

Notat

Sak: Tilleggsspørsmål KVV Lofoten,
Vestrålen og Harstad

Dokumentet sendes til:

Energidepartementet ved Mar
Kristjonsson, Kirsten Grebstad og Balder
Bryn Morsund

Saksbehandler/Adm. enhet:

Toini Løvseth /KE

Sign:

Ansvarlig/Adm. enhet:

Anne Sofie Risnes/KE

Sign:

Til orientering:

Elmea, Noranett AS, Vestall

Dokument ID: 2025/1240 - 4

Dato: 24.11.2025

Viser til e-post 4.11.2025 hvor Energidepartementet ber Statnett svare på følgende tilleggsspørsmål:

- Hva vurderer Statnett at vil være minimumstiltak for å kunne videreføre spolejording i Sørnettet, eller evt. for å kunne utsette overgang til direktejording?
- Hva er overordnet størrelsesorden på reduserte investeringer i regionalnettet ved valg av konsept C, sammenlignet med størrelsesorden på økte investeringer i transmisjonsnettet? Hvis konsept C innebærer at dagens jordingssystem kan videreføres, bør denne besparelsen i regionalnettet komme frem.
- Hva er Statnetts vurderinger knyttet til muligheten for koordinering av tiltak som møter Noranetts behov i Grovfjord og behov for Statnetts første trinn i anbefalt konsept?
- Hvilke begrensninger er det for økt uttak som følge av flaskehalser som ligger utenfor utredningens omfang, herunder Ofoten-snittet?

Vi ser at regionalnettselskapenes kritikk av konseptvalgsutredningen i stor grad handler om hvorvidt Statnett i utredningsarbeidet har tatt tilstrekkelig hensyn til regionale kostnader, behov og ønsker, også for kapasitet til nytt forbruk. Vi erkjenner at disse behovene, og hvordan de er veiet opp mot andre hensyn, har kommet for dårlig fram og setter pris på denne muligheten til å oppklare.

ED oppfordrer i brevet Statnett til også å inkludere andre relevante punkter. Denne oversendelsen inkluderer derfor også en beskrivelse av hvorfor det er begrenset mulighet til å knytte til mer forbruk på særlige vilkår i dag.

Oppsummering:

- Statnetts anerkjenner at en forsert overgang (før reinvesteringstidspunktet) til direktejordet nett vil medføre kostnader for regionale netteiere. Når denne kostnaden ikke er prissatt er det fordi den ikke er relevant når vi sammenligner alternativene. Det anbefalte tiltaket utløser i seg selv ikke behov for endring i jordingsform og kostnaden er ikke relevant for konseptvalget fordi den er lik i alle konseptene som er med i alternativanalysen.
- En løsning med 420 kV helt ut til Lofoten (Konsept C) ville kostet minst 3 MRD mer enn det valgte konseptet og ha betydelig større ulempe for areal og miljø. Den eneste besparelsen for regionale netteiere med et valg av dette konseptet ville vært at det fjernet behovet for framtidig direktejording. Det er ingen grunn til å tro at en eventuell besparelse regionalt vil kunne oppveie de betydelige merkostnadene.
- Dagens drift av sørnettet og er krevende og jordingsformen begrenser kapasiteten i nettet. Overgang til direktejordet nett må gjøres til riktig tidspunkt i nært samarbeid med regionale nettselskap.
- Statnett mener at en 420 kV-løsning i tråd med anbefalingen fra KVUen er den mest framtidsrettede løsningen for regionen, fordi den legger til rette for økt kapasitet på lengre sikt.
- Noranetts forslag om selv å bygge 132 kV fra Kvandal og Kilbotn kan løse både Noranetts behov i Grovfjordområdet og bidra til økt kapasitet inn over Vestsnittet. Tiltaket vil gi tilnærmet samme kapasitet som en 420 kV-linje som driftes på 132 kV og dermed gi tilstrekkelig kapasitet til energiomstillingen, moderat forbruk i kø og forsvarrets behov. Noranett må da bygge og finansiere tiltaket på vanlig måte, og selv styre planlegging, framdrift og prosjektgjennomføring. Det kan ikke legges til grunn at Statnett skal overta prosjektansvaret underveis i prosjektgjennomføringen.
- Dersom ED konkluderer at Noranetts 132 kV-alternativ foretrekkes, bortfaller behovet for en 420 kV-løsning på kort og mellomlang sikt, fordi kapasitetsbehovet løses ved dette tiltaket. Statnett vil da overvåke situasjonen, vurdere egnede tiltak lenger fram i tid.
- Kapasitetsbegrensningene for nytt forbruk ligger utenfor regionen og videre forsterkning vil sees i sammenheng med forsterkning over Ofoten-snittet.

