

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Seksjon for nettkonsesjon

v/Katrine Gabrielsen

Ny 66 kV kraftledning Harpefossen – Ringebru: Endringssøknad

Vevig AS (Vevig), tidligere Gudbrandsdal Energi Nett AS, viser til søknad om konsesjon datert 05.03.2019 og tilleggssøknad datert 14.02.2020. Vevig søker om følgende endringer i søknad etter Energiloven av 29.06.1990 § 3-1 om konsesjon til ny 66 kV forbindelse mellom Harpefoss kraftstasjon og Ringebru transformatorstasjon:

- Alternativ 1 og alternativ 2 beholdes som omsøkt i konsesjonssøknad og tilleggssøknad fra Harpefoss kraftstasjon til Sør-Fron transformatorstasjon.
- For strekningen Sør-Fron transformatorstasjon til Ringebru transformatorstasjon trekkes samtlige alternativer
- Omsøkt løsning med bestykning av et 66 kV felt i Sør-Fron transformatorstasjon og totalt 2300 m 630 mm² jordkabel fra Sør-Fron transformatorstasjon til Fron omformerstasjon (Bane NOR) beholdes. Av kabelforbindelsen er ca. 1000 m ny kabel og 1300 er gjenbruk av eksisterende kabel.

For alle omsøkte løsninger vil Vevig søke å oppnå frivillige avtaler med grunneierne som blir påvirket av tiltaket. For de tilfeller frivillige avtaler ikke fører frem, søker Vevig i medhold av Oveigningslova om følgende:

- Etter §2, punkt 19 om tillatelse til ekspropriasjon av bruksrett for nødvendig grunn og rettigheter for å bygge og drive de elektriske anlegg og rettigheter for nødvendig ferdsel og transport i forbindelse med dette.
- Forhåndstiltredelse etter lovens §25, slik at arbeidene kan starte opp før eventuelt skjønn er fastsatt.

Vinstra 07.01.2021

Med vennlig hilsen

.....
Andreas Tutturen Clausen
Prosjektleder Vevig AS

Innhold

1. Innledning.....	3
1.1. Bakgrunn	3
1.2. Tilstandskontroll 2020.....	4
Harpefoss – Sør-Fron.....	4
Sør-Fron - Ringebru.....	4
Frya.....	4
1.3. Overføringskapasitet	4
1.4. Drift av nettet	5
1.5. Produksjon.....	6
1.6. Belastning	6
Målt belastning.....	6
1.7. Fremtidig drift av nettet	9
1.8. Nødvendig kapasitet ved feilsituasjon med omsøkt løsning.....	9
1.9. Fremtidig lastøkning.....	11
2. Omsøkte endringer.....	12
2.1. Sør-Fron – Ringebru	12
2.2. Harpefoss – Sør-Fron.....	12
2.3. Investeringskostnader	13
2.4. Samfunnsøkonomisk vurdering.....	13
3. Prioritering.....	14
4. Vedlegg	14

1. Innledning

1.1. Bakgrunn

Gudbrandsdal Energi Nett (Vevig) søkte 6.3.2019 om konsesjon til ny 66 kV kraftledning på strekningen Harpefossen – Ringebu. Ledningen skal erstatte dagens 66 kV ledning på samme strekning. Dagens ledning, som består av 17,7 km luftledning og 1,3 km jordkabel, totalt 19 km, vil bli sanert når ny ledning er ferdigstilt. Det ble søkt om følgende alternativer i prioritert rekkefølge:

Prioritet 1 Alternativ 1

- Ca. 4,7 km jordkabel mellom Harpefoss kraftstasjon og kabelendemast sør for Sør-Fron transformatorstasjon
- Ca. 15 km luftledning fra Sør-Fron transformatorstasjon til kabelendemast v/Ringebu transformatorstasjon
- Ca. 75 m jordkabel fra kabelendemast til Ringebu transformatorstasjon, alternativt at luftledningen strekkes direkte inn på Ringebu transformatorstasjon

Prioritet 2 Alternativ 2 inkludert alternativ 2.1

- Ca. 2,5 km luftledning Harpefoss kraftstasjon til kabelendemast ved NSBs omformerstasjon
- Ca. 2,2 km jordkabel fra kabelendemast ved NSBs omformerstasjon til kabelendemast sør for Sør-Fron transformatorstasjon
- Ca. 14,5 km luftledning fra Sør-Fron transformatorstasjon til kabelendemast v/Ringebu transformatorstasjon
- Ca. 75 m jordkabel fra kabelendemast til Ringebu transformatorstasjon, alternativt at luftledningen strekkes direkte inn på Ringebu transformatorstasjon
- Alternativ 2.1 krysser Lågen fra Stromlia til Heringen til Børkøy

Prioritet 3 Alternativ 2 uten alternativ 2.1

- Som prioritet 2, men alternativ 2 krysser Lågen vest for Frya, og krysser Frya før kryssing til Børkøya

Konsesjonssøknaden var på offentlig høring forsommeren 2019 med et åpent folkemøte i Sør-Fron 9.5.2019.

