasitet må dimensjonerast deretter
- Høgare kapasitans betyr at spenninga blir heva, og for å overhalde øvre spenningsgrenser må vi kompensere for dette med komponenter som senker netto kapasitans (dvs setje inn reaktorer)
- Kapasitansen i kabelen genererer ein ladestraum som vil redusere den gjenverande overføringskapasiteten kabelen har til aktiv effekt.

Den reduserte reaktansen (ca ein sjuendedel av luftledning for alternativ med 100% kabling) betyr her at ny kabel vil ta ein langt større del av effektflyten til Haugalandet enn ein ny luftledning ville gjort. Det er ikkje eit problem i seg sjølv, all den tid at utfall av den nye ledningen i dei aller fleste situasjoner dimensjonerer overføringskapasiteten. Desto større effektomlagring etter utfall, desto meir krevjande kan det vere for systemet å handtere. Det er ikkje sett på i denne omgang.

Den reduserte reaktansen har ein del andre negative anleggstekniske konsekvenser som vi omtalar i eit eige kapittel. Det påverkar både Statnett og andre konsesjonærar i området. Det er i prinsippet muleg å setje inn reaktor i serie med kabelen for å auke reaktansen og redusere konsekvensene, men det vil komplisere teknisk løysing ytterlegare. Å gå for kabling vil kreve detaljstudier på dette.

Konsekvensen av høgare kapasitans er derimot betydeleg, og er kanskje det mest utfordrande problemet for prosjektet. Kompenseringsbehovet i nye reaktorer for å utligne den auka kapasitansen kablinga medfører er svært stor, for 300 kV drift av kabling Blåfalli-Gismarvik er kompensering behovet nesten like stort som summen av kompensering i resten av det norske 300 kV – nettet.

Vi vil, spesielt på grunn av den høge andelen av effektflyten til Haugalandet som legg seg på kabelen, ha behov for to sett med kablar for å oppnå tilstrekkeleg overføringskapasitet. Dette doblar kapasitansen som kabelen bidreg med. Eit grovt anslag på samla kompensering behov er angitt i tabell under. I utgangspunktet kan denne kompenseringa skje med faste/trinnbare reaktorer, men på grunn av at det er mykje forbruk i området som er sensitivt for spenningsdip kan det vere at noko av kompenseringa må vere dynamisk (dvs SVC/STATCOM-anlegg) for at ikkje inn/utkobling av ny ledning skal gi for store spenningsprang. Det er ikkje gått i detalj på det på dette stadiet, og må eventuelt detaljvurderast seinare.

Alternativ	Kapasitans [μ Farad]	Kompenseringsbehov 300kV-drift [MVar]	Kompenseringsbehov 420kV-drift [MVar]
Blåfalli-Gismarvik, luft (ca 90km)	1,0	30	60
Blåfalli-Gismarvik, kabel 2 sett (ca 100km)	36	1000	2000
Blåfalli-Gismarvik, kabling sjø/jord + 10 km luft (60/10/10km)	25	720	1400
Sauda-Gismarvik, kabel 2 sett (ca 94 km)	34	Ikkje aktuelt	1900

Tabell 1: Oversikt ladeytelser og kompensering behov for ulike alternativ

Som vist i Tabell 1 blir kompensierungsbehovet stort, spesielt ved 420 kV drift. For alternativet frå Sauda er 420kV frå dag 1, og overgang til 420 kV for Blåfalli-Gismarvik er ein del av den langsiktige nettstrategien på Haugalandet. Vi er derfor nøydd til å vite at det er tilstrekkeleg areal til å kunne sette inn nok reaktorer i kvar ende av ledningen for drift på 420kV. Kompenseringa må fordelast på kvar ende av kabelen. For alternativet med luftledning siste 10 km til Gismarvik, kan kompensering og plasserast enten ved overgang sjøkabel/jordkabel eller ved overgang jordkabel/luftledning. Arealbehovet er omtrent det same for kompensierungsanlegget uansett kor det står.

For luftledning er ladeytelsen så lav at overføringstap spiser opp dette, og det er ikke behov for reaktorer for å halde spenning nede.

I dag er største reaktor i Statnett sine anlegg 200 MVAR. Det betyr i praksis at det må vere plass til 5 slike reaktorer i Blåfalli og 5 i Gismarvik, evt fleire gitt at vi treng redundans. Kabling frå Sauda gir litt mindre kompensierungsbehov pga kortare kabel, men framleis behov for minst 4 x 200 MVAR i kvar stasjon. Alternativt kan det bestillast større reaktorer for å spare felt og litt plass, men kobling av større reaktorar vil gi spenningsssprang som kan vere problematiske. I kostnadsvurderinger er det lagt til grunn at vi kan gå opp til 250 MVAR pr reaktor, dvs minimum 4 slike i kvar ende for alternativ med kabling. Det kan og bli behov for reservereaktor for å ha redundans, det er ikkje tatt med i denne omgang.

