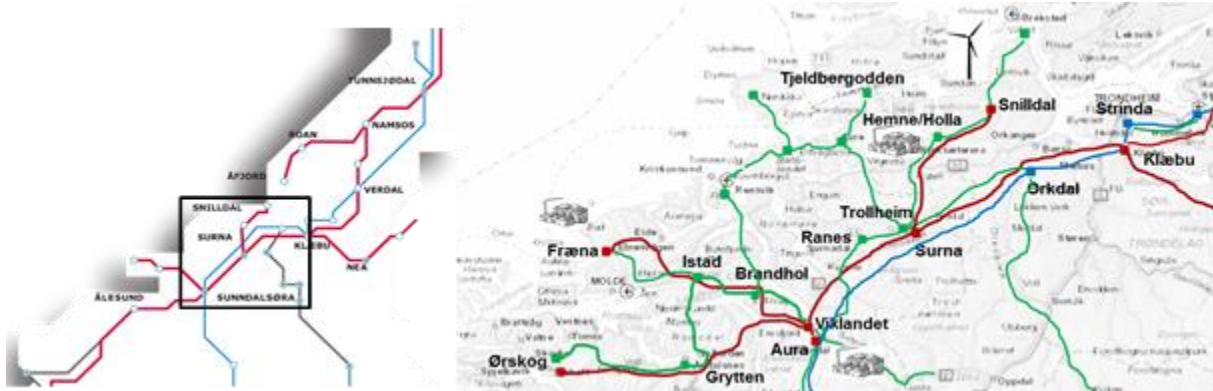


# Kraftsystemet i Sør-Trøndelag og Nordmøre 2020-2030



Sammendrag  
2017

Denne analysen omfatter transmisjons- og 132 kV regionalnettet i den sør-vestre delen av Sør-Trøndelag og på Nordmøre, i perioden ca. 2020-2030. Studieområdet strekker seg fra Snilldal i nordvest til Klæbu i øst og Aura/Viklandet i sør, som indikert med den svarte boksen i kartet til venstre i Figur 1. Nettet i området er komplisert å drifte, grunnet blant annet store variasjoner i interne kraftbalanser, flere begrensende 132 kV ledninger og ønske om å opprettholde paralleldrift med overliggende nett.



**Figur 1: Studieområdet strekker seg fra Snilldal i nordvest til Klæbu i øst og Aura/Viklandet i sør.**

Vi har i denne studien sett på hva som skal til for å drifte 132 og 420 kV nettet i området sammenkoblet. Dette vil være gunstig med tanke på overføringstap og forsyningssikkerhet i regionalnettet i Sør-Trøndelag, men vil også kreve utvidet bruk av systemvern:

- Belastningsfrakobling på industriforbruket i Holla
- Produksjonsfrakobling på (deler av) vindkraften i Snillfjord-området
- Nettsplittingsvern på ledningene 132 kV Aura-Ranes og 132 kV Gylthalsen-Nordheim

Statnett må i dialog med TEN vurdere om og hvordan systemvernene vil fungere, der viktige forhold må undersøkes nærmere.

Vi har i tillegg sett at 132/420 kV transformering i Trollheim/Surna kan være et rasjonelt tiltak, blant annet fordi vi da kan la være å reinvestere Aura-Ranes ved utløpt levetid. Dette fjerner imidlertid ikke behovet for systemvern ved sammenkoblet nett.

### **Sammenkoblet nett gir reduserte overføringstap og avbruddskostnader, men krever systemvern**

Det vil skje store endringer i kraftsystemet i sør-vestre del av Sør-Trøndelag, kalt Vestnettet, frem til 2020. Fosen Vind DA bygger ut 250 MW vindkraft (Geitfjellet og Hitra II vindparker) og smelteverket i Holla vil øke kraftforbruket med 30 MW. Statnett og TrønderEnergi Nett (TEN) bygger nye ledninger og transformatorstasjoner for å knytte til vindkraften. Blant annet vil 420 kV-ledningen Surna-Snilldal erstatte 132 kV ledningen Orkdal-Snillfjord.