Den 14.02.2020 sendte Gudbrandsdal Energi Nett (Vevig) en tilleggssøknad for ny 66 kV Harpefoss – Ringebu, med omsøkte endringer:

- Som erstatning for Alternativ 1.0 over Ulbergshaugen søkes det om Alternativ 1.4 og 1.6.
- For Alternativ 1.0 mellom Sveipehaugen og Sveipe er det gjort en liten justering av trasé. Justert trasé erstatter tidligere omsøkt trasé på strekningen.
- I tillegg til Alternativ 1.0 søkes det om Alternativ 1.5 på strekningen Sveipehaugen – kryssing av Nordre Liavegen.
- I tillegg til Alternativ 2.1 og Alternativ 2.0 søkes det om Alternativ 2.2 fra Lågen til sammenkobling med Alternativ 1.0 sør for Rydningen og videre Alternativ 1.0 til Ringebu transformatorstasjon.
- Et 66 kV felt i Sør-Fron transformatorstasjon og totalt 2300 m 630 mm² jordkabel fra Sør-Fron transformatorstasjon til Fron omformerstasjon (Bane NOR). Av kabelforbindelsen er ca. 1000 m ny kabel og 1300 er gjenbruk av eksisterende kabel.

1.2. Tilstandskontroll 2020

Våren 2020 ble det utført tilstandskontroll på 66 kV-linja på strekningen Harpefoss – Sør-Fron – Ringebu. Den ble avdekket at det er flere punkter som må utbedres for at linjestrekningen skal være i forskriftsmessig stand. Ut fra funnene i rapporten er det naturlig å se på strekningen mellom Harpefoss – Sør-Fron og Sør-Fron – Ringebu som separate strekninger.

Harpefoss – Sør-Fron

Strekningen Harpefoss – Sør-Fron har et forventet årlig vedlikeholds nivå på 300 000 kr. Forventet kostnad for å få linja til å vare i 15 – 20 år ligger på over 6 MNOK. Mye av materiellet som er benyttet på strekningen er fra 1939, da det ble gjenbrukt mye eksisterende materiell for å bygge linja i 1965. Kostnaden for å få linjestrekningen tilbake til forskriftsmessig stand overstiger forventet årlig vedlikeholds nivå, selv om tiltakene fordeles utover flere år. De foreslåtte tiltakene for denne strekningen er ikke av en slik karakter at de må utbedres før nybygging kan utføres.

Sør-Fron - Ringebu

Strekningen Sør-Fron – Ringebu har et årlig estimert vedlikeholds nivå på 900 000 kr (1.5% av nybyggingskostnad). Tiltakene som er skissert for å kunne gi 15 – 20 års videre drift ligger i området 2,5 – 3,5 MNOK. Tiltakene er av en slik karakter at det er gjennomførbart å fordele disse utover flere år. Innenfor en fireårsperiode for å gjennomføre tiltakene, så vil årlig investeringsnivå ligge innenfor forventet vedlikeholds nivå. De foreslåtte tiltakene for denne linjestrekningen må utbedres før ny linje er på plass.

Tiltakene som det er nødvendig å gjennomføres innenfor gjeldende anleggskonsesjon for strekningen. De er beskrevet i rapporten etter tilstandskontrollen.

Frya

Våren 2019 ble det utført sikringstiltak ved et mastepunkt ved elvemunningen til Frya, grunnet utvasking av mastepunktet. Det vil bli utredet om det er behov for ytterligere permanente tiltak ved mastepunktet. Tiltakene vil fortrinnsvis bli løst innenfor rammene av gjeldende konsesjon.

1.3. Overføringskapasitet

Overføringskapasiteten i dagens 66 kV nett (Sør-Fron - Ringebu) er gjennom vedtak fra systemansvarlig satt til 442 A v/20°C. Det er den strømførende overføringslinja som er den begrensende komponenten (Feral nr.70 26/7).

1. Linje S 66 Ringebu-Sør_Fron

Temperatur (°C)	-30	-20	-10	0	10	20	30
Overføringsgrense (A)	564	558	532	502	472	442	399
Grense /A) v/overlast	564	558	532	502	472	442	399

Figur 1 Overføringsgrenser 66 kV linje Sør-Fron – Ringebu iht. vedtak fra systemansvarlig

Tabell 1 viser overføringsgrensene omregnet til MVA med verdier fra Figur 1.