1: Hva vurderer Statnett at vil være minimumstiltak for å kunne videreføre spolejording i Sørnettet, eller evt. for å kunne utsette overgang til direktejording?

Som departementet er kjent med har det over tid vært uenighet mellom Statnett og de regionale nettselskapene om kostnad og behov/nytte for framtidig jordingsform i Sørnettet. Uenigheten betyr *ikke* at Statnett ikke anerkjenner at regionalnettseierne vil få merkostnader ved eventuell forsert direktejording eller at disse kostnadene ikke er hensyntatt i arbeidet med konseptvalgsutredningen. Kostnadene er lite beskrevet fordi de har vist seg å ikke være relevante for konseptvalget. Det anbefalte tiltaket forsterker ikke behovet for direktejording og medfører heller ikke i seg selv behov for forserte investeringer.

Kostnaden er ikke prissatt fordi den er lik i alle konseptene

- Når Statnett har lagt direktejording til grunn i alle utbyggingskonseptene er det ikke fordi direktejording har vært et mål i seg selv, men fordi alle disse konseptene vil medføre et større 132 kV-nett, høyere last og økt ladeytelse noe som vil kreve tiltak for å håndtere driften.
- Direktejording vil ha en kostnadsside, det er det ingen uenighet om. At denne ikke er prissatt i utredningen handler om at kostnadene ikke skiller det ene alternativet fra det andre. Den er lik i alle konseptene som er analysert.

Utbyggingskonsepter som gjør det mulig å unngå framtidig direktejording finnes, men er vurdert å være åpenbart samfunnsøkonomisk ulønnsomme

- Det handler da om konsepter hvor det bygges 420 kV helt ut til Lofoten. Merkostnaden ved dette vil langt overstige besparelsene for regionale netteiere. Dette er beskrevet under punkt 2.

Kostnadene ved eventuell direktejording avhenger i stor grad av når dette må gjøres

- Hvor store kostnader det vil være snakk om er det uenighet om. Spennet i vurderingene har tidligere vært fra 15 til 300 millioner kroner. Størrelsen på merkostnaden vil uansett åpenbart bli påvirket av om direktejording skjer som en følge av forsert reinvestering eller i forbindelse med planlagt fornyelse.
- Statnetts analyser i utredningen viser at ladeytelsen i nettet ikke øker nevneverdig med forsterkning fra Kvandal og til og med Hinnøy. Det vil si at det først i det man skal forsterke fra Hinnøy og videre utover til Lofoten (steg 3). Avhengig av når dette skjer kan man da være i en situasjon hvor ledninger uten gjennomgående jord (bygget på 1970- og 80-tallet) enten er reinvestert med gjennomgående jord, eller at reinvestering er nært forestående.

Endring av jordingsform må gjøres på det riktige tidspunktet, basert på samfunnsøkonomisk lønnsomhet og i nært samarbeid med regionale nettselskap

Statnett samarbeider med nettselskaper flere steder i landet om å finne fram til de beste løsningene for omlegging til direktejording/lavohmig jording. Ambisjonen er effektiv drift, bedre utnyttelse av nettet og oppfylling av krav til personsikkerhet. I samarbeid med regionale nettselskap er det mulig å legge en plan for overgang som ivaretar samfunnsøkonomisk rasjonalitet og regionale behov.