Eit viktig aspekt ved kompenseringa er at reaktorane alltid må vere tilkobla når kabelen er innkobla. Kvar slik 200 MVAR reaktor har normalt ca 300-400 kW tap, noko som betyr at vi med 420 kV drift vil ha 3-4 MW tap kun for å ha kabelen spenningssett. Over året vil det bety 26-35 GWh ekstra tap, 13-17 GWh for 300kV drift. Statnett sin standard sjøkabeltype har og noko høgare tap i seg sjølv enn omsøkt linetype duplex Athabaska.

Merk og at eit auke i kapasitans på 36 microFarad i det norske kraftsystemet vil heve samla kapasitans i det norske 300 kV nettet med ca 50%. Det er ein ekstrem endring på grunn av eitt enkelt prosjekt.

Kabling påverkar ikkje overføringskapasiteten

Sterkt redusert reaktans på Blåfalli-Gismarvik vil som nemnt over medføre at denne ledningen tek ein stor del av effektflyten til Haugalandet. Grovt sett blir det ein endring frå ca 25 % med luftledning til ca 50% med kabling. Med unntak av nokre få driftssituasjoner er det utfall av ny ledning som dimensjonerer kapasiteten, så kabling endrar ikkje tidlegare konklusjonar om overføringskapasitet til Haugalandet. Det er likevel behov for å verifisere at den større effektomlagringa vi får ikkje medfører problemer i overgangsforløpet etter feil på ledningen.

Sjølv utan behov for korrektive tiltak vil den reaktive kompenseringa knytt til kablinga gjere at det vil ta ein god del lenger tid å få kobla inn kabel enn luftledning. Det er mange komponentar som skal koblast i ei gitt rekkefølge for at spenningane i området skal vere akseptable.

Kabelfeil er sjeldne, men har lang reparasjonstid

Korvidt kabling samla sett er positivt eller negativt for forsyningstryggleiken på Haugalandet er ein komplisert sak å vurdere. Grovt sett vil feilhyppigheit normalt vere lavare enn for luftledning, men reparasjonstid og gjeninnkoblingstid etter feil vil vere lenger. På Haugalandet er det mange kunder der lange utetider er kritisk for prosessen, og lang reparasjonstid vil då vere meir negativt enn at det er fleire forbigåande feil på luftledning. Lang reparasjonstid vil og påverke kor enkelt det er å få utkobling på andre anlegg på Haugalandet.

Omfattande kabling vil medføre at Statnett i endå større grad enn planlagt må sjå på kapasitet ved ein ledning utkobla som dimensjonerande for kva vi kan knytte til av kunder på Haugalandet, noko som kan kreve forsering av tiltak utover omsøkt ledning.

Kabling kan medføre anleggstekniske konsekvenser både for Statnett og andre konsesjonærar

Endra elektriske eigenskaper for ny ledning til Haugalandet kan ha fleire konsekvenser for anlegg på Haugalandet. Nokre av dei viktigaste er kort omtalt her.

Kortslutningsytelse aukar og kan utløyse anleggsendringar

Med kabel til Gismarvik blir impedansen for ny ledning redusert med faktor på ca 7. Det betyr at Gismarvik og stasjonane rundt blir tettare kobla på ryggraden nord-sør i transmisijsnett. Konsekvensen er at kortslutningsstraumen ved feil i Gismarvik aukar kraftig. Konsesjonssøkt alternativ hevar nivået med ca 20 %, medan kabling frå Blåfalli hevar nivået med 50% og kabling frå Sauda hevar nivået med 90%. Det er mange eldre stasjonar med tilhøyrande eldre apparatanlegg i området, og heving av kortslutningsnivå med 50-90% vil sannsynlegvis utløyse behov for omfattande komponentutskiftingar. Serioreaktorar kan redusere auken i kortslutningsnivå, men som tidlegare omtalt er det utfordringar med det som krev detaljerte analyser.