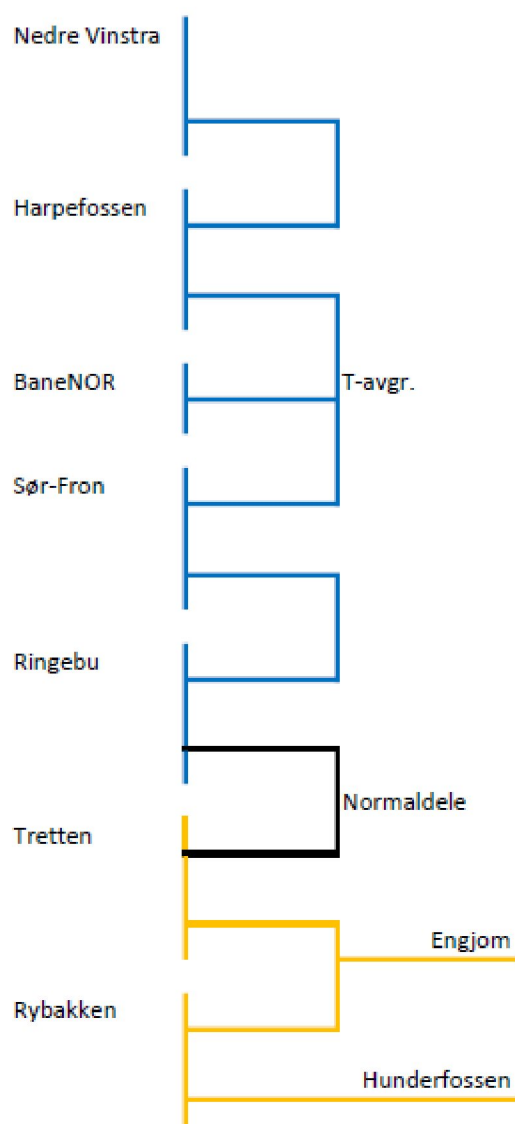
Tabell 1 Overføringsgrenser MVA

Temperatur (°C)	MVA
20	50,5
0	57,3
-10	60,8

Det er tilsvarende overføringskapasitet på kraftledningen fra T-avgreninga til Bane NOR og inn mot Sør-Fron.

1.4. Drift av nettet

66 kV nettet driftes normalt med radielle drifter, hvor delingspunktet er lagt mot Tretten i Ringebu trafostasjon. Det vil si at Tretten trafostasjon forsynes fra sør (sentralnettilknytning Fåberg), mens Ringebu forsynes fra nord (sentralnettilknytning Harpefossen/Nedre Vinstra). Figur 2 illustrerer driftsbildet med radielle drifter av regionalnettet.



Figur 2 Drift av 66 kV nettet i normaldrift

Ved feil i nettet flyttes delingspunktet.

1.5. Produksjon

Det er mot sentralnettet på Nedre Vinstra tilknyttet betydelig kraftproduksjon, hhv. ca. 300 MW på Nedre Vinstra og ca. 100 MW på Harpefossen. Kraftproduksjonen flyter naturlig mot sentralnettet med dagens drift av regionalnettet (uten sammenkobling av 66 kV mellom Nedre Vinstra og Fåberg). Det er noe eksisterende og planer om kraftproduksjon knyttet til 22 kV på Ringebru, Tretten, Vinstra og Sør-Fron trafostasjoner.

Tatt størrelsen på kraftproduksjonen ved Nedre Vinstra og Harpefossen i betraktning, samt nødvendige tiltak i form av systemvern for å ivareta forsyningssikkerheten ved sammenkoblet nett, kan det ikke legges til grunn at 66 kV regionalnettet er eller skal være dimensjonert for å håndtere kraftproduksjonen i normaldrift.

1.6. Belastning

Belastninger tilknyttet 66 kV-nettet er gjengitt i **Feil! Fant ikke referanse kilden..** Belastningstallene er hentet fra Vedlegg KSU H&O 2020.