Det kan finnes alternativer til direktejording også i det valgte konseptet

ED spør konkret om hva som vil være en minimumsløsning for å unngå overgang til direktejording. Dette har vi ikke analysert, siden vi har sett etter konsepter som også gir tilstrekkelig kapasitet til regionen (jfr utredningens effektmål). En teoretisk mulig minimumsløsning for å unngå direktejording, uten omfattende utbygging av 420 kV helt ut til Lofoten, kunne i så måte vært følgende: Konsept A, B1, B2 eller B3, hvor spolejordingen videreføres også etter steg 3a (som gir høyere ladeytelse), men hvor man etablerer en *galvanisk oppdeling av nettet* via *skilletransformatorer*. Kostnadene ved tiltaket er ikke utredet, men det vil dreie seg om flere hundre millioner kroner.

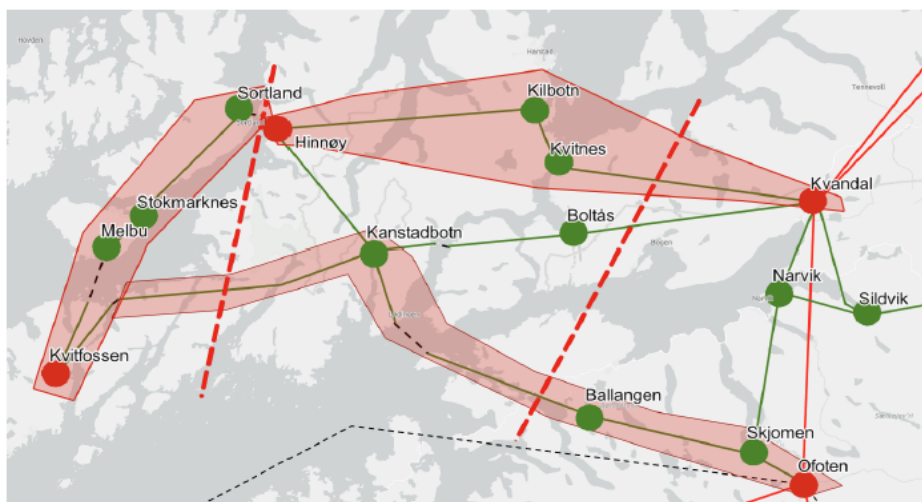
2: Hva er overordnet størrelsesorden på reduserte investeringer i regionalnettet ved valg av konsept C, sammenlignet med størrelsesorden på økte investeringer i transmisjonsnettet?

For å unngå misforståelser vil vi først vise til bekrivelsen av konsept C i KVUen.

4.8 Konsept C – 420 kV Ytre ring Kvandal-Hinnøy-Kvitfossen-Ofoten

Konsept B2 innebærer å bygge en ytre 420 kV-ring over både Vestsnittet og Ytre snitt. Konseptet innebærer å bygge 420 kV-ledning fra Kvandal til Hinnøy, og deretter videre til Kvitfossen, og så tilbake til Ofoten. Konseptet innebærer også to nye 420 kV-stasjoner, én i Hinnøy og én i Kvitfossen. I dette konseptet bygges det ikke noe nytt 132 kV-nett.

Figur 4-7 illustrerer transmisjonsnettet etter gjennomførte tiltak i konsept C.



Figur 4-7: Illustrerer konsept C. Rød korridor er ny 420 kV ledning.

Konsept C skiller seg fra konsept A og B ved at det bygges 420 kV-nett også utenfor Ytre snitt. Dette vil føre til en forsterkning av nettet lengre vest enn i de øvrige konseptene. Konseptet skiller seg også fra de øvrige ved at det må bygges to nye 420 kV-stasjoner, i stedet for én, noe som innebærer en fordobling av kostnaden. Samtidig vil det ikke være behov for å direktejorde 132-nettet i dette konseptet. Konseptet vil bidra med vesentlig økt kapasitet over Ytre snitt, til 630 MW, og 1100 MW over Vestsnittet. Det vil også føre til økt forsyningssikkerhet, både fordi vi unngår at forbruk må tilknyttes med N-0 forsyningssikkerhet, og fordi vi unngår at 132 kV-nettet blir mer sårbart og komplekst å drifte.