Industrianlegg kan måtte redesigne sine anlegg

I tillegg til spørsmålet om dimensjonering for kortslutningsnivå vil industrianlegg i området måtte kontrollere om endra elektriske data påverkar deira anleggsutforming. Reaktiv kompensering, harmoniske filtre og HVDC-anlegg vil alle vere sensitive for større endringar i harmonisk impedans. Mange av konsesjonærane i området har fått utført spesialstudier av dette, og må gjere nye vurderingar for sine anlegg dersom løysinga blir kabling istaden for omsøkt alternativ. Dette må gjerast for å verifisere at det ikkje kan oppstå resonansfenomen som kan øydelegge komponenter i deira anlegg. Dersom det er fare for det må anlegga endrast.

Spenningsdip kan bli eit større problem for industrikundane

Kortslutninger i nettet medfører alltid eit kortvarig fall i spenning fram til feilen er klarert. Kor stort spenningsfall det blir i eit punkt er avhengig av feiltype og kor langt unna feilen punktet er. På Haugalandet ligg det fleire industrikunder der prosessanlegga er sensitive for spenningsdip, og tidvis får utfall av forbruk på grunn av spenningsdip. Kabling gir som vist over lavare elektrisk avstand til resten av nettet, og vi må forvente at industrien på Haugalandet vil oppleve fleire kritiske spenningsdiper som følge av feil eit stykke unna med kabling enn tilfellet er med luftledning.

Kort kabling ved kryssing av Skjoldastraumen

Det er bedt om å vurdere kabling ved kryssing av Skjoldastraumen. Aktuelle kablingsalternativ er i området 1,5-3 km. 3 km kabel vil auke ladeytelsen med 30-60 MVA avhengig av driftsspenning, men det er likevel ikkje så høg samla ladeytelse at vi ser behov for å kompensere det. Det har derfor ingen konsekvens for kompenseringsbehov å kable denne delstrekninga.

Dersom kabling medfører at vi ikkje kan drifte ledningen med automatisk gjeninnkobling etter kortslutninger, vil det ha konsekvenser for leveringspålitelighet til Haugalandet. Ut frå Statnetts sin gjeldande standard for bruk av gjeninnkobling på ledninger med innskoten kabel, skal det vere fullt muleg å benytte gjeninnkobling så sant at endemuffer blir designa i henhold til standard løysing.

Vår vurdering er derfor at kabling ved Skjoldastraumen ikkje påverkar drift eller utnyttelse av ny ledning.

Konklusjon

Kabling av heile eller store delar av strekninga frå Blåfalli/Sauda til Gismarvik er teknisk muleg, men vil medføre eit svært stort behov for reaktiv kompensering. Kompenseringen vil kreve stor plass, kanskje meir enn vi ha tilgjengeleg i aktuelle stasjonar. I både Blåfalli og Sauda er det vanskeleg å utvide eksisterande anlegg.

Kabling i dette omfanget vil medføre at ein viktig ledning for Haugalandet blir avhengig av ei teknisk komplisert anleggsløysing, med store restriksjonar ved inn- og utkobling. Vi meiner at det ikkje er tilrådeleg når vi skal forsyne kundar med store krav til opetid på kraftforsyninga, og kan ikkje anbefale ei løysing med så stor kompleksitet i drift. Det er og mange uavklarte konsekvenser av kabling for eksisterande industri- og nettkunder på Haugalandet, som kan påverke totalkostnaden kabling medfører for kraftsystemet.

Kabling krev ei systemløysing med kompensering som gjer at årlege tap aukar med 13-35 GWh/år avhengig av driftsspenning. Kabling medfører og auka kortslutningsytelse og så store endringar i elektriske eigenskaper for nettet på Haugalandet at både Statnett og andre konsesjonærar/industrikundar i området kan måtte gjere større utskiftingar i sine anlegg. I første omgang vil det vere behov for omfattande analyser for å kartlegge omfanget.

Kabling vil isolert sett ikkje påverke overføringskapasiteten til Haugalandet som ny ledning gir, all den tid at utfall av ny ledning stort sett er dimensjonerande for kapasiteten. I eit framtidig oppgradert transmisjonsnett på Haugalandet kan dette endre seg, men er ikkje vurdert i denne omgang.

Temaet om tilsvarande kabling som dette i transmisjonsnettet er ellers behandla av Utvalg I og Utvalg II ² i konsesjonsprosessen for Sima-Samnanger i 2010/11. Problemstillingane på overordna nivå er dei same som den gangen, den viktigaste skilnaden er at PEX-kabel no har etablert seg som standard for sjøkabel. Det gir lavare kompenseringsbehov enn med oljekablar, men samtidig er det og kvalifisert nye linetyper for luftledning som har reduserte tap og drar tapsskilnaden enno meir i favør av luftledning.

² <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/rapporter-mottatt-fra-de-fire-utvalgene-/id632262/>