Tabell 2 Temperaturkorrigert forbruk

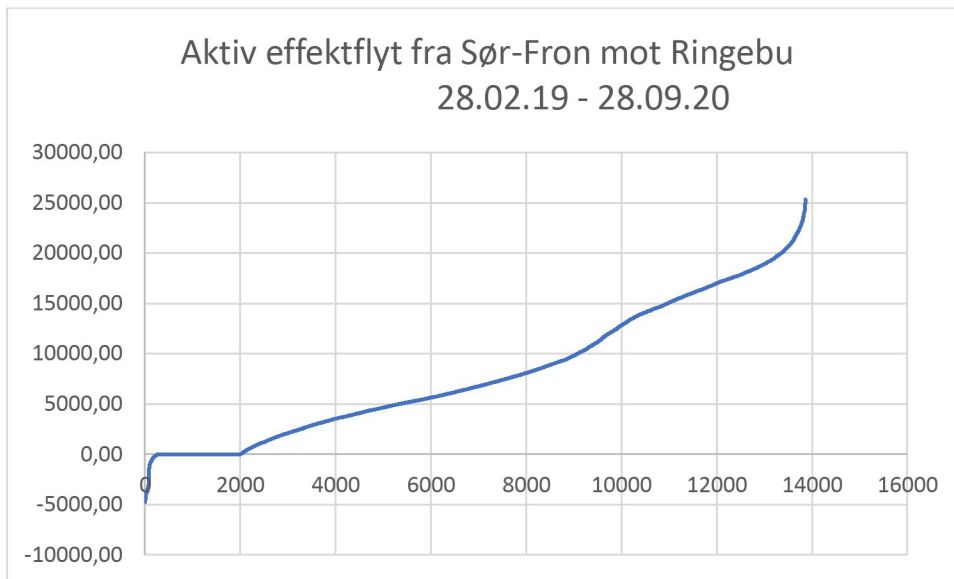
Tilknyttet	Effekt 2019 [MW]	Historisk makseffekt [MW]
Sør-Fron	11,4	12,1
Bane Nor Sør-Fron	11,5	14,1
Ringebru	32,2	32,2
Tretten	17,4	17,4
Rybakken	25,7	26,3

Målt belastning

Det er innhentet måleverdier fra målepunkt i 66 kV-nettet, hhv. Sør-Fron – Harpefossen og Sør-Fron – Ringebru. Måledataene er tidfestet fra 28.02.19 til 28.09.2020.

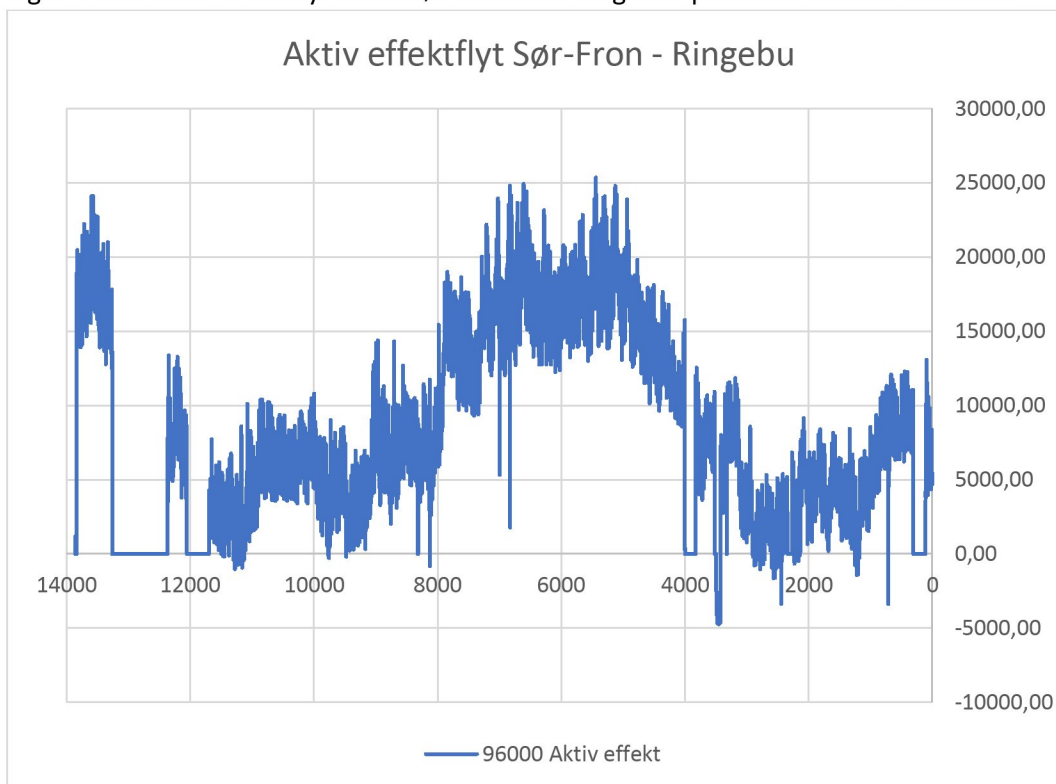
Sør-Fron – Ringebru

Varighetskurve for aktiv effektflyt fra Sør-Fron mot Ringebru er gjengitt i Figur 3. Som figuren illustrerer, er lastflyten på linja stort sett tilsvarende belastningen i Ringebru trafostasjon. Maksimal effektflyt i figuren skjedde 14.02.20.