Konsept C kan redusere investeringer eventuelle regionale kostnader ved endret jordingsform

Konsept C som beskrevet i KVU-en vil trolig redusere investeringer i regionalnettet gjennom å fjerne behovet for framtidig direktejording. Anslagene for hvor stor denne besparelsen vil være varierer. Kostnaden med direktejording ble rundt 2020 vurdert å

være alt fra 15 til 300 millioner, men må uansett antas å ha økt i takt med øvrige nettinvesteringer. Den faktiske samfunnsøkonomiske kostnaden vil være sterkt påvirket av om eventuell direktejording skjer som en følge av en forsert reinvestering eller ikke, ref svar under punkt 1.

Høyere spenningsnivå i transmisjonsnettet gir ikke reduserte regionale kostnader dersom nytt forbruket etableres langt vest

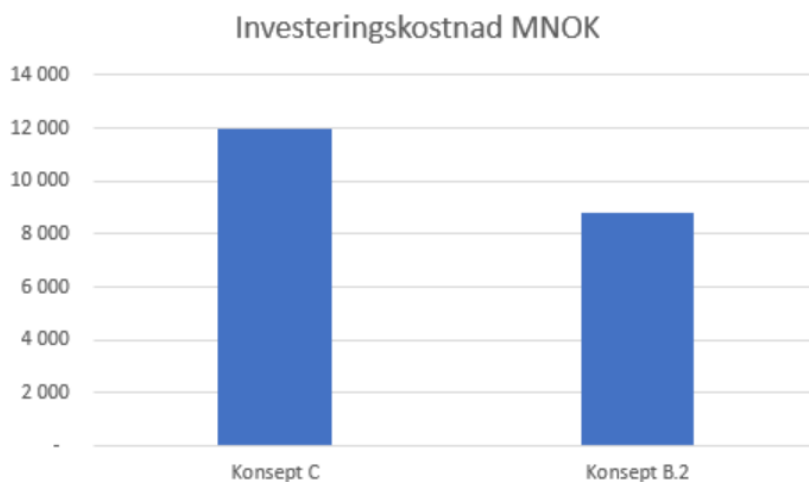
Valg av 420 kV spenningsnivå helt ut til Kvittfossen kan redusere investeringsnivået i regionalt nett dersom det skulle komme forbruk eller produksjon lengre ut i nettet. Dette ble derfor analysert ifm KVVU-arbeidet. Analysen viste at begrensningene i nettet ved etablering av nytt forbruk langt vest i Lofoten vil være gitt av termisk kapasitet og ikke av spenning. Det betyr at i en situasjon med etablering av nytt forbruk langt vest vil stå overfor de samme investeringskostnadene i regionalt nett helt uavhengig av om transmisjonsnettet er bygget ut på 420 kV-nivå eller på 132 kV-nivå.

Konsept C gir ingen ekstra nytte for tilgjengelig kapasitet til nytt forbruk i regionen

Siden maksimal N-1-kapasitet over Vestsnittet settes av begrensninger i transportkorridoren og ikke regionalt (se spørsmål 4) bidrar konsept C ikke med nevneverdig økning i tilgjengelig kapasitet inn til regionen jfr det valgte konseptet.

Konsept C er betydelig mer kostbart enn valgte alternativ

Siden omfanget av investeringer på 420 kV er betydelig større er konsept C også et betydelig mer kostbart alternativ enn det valgte alternativet. Den endelige kostnaden vil avhenge noe av valg av traseer og med det omfanget av ledning. Det er imidlertid særlig antall stasjoner som er drivende for kostnadene på 420-nivå. Våre beregninger tilsier at netto investeringskostnad ved konsept C vil være om lag 3 mrd høyere enn tilsvarende for det valgte konseptet (se detaljer i vedlegg). Vi legger også til grunn en høyere kostnad for areal og miljø ved valg av 420 kV foran 132 kV (høyde, bredde på kabeltrase og stasjonsområde), også siden det med kun to 420 kV-stasjoner blir begrenset mulighet til å sanere dagens 132 kV-nett.