Det vil være gunstig for regionalnettet dersom 132 kV forbindelsen Trollheim-Hemne-Snillfjord-Snilldal og den nye 420 kV ledningen Surna-Snilldal kan driftes sammenkoblet. Dette gir momentan reserve til alminnelig forsyning ved utfall av 420 kV-innmatingen, ca. 10 MNOK i reduserte avbruddskostnader (nåverdi over ti år) og sparte overføringstap, sammenlignet med om nettet driftes delt uten tiltak.

Ved sammenkoblet nett er forventede avbruddskostnader i Vestnettet på rundt 10-12 MNOK i nåverdi over 10 år, grunnet avbrudd i strømforsyningen til industriforbruket i Holla. Avbruddene skyldes primært feil på 420 kV ledning og transformator i Snilldal. I tillegg kommer avbrudd i alminnelig

forsyning under Hemne ved feil på 132 kV Trollheim-Hemne-Snillfjord. Dette er likt som i dag, og kan unngås ved å enten etablere effektbrytere på ledningsavgangene i Hemne, eller å dublere innmatingen til Holla.

Sammenkoblet nett krever at både industriforbruket og vindkraften i området er knyttet til systemvern. En mulig løsning kan være å koble ut Hitra I og Geitfjellet vindparker ved overlast på 132 kV Snillfjord-Hemne, og (deler av) industriforbruket i Holla ved overlast på 132 kV Trollheim-Hemne, begge deler når flytretningen er mot Hemne. Dersom vi ikke kan regne med produksjon ved Sjøa kraftverk, kan det i verste fall bli nødvendig å koble bort hele industriforbruket i Holla ved overlast på Trollheim-Hemne. I enkelte driftssituasjoner vil bortkobling av produksjon kunne føre til behov for å også koble bort forbruk.

### **Tidvis svært lav N-1 kapasitet nord-sør gjennom studieområdet ved sammenkoblet nett uten tiltak**

Sammenkoblet nett vil gi reduserte avbruddskostnader og overføringstap i regionalnettet, men vil samtidig forsterke problemer med overlast i 132 kV-nettet lenger sør. Dette gjelder særlig overlast på 132 kV Ranes-Aura ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal eller 420 kV Surna-Viklandet.

N-1 kapasiteten nord-sør<sup>1</sup> ved nevnte utfall vil variere mye over året, avhengig av lokale kraftbalanser. Særlig ved høy produksjon ved Trollheim kraftverk og fra vindkraftverkene i området, kan N-1 kapasiteten for flyt nord-sør gjennom studieområdet bli svært lav, dersom nettet driftes sammenkoblet uten tiltak.

Vi har i denne analysen antatt at det blir bygget ut 20 MW ny kraftproduksjon i NEAS-ringen med tilknytning under Trollheim og Ranes. Totalt kjenner vi til 13 vannkraftverk, på til sammen 26 MW, som har fått konsesjon eller ligger til behandling hos NVE. Dersom Smøla vindkraftverk blir lagt ned ved endt levetid mellom 2022 og 2030, vil problemet med høyt overskudd i NEAS-ringen bli mindre. Det samme gjelder ved økt industriforbruk, men elektrifisering av plattformer i Norskehavet fra Nordmøre og et jernverk på Tjeldbergodden, som har vært vurdert, virker per i dag lite sannsynlig.

Vi har ikke sett på hvor ofte og hvor mye de nevnte snittene vil begrense flyten nord-sør gjennom studieområdet, og hva som vil være kostnaden ved å håndtere flaskehalsen. Dette avhenger av flere forhold både i og utenfor studieområdet. De siste fem årene har imidlertid flyten på ledningene 132 kV Ranes-Aura + 300 kV Orkdal-Aura + 420 kV Klæbu-Viklandet så å si alltid vært fra nord til sør, opp mot ca. 900 MW.

Denne historiske flyten er registrert før idriftsettelse av gjennomgående 420 kV forbindelse fra Ørskog til Sogndal. Med effektunderskudd i Midt-Norge og ellers like forutsetninger, ville forbindelsen mest sannsynlig gitt redusert flyt i det nevnte snittet. Andre forhold, som utbygging av ny produksjon nord for snittet og planlagte/aktuelle likestrømsforbindelser til kontinentet, vil derimot bidra til økt flyt.