Figur 3 Varighetskurve aktiv effektlyt [kWh/h] fra Sør-Fron mot Ringebu

Figur 4 viser aktiv effektlyt ut fra Sør-Fron mot Ringebu i perioden 28.2.19-28.09.20.



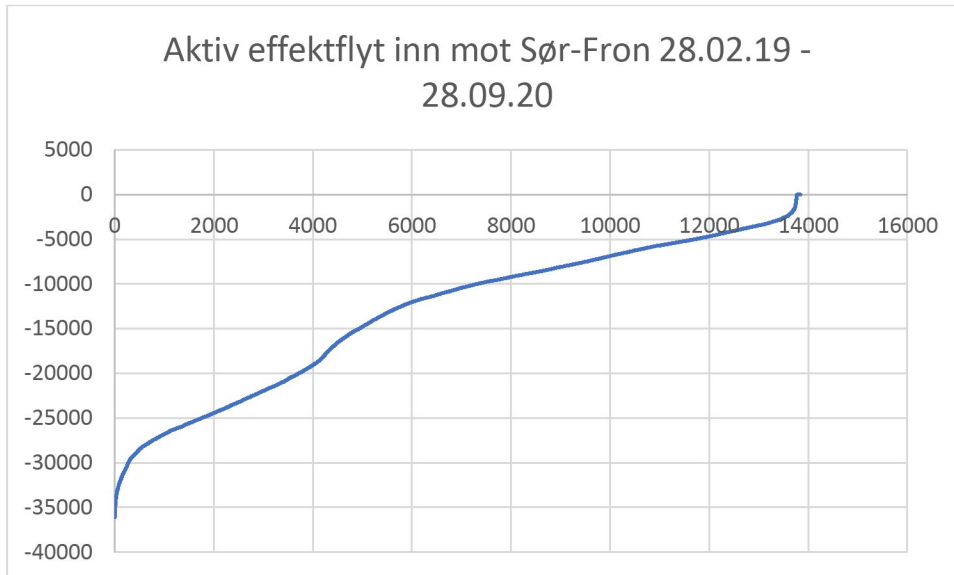
Figur 4 Aktiv effektlyt fra 28.02.19 til 28.09.20

Sør-Fron – Harpefossen

Varighetskurve for aktiv effektflyt inn til Sør-Fron fra Harpefossen er gjengitt i Figur 5.

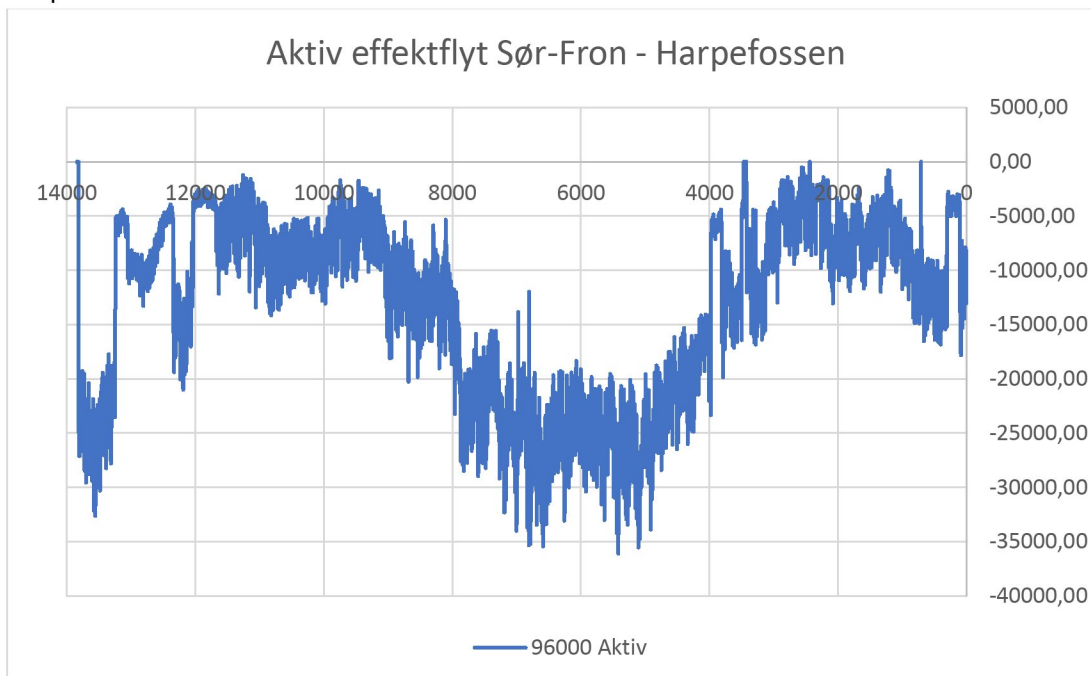
Maksimal effektflyt i figuren skjedde 14.02.20.