Reduserte regionale kostnader til eventuell direktejording forsvarer ikke de ekstra kostnadene

De mulige reduserte investeringene i regionalt nett i konsept C består av at vi med dette konseptet trolig ikke vil være tvunget til å direktejorde eksisterende 132 kV-nett. Størrelsen på denne besparelsen vil avhenge av hvilke analyser man legger til grunn (beregnet til 15 eller 300 millioner i 2020) og ikke minst av hvorvidt en slik

direktejording skjer som en følge av forsert reinvestering eller ikke, altså når dette vil skje. Selv om besparelsen ikke er prissatt er det vår vurdering at en besparelse ikke er av en størrelsesorden som forsvaret 3 MRD i økte investeringskostnader og høyere kostnader for areal og miljø for et konsept når den heller ikke gir mer utnyttbar kapasitet til nytt forbruk.

3: Hva er Statnetts vurderinger knyttet til muligheten for koordinering av tiltak som møter Noranetts behov i Grovfjord og behov for Statnetts første trinn i anbefalt konsept?

Mulighetene for koordinering av tiltak som møter Noranetts behov i Grovfjord og behovet for en forsterket kapasitet inn til området ble identifisert i arbeidet med utredningen. Det ble da klart at Noranett hadde planer i området som delvis overlappet med det viktigste tiltaket for å forsterke kapasiteten over Vestsnittet, altså en forsterkning av kapasiteten mellom Kvandal og Kilbotn.

En koordinering av tiltakene anses som svært rasjonell og er lagt til grunn i vår anbefaling. I møter om utredningsarbeidet uttrykte de berørte reinbeitedistriktene i regionen skepsis til ytterligere nettutbygginger i et område hvor reindriften allerede er hardt presset av ulike infrastrukturprosjekter og ba om at dette ble vektlagt i planleggingen. Gjennom koordinering av Statnetts første trinn og Noranetts behov kan vi unngå to samtidige byggeprosesser i ett og samme reinbeitedistrikt og, avhengig av behov og nytte for videre utbygging, også kanskje unngå et av inngrepene. Koordineringen er av Noranett verdsatt til 500 M og inkludert som prissatt verdi i utredningen. Verdien vil åpenbart bli redusert dersom det blir behov og nytte av en rask oppspenning til 420 kV. Besparelsen vil da komme som et resultat av en utsatt investering/utbygging.

I utredningen er koordineringen planlagt ved at Statnett bygger ny linje Kvandal-Kilbotn via Grovfjord på 420 kV, for slik å ha en raskere opsjon på videre utvikling på dette spenningsnivået. Linjen driftes imidlertid på 132 kV-nivå og nødvendige stasjoner for å løse Noranetts behov knyttes til. Når spenningen en gang i framtiden økes til 420 kV, vil det bli nødvendig å finne en permanent 132 kV-løsning for Grovfjord. Detaljene i en slik koordinering er ikke utarbeidet og vil måtte avtales dersom tiltaket meldes. Den endelige nytten av denne koordineringsløsningen vil i stor grad avhenge av når tid det er behov og nytte av denne siste oppspenningen til 420 kV.

I det tilfelle at Noranett selv sørger for å løse de behov de har i Grovfjordområdet, men forlenger traseen slik at vi får en full forsterkning mellom Kvandal og Kilbotn på 132 kV-nivå, oppnår man i praksis den samme økningen av kapasiteten som er beregnet for Statnetts anbefalte trinn 1. Det vil si at det legges til rette for tilknytning av alt modent forbruk i kø, forsvarets behov og energiomstillingen i regionen, inkludert vekst i vanlig forbruk. Dermed bortfaller behovet for en ny 420 kV-linje på kort- og mellomlang sikt, slik som anbefalt fra Statnett i oversendt KVVU, fordi kapasitetsbehovet løses ved dette tiltaket.