### **Høye avbruddskostnader ved trinn 2 i Holla – kan reduseres ved bl.a. temperaturoppgradering**

Når Wacker Chemicals nå utvider anlegget i Holla, forbereder de det også for et eventuelt neste byggetrinn. Dersom dette blir besluttet, vil det medføre et kraftbehov på ytterligere 45-70 MW, til totalt 165-190 MW. Vi forventer at en beslutning blir tatt rundt 2021-22. Med 190 MW industriforbruk blir driftsmarginene i Vestnettet enda mindre, og sannsynligheten for at *både* produksjon og forbruk må kobles bort ved en feil på 420 kV ledning eller transformator, er stor. Med 190 MW industriforbruk

---

<sup>1</sup> Beregnet som sum flyt på flere ledninger, f.eks. 420 kV Surna-Viklandet+300 kV Orkdal-Aura+132 kV Ranes-Aura

forventer vi en tredobling av de beregnede avbruddskostnadene, også grunnet feil på 132 kV-ledningene Trollheim-Hemne-Snillfjord.

Begge de to 132 kV-ledningene Trollheim-Hemne og Snillfjord-Hemne er dimensjonert for å tåle 50 °C linetemperatur. Avbruddskostnadene i Vestnettet kan reduseres kraftig ved å temperaturoppgradere 132 kV-ledningene fra 50 til 80 °C linetemperatur. Dette vil også gi økte driftsmarginer og sjeldnere aktivering av PFK. Samtidig kan spenningsforhold bli begrensende dersom vi skal utnytte 132 kV Vestnettet helt opp til termisk kapasitet etter en eventuell temperaturoppgradering.

### **Nettsplittingsvern gir økt kapasitet, men utfordrende drift – flere forhold må undersøkes nærmere**

Driftsmessig er det lite ønskelig at flaskehalsen i 132 kV nettet gir begrensninger på utnyttelsen av nett på høyere spenningsnivå (300 og 420 kV). Ved å installere nettsplittingsvern på ledningene 132 kV Ranese-Aura og 132 kV Gylthalsen-Nordheim, kan vi tillate samlet overføring nord-sør gjennom området<sup>2</sup> på minimum ca. 1000 MW, uten overlast etter utfall av enten 420 kV Surna-Viklandet eller 420 kV Surna-Snilldal. Dette er et rimelig tiltak, men kan medføre en del utfordringer i systemdriften.

Statnett må i dialog med TEN vurdere om og hvordan systemvernene vil fungere. I den videre utviklingen av systemvernene blir det blant annet viktig å:

- Undersøke om et systemvern som omfatter både PFK og nettsplitting er gjennomførbart med tilstrekkelig koordinering mellom de to, og hvis gjennomførbart fastsette kriterier for aktivering.
- Undersøke om lasten i Holla i praksis vil klare å forbli innkoblet i et hendelsesforløp med feil på 420 kV ledning, feilklarering og aktivering av PFK og eventuelt nettsplitting.
- Undersøkes om minste nødvendige produksjon bak PFK (Geitfjellet og Hitra I) kan gi utfordringer med spenningsforhold mm. Analysene viser bl.a. at aktivering av PFK kan gi så stort underskudd at BFK også må aktiveres.

I tillegg vil det fortsatt i noen ekstreme driftssituasjoner være utfordringer med overlast ved intakt nett. Dette må trolig løses ved spesialregulering i operativ drift, om en skal unngå oppdeling av nettet i normaldrift.

### **Transformering i Surna trolig rasjonelt – men det er fortsatt behov for systemvern**

Ved å etablere 420/132 kV transformering i Surna/Trollheim kan vi la være å reinvestere 132 kV Ranese-Aura ved endt levetid. I sum kan transformeringen se ut til å være samfunnsøkonomisk rasjonell.

Ved sammenkoblet nett vil det fortsatt være behov for systemvern i Vestnettet (PFK/BFK) og nettsplittingsvern på 132 kV Gylthalsen-Nordheim<sup>3</sup>. Vi kan da tillate samlet overføring nord-sør gjennom området på minimum ca. 1000 MW.