Effektflyten inn mot Sør-Fron er belastningen i Sør-Fron og Ringebu.



Figur 5 Varighetskurve aktiv effekt [kWh/h] inn mot Sør-Fron fra Harpefossen

Figur 6 illustrerer aktiv effektflyt fra 28.februar 2019 til 28. september 2020 inn mot Sør-Fron fra Harpefossen.



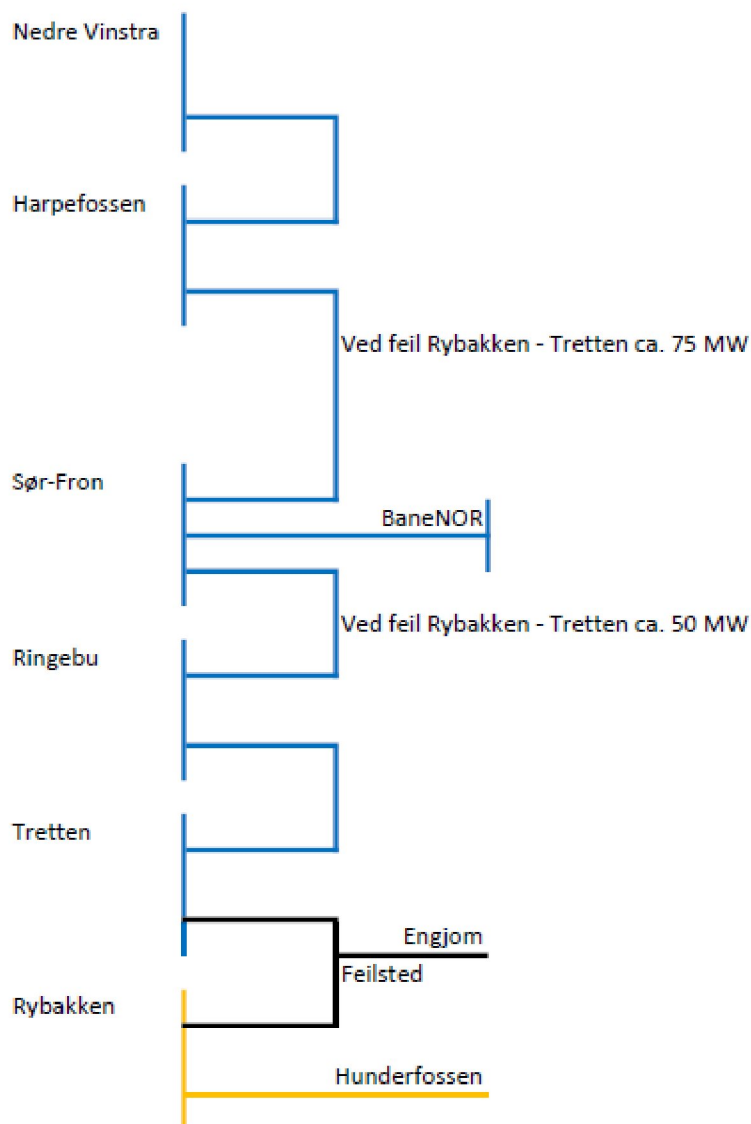
Figur 6 Aktiv effektflyt fra 28.02.19 til 28.09.20

1.7. Fremtidig drift av nettet

66 kV-nettet skal driftes sammenkoblet i parallell med 300 kV med bruk av systemvern. Ved utfall av 300 kV vil det bli en betydelig omlagring av effekt fra 300 kV til 66 kV. For å kunne ivareta denne omlagringen må det etableres en styrt nettsplitt (sluttresultatet etter nettsplitt likt dagens drift av nettet) eller frakobling av produksjon i Nedre Vinstra kraftverk.