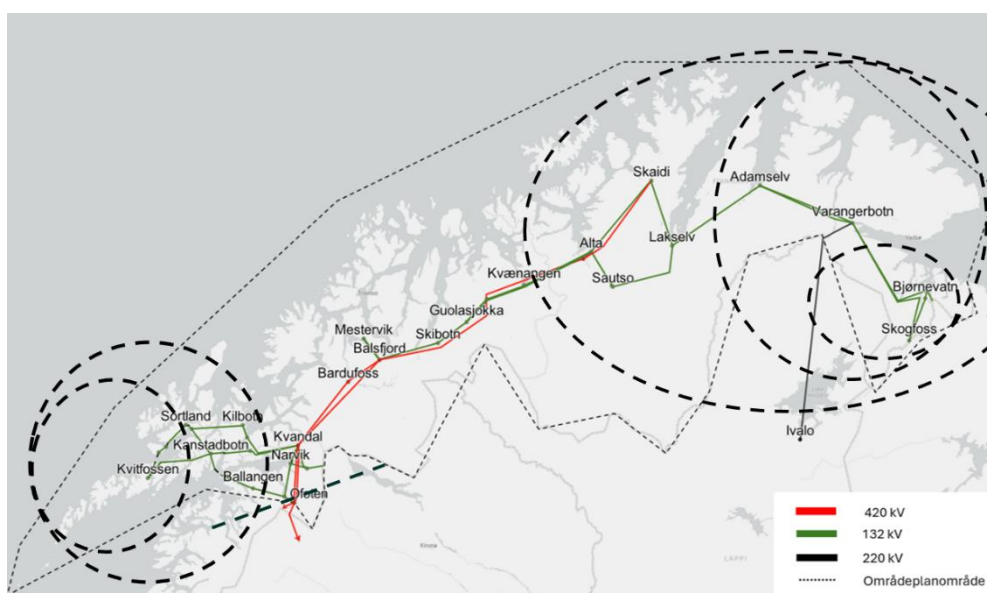
En forutsetning for en slik løsning er at Noranett selv står som eier og tiltakshaver for prosjektet og dermed også finansierer utbyggingen. Dersom anlegget senere omklassifiseres av myndighetene til transmisjonsnett vil Statnett bli pålagt å overta dem iht gjeldende praksis. En slik konklusjon kan ikke forskutteres.

I det fall dette blir løsningen vil Statnett kunne fokusere på langsiktige behov gjennom framtidige analyser hvor nettutviklingen i Harstad, Lofoten og Vesterålen vurderes i sammenheng med en forsterkning av transportkorridoren fra Nordland og inn til Troms. En slik analyse må gjøres i lys av utviklingen av forbruk og produksjon i området og med en nøye veiing av ulike samfunnshensyn. I dette området er hensynet til sikkerhet og beredskap og samisk reindrift særlig viktige.

Statnett kan ikke bygge for dagens behov alene – vi må tenke langsiktig og dimensjonere for fremtidens krav. Dette er i tråd med riksrevisjonen anbefalinger i sin rapport (Dokument 3:7, 2024–2025) om kapasiteten i strømnettet hvor de peker på at nettutviklingen i større grad bør skje med utgangspunkt i prognoser for framtidige behov og langsiktige planer. Vi planlegger fremtidens transmisjonsnett med plan om å drifte på 420 kV. Dette sees i sammenheng med utvikling av transportkanalen som beskrevet over.

4: Hvilke begrensninger er det for økt uttak som følge av flaskehalser som ligger utenfor utredningens omfang, herunder Ofoten-snittet?

Utredningsarbeidet har vist at taket for hvor stor kapasitet til nytt forbruk det er mulig å etablere vest for Vestsnittet i mindre grad avhenger av kapasiteten og spenningen på nye linjer inn til området og mest av alt av begrensningene i 420 kV linjene i og inn til området nord for Ofotensnittet (Kobbelsnittet). De ulike begrensningene er illustrert i kartet nedenfor.



Alle utbyggingskonseptene i KVV-en, uavhengig av omfang og kostnad, vil ved full gjennomføring gi en kapasitet over Vestsnittet på 1100 MW. At omfanget på 420 kV-utbyggingen ikke gjør en forskjell for denne kapasiteten skyldes forhold i 132 kV nettet i området.