Tiltaket har høy kostnad, men også en rekke positive virkninger:

- Sparte reinvesteringskostnader og trolig positiv miljøvirkning fordi tiltaket muliggjør sanering av 132 kV Ranese-Aura (foreløpig planlagt reinvestert i 2029).
- Reduserte tap i nettet (med Ranese-Aura utkoblet/sanert).

---

<sup>2</sup> Sum flyt på ledningene 420 kV Surna-Viklandet, 300 kV Orkdal-Aura og 132 kV Ranese-Aura

<sup>3</sup> Forutsetter sanering av Ranese-Aura eller delt nett her. Dersom Trollheim-Ranese-Aura består og driftes sammenkoblet, må det installeres nettsplittingsvern også på denne ledningen.

- Utfall av 420 kV Surna-Snilldal kan håndteres ved mindre omfattende bruk av PFK, og nettsplitting ved dette utfallet er ikke nødvendig.
- Sjeldnere aktivering av PFK i Vestnettet ved utfall 420 kV Surna-Viklandet.
- Unngår overlast i 132 kV nettet ved intakt nett eller etter utfall av 132 kV, uten å måtte dele nettet eller spesialregulere ned produksjon.
- Bedre spenningsforhold i 132 kV-nettet, både mht. høye og lave spenninger.

Eventuell transformering bør sees i sammenheng med reinvestering av Trollheim stasjon, som foreløpig er planlagt i 2023. Reinvesteringsbehovet er omfattende, og gjelder både kontrollanlegg og apparatanlegg i stasjonen.

### **Både driftsform og eventuelle tiltak må vurderes videre**

I det videre arbeidet vil TEN vurdere tiltak for å gi momentan reserve for deler av lasten i Hemne/Holla, samt undersøke nærmere hva som skal til for å temperaturoppgradere Trollheim-Hemne(-Snillfjord). I neste RKSU vil TEN utrede og presentere hvordan 132 kV nettet mellom Trollheim og Snilldal bør se ut på sikt. Flere ledninger inn til Hemne og Holla transformatorstasjoner vil inngå i vurderingen.

Statnett jobber videre med å vurdere (håndtering av) flaskehalsen i området, samt å verifisere at foreslåtte systemvern kan realiseres og gir ønsket virkning. I tillegg bør Statnett gjøre videre vurderinger av kostnader og nytte ved 420/132 kV transformering i Surna/Trollheim, for å fastsette om og når tiltaket bør gjennomføres.

Dersom samlet nett ikke er mulig fordi driften blir for komplisert, må trolig Vestnettet driftes delt. Dette vil kreve andre tiltak, som bryterløsning i Holla eller større overføringsevne på nettet som forsyner Hemne og Holla.

Uavhengig av driftsform vil det være en fordel dersom det er mulig å beholde 132 kV Orkdal-Snillfjord i drift en periode etter at 420 kV Surna-Snilldal er satt i drift. Dette vil imidlertid kreve tiltak i Snillfjord stasjon, samt omfattende vedlikehold/reinvestering av ledningen. I tillegg må det søkes NVE om fritak fra vilkåret om å sanere ledningen innen to år etter at Snilldal transformatorstasjon er satt i drift.

### **Andre tiltak vil bli aktuelle på sikt**

På noe lenger sikt er det sannsynlig at det blir gjort tiltak i transmisjonsnettet som ikke er analysert her:

- Statnett har konsesjon til å bygge Åfjord-Snilldal over Trondheimsfjorden. Sammenkoblet nett med denne forbindelsen på drift vil minimum kreve at også vindkraften på Fosen er knyttet til systemvern, for å unngå overlast i 132 kV nettet ved utfall av Surna-Snilldal. Dette må analyseres nærmere.
- I tillegg har Statnett konsesjon til å spenningsoppgradere 300 kV Orkdal-Aura på strekningen fra Aura/Viklandet til Surna til 420 kV. Dette vil gi betydelig lavere transitt gjennom 132 kV nettet ved utfall av Surna-Snilldal, og kunne redusere omfanget av systemverntiltak.

Disse tiltakene må sees i en større sammenheng enn det som er gjort her, da de utløses av – og påvirker – forhold langt utenfor studieområdet.