1.8. Nødvendig kapasitet ved feilsituasjon med omsøkt løsning

Forbindelsen fra Harpefoss via Sør-Fron til Ringebu vil få høyest belastning i en situasjon med feil mellom Rybakken og Tretten (inkl. feil på avgr. til Engjom). Det betyr at trafostasjonene Sør-Fron, Ringebu og Tretten forsynes fra nord. Figur 7 illustrerer driftsbildet.



Figur 7 Deling av nettet ved feil mellom Tretten og Rybakken med omsøkt løsning ved Sør-Fron

Med omsøkt løsning i Sør-Fron hvor T-avgreining til BaneNOR er fjernet så vil dimensjonerende belastning med utfall mellom Tretten og Rybakken være ca. 75 MW på Harpefoss – Sør-Fron og ca. 50 MW på Sør-Fron – Ringebu, gitt at belastningen holdes likt 2020 nivå.

Tabell 3 Belastning ved utfall Tretten - Rybakken

		Harpefoss – Sør-Fron	Sør-Fron – Ringebu
Sør-Fron	12,1	X	
Bane Nor Sør-Fron	14,1	X	
Ringebu	32,2	X	X
Tretten	17,4	X	X
Totalt		75,8	49,6

Som Tabell 3 viser vil det være behov for ca. 75 MW overføring inn til Sør-Fron fra Harpefossen, mens det på grunn av belastning i Sør-Fron til ordinært forbruk og omformer hos BaneNOR så vil det sørover mot Ringebu være behov for ca. 50 MW overføring.

Forsyning av Rybakken trafostasjon fra nord anses ikke som realistisk fordi:

- Det legges til grunn n-1, dvs. to feil må være til stede før det er aktuelt med forsyning fra nord til Rybakken,
- N-1 er ikke et planleggingskriterium, men et argument dersom det er samfunnsmessig rasjonelt,
- Bryterpunktet og innmatingen i Musdal er reell reserve for Rybakken nordfra ved feil sør for Rybakken,
- Ved feil nord for Rybakken mot Tretten er Rybakken forsynt fra Hunderfossen

1.9. Fremtidig lastøking

Utvikling i Kvittfjell vil medføre noe høyere belastning (ca. 5 MW mot 2040), samt at belastning flyttes fra Ringebu til Fåvang trafostasjon. Videre er det lagt til grunn ca. 1 % årlig lastøkning i konsesjonssøknaden. Tabell 4 viser forventet lastøkning. Merk at KSU2020 ikke har lagt til grunn belastning ved omformeren til BaneNOR på Fron. Det bør vurderes hva som skal legges til grunn i beregningene og hva som er reell gjennomsnittlig timesverdi for omformeren på Fron.

Tabell 4 Tunglastscenario 2040 fra KSU2020

Stasjon	2020	2040
BaneNOR Fron	14,1	14,1 (ikke inkl. i KSU 2020)
Sør-Fron	12,1	13
Ringebu	32,2	21,7
Fåvang	-	14,3
Tretten	17,4	18,7
	75,8 MW	81,8 MW

Tabell 5 inneholder en oppstilling av effekter på forbindelsene Harpefoss - Sør-Fron og Sør-Fron Ringebu ved utfall av Rybakken – Tretten. Gitt termiske overføringsgrenser som oppgitt i Figur 1, og at tunglastscenarioet oppstår i kaldt vintervær så vil Sør-Fron – Ringebu ha tilstrekkelig *termisk* kapasitet med tilsvarende tverrsnitt som Feral 70.

Tabell 5 Belastning ved utfall av Tretten - Rybakken

Stasjon	MW	Forbindelse	
		Harpefoss – Sør-Fron	Sør-Fron – Ringebu
Sør-Fron	13	X	
Bane Nor Sør-Fron	14,1	X	
Ringebu	21,7	X	X
Fåvang	14,3	X	X
Tretten	18,7	X	X
Totalt		81,8 MW	54,7 MW

2. Omsøkte endringer

2.1. Sør-Fron – Ringebru

For strekningen Sør-Fron – Ringebru så utsettes tiltaket med 15 – 20 år og søknaden trekkes for samtlige alternativer. Bakgrunnen for å utsette tiltaket skyldes at det må foretas utbedringer av eksisterende linje, før ny linje kan være på plass. Med disse utbedringene så forventes en restlevetid på 15 -20 år.

Videre er det forventet at overføringskapasiteten, med dagens tverrsnitt, vil være tilstrekkelig de neste 15 -20 årene. Siden høylast oppstår i kaldt vær, så vil det være termisk kapasitet til å håndtere normalsituasjon og redundans (n-1).