Den neste begrensningen for maksimal kapasitet er knyttet til spenningskollaps ved utfall av den sørlige 420 kV ledningen inn mot Lofoten/Vesterålen. Denne begrensningen, som da altså er knyttet til de to 420 kV-forbindelsene som utgjør deler av transportkorridoren i nord, vil gi en **maksimal kapasitet på flyt over Vestsnittet på 1200 MW, helt uavhengig av omfanget av nett i Lofoten og Vesterålen.** Det innebærer at det vil være begrenset nytte av de mest ekspansive konseptene i overskuelig framtid.

Den neste begrensningen for hvor mye forbruk som kan realiseres i regionen er knyttet til kapasiteten over det vi kaller Ofotensnittet (Kobbelsnittet). Dette snittet begrenser hvor stort effektunderskudd det er mulig å ha i området fra Kobbelv til grensen mot Russland. **Med intakt nett kan vi overføre maksimalt ca. 1200 MW over Ofotenforbindelsene.** Med en full utnyttning av den maksimale N-1-kapasiteten vi kan

få over Vestsnittet med de ulike utbyggingskonseptene (ref. forrige avsnitt) ville flyten være på rundt 1700 MW, altså langt over dagens kapasitet over snittet.

Kapasitet til nytt forbruk nord for Ofotensnittet, gitt dagens begrensning, men forutsatt effektstyring på forbindelsen mot Finland, er beregnet til 1150 MW, 1000 MW uten effektstyring. Statnett vil i Q1 2026 gjøre oppdaterte analyser av denne kapasiteten, som påvirkes sterkt av produksjon, forbruk og flyt i områdene rundt, også på svensk side. Per 12. november 2025 var det reservert kapasitet til nytt forbruk på drøye 1100 MW, mens prosjekter for nærmere 1000 MW, spredt over hele regionen nord for Ofoten, står i kø. Oversikter over reservasjoner og kø vedlagt. Merk at dette også inkluderer prosjekter i Salten, fordi snittet kraftsystemmessig sett settes litt sør for Ofoten.

Netttiltak for forsterkning av transportkorridoren er identifisert og beskrevet i Områdeplan Nord 2025. Tiltaket er en dublering av 420 kV Rana-Ofoten som vil kunne bidra med 6-800 MW ny kapasitet til forbruk. Kapasitetsøkningen vil ifølge våre analyser ikke fullt ut kunne realiseres før etter en oppgradering av Nedre Røssåga-Ajaure (Helgeland-Sverige), som kan være ferdig til 2037. Det vil da fortsatt være en begrensning i nettet videre nordover fra Ofoten. En balansert utvikling mellom forbruk og produksjon innenfor de ulike nettbegrensningene vil legge til rette for vekst i forbruket også uten ytterligere netttiltak. Dette er også et langt mer realistisk scenario siden sterk forbruksvekst uten tilsvarende vekst i produksjon vil gi en økning i kraftprisene som vil gjøre området mindre attraktivt for investeringer i både eksisterende og nye kraftintensive næringer.

Gitt disse ytre begrensningene har Statnett vurdert at det ikke vil være rasjonelt å nå prioritere tiltak som øker kapasiteten til nytt forbruk i Harstad, Lofoten og Vesterålen langt utover det som kan realiseres i hele området nord for Ofotensnittet. Vi må prioritere det som gir mest kapasitet inn til hele området først. Det anbefalte tiltaket utredningen, forsterkning av Kvandal-Kilbotn, vil legge til rette for vekst i vanlig forbruk og dermed det meste av energiomstillingen og forsvarets behov. Tiltaket vil også gjøre det mulig å lokalisere større uttak i området i det tilfelle at det frigjøres kapasitet til nytt forbruk nord for Ofotensnittet og legger til rette for en betydelig økning i produksjonen i området.

Hensynet til areal og miljø og en samfunnsmessig rasjonell utvikling og utnytting av kraftsystemet krever stor grad av fleksibilitet fra kundene også når det gjelder hvor de velger å lokalisere seg. Kraftintensive virksomheter bør i størst mulig grad lokaliseres i allerede sterke nettpunkter og/eller der det mulig å etablere ny kraftproduksjon og i mindre grad der man blir avhengig av store nettutbygginger og langtransport av kraft.