2.2. Harpefoss – Sør-Fron

Strekningen Harpefoss – Sør-Fron videreføres som omsøkt i tilleggssøknaden, med to omsøkte alternativer fra Harpefoss til Sør-Fron og etablering av egen kabelavgang til Fron omformerstasjon i Sør-Fron transformatorstasjon.

Alternativ 1

- Ca. 4,7 km jordkabel mellom Harpefoss kraftstasjon og Sør-Fron transformatorstasjon.
- Et 66 kV felt i Sør-Fron transformatorstasjon og totalt 2300 m 630 mm² jordkabel fra Sør-Fron transformatorstasjon til Fron omformerstasjon (Bane NOR). Av kabelforbindelsen er ca. 1000 m ny kabel og 1300 m er gjenbruk av eksisterende kabel.

Alternativ 2

- Ca. 2,5 km luftledning Harpefoss kraftstasjon til kabelendemast ved NSBs omformerstasjon
- Ca. 2,2 km jordkabel fra kabelendemast ved NSBs omformerstasjon til Sør-Fron transformatorstasjon
- Et 66 kV felt i Sør-Fron transformatorstasjon og totalt 2300 m 630 mm² jordkabel fra Sør-Fron transformatorstasjon til Fron omformerstasjon (Bane NOR). Av kabelforbindelsen er ca. 1000 m ny kabel og 1300 er gjenbruk av eksisterende kabel.

Alternativene er uendret fra tilleggssøknaden, datert 14.02.2020.

2.3. Investeringskostnader

Forventet investeringskostnad er uendret, fra tilleggssøknaden, for de gjenværende omsøkte delstrekninger. Tabell 6 gjengir forventet kostnader for de to alternativene

Tabell 6 Investeringskostnad Harpefoss - Sør-Fron

Trasé	Type	Lengde (km)	Kostnad (MNOK)
Alternativ 1			
Delstrekning Harpefoss – Fron omf	Jordkabel	2,4	10,9
Delstrekning Fron omf – Sør-Fron	Jordkabel	2,2	9,7
Sum		4,6	20,6
Alternativ 2			
Delstrekning Harpefoss – Fron omf	Luftledning	2,6	9,6
Delstrekning Fron omf – Sør-Fron	Jordkabel	2,2	9,7
Sum		4,8	19,3
Tilknytning Fron omformerstasjon (Bane NOR)			
Kabel Sør-Fron – Fron omf	Jordkabel	1,0	4,5
Ekstra felt i Sør-Fron			5,5
Sum			10,0

2.4. Samfunnsøkonomisk vurdering

Tabell 7 viser investeringskostnad og fremtidig diskonterte kostnader for de to alternativene.

Forutsetninger for beregningen:

- Tidshorison: 40 år
- Diskonteringsrente: 4,0 %
- Kostnad nettap: 1609 kr/kW
- Maksimal kontinuerlig lastflyt: 50 MW

Tabell 7 Investeringskostnad og fremtidig diskonterte kostnader

Alternativ	Investeringskostnad (MNOK)	Diskonterte kostnader Investering og drift (MNOK)
Alternativ 1	20,6	25,8
Alternativ 2	19,3	25,4

3. Prioritering

Vevig vurderer de kostnadmessige forskjellene her som relativt små, og alle er teknisk byggbare. Vi ser at de ulike alternativene har ulike samfunnmessige fordeler og ulemper, og overlater til NVE å gi konsesjon til det alternativet som blir vurdert som mest samfunnsnyttig ut fra en samlet vurdering av kostnader og virkninger for miljøet.

Prioritet 1

Alternativ 1 med jordkabel fra Harpefoss kraftstasjon til Sør-Fron transformatorstasjon. Alternativet har en lengde på 4,6 km.

Prioritet 2

Alternativ 2 med luftledning fra Harpefoss kraftstasjon til kabelendemast ved Fron omformerstasjon. Jordkabel fra Fron omformerstasjon til Sør-Fron transformatorstasjon. Alternativet har en lengde på 4,8 km.

Lengdene for de ulike traséene inkluderer ikke ny kabel til Fron omformerstasjon da denne ikke avhenger av de øvrige traséalternativene. Ny kabel fra Sør-Fron transformatorstasjon til eksisterende kabel er ca. 800 m og ny kabel fra eksisterende kabelendemast til Fron omformerstasjon er ca. 200 m.

4. Vedlegg

- Vedlegg 1 Kart (uendret fra tilleggssøknaden)
 - 1.1 Oversiktskart 1: 50 000
 - 1.2 Detaljerte kart 1: 10 000
- Vedlegg 2 Grunneierlister
- Vedlegg 3 Rapport etter tilstandskontroll 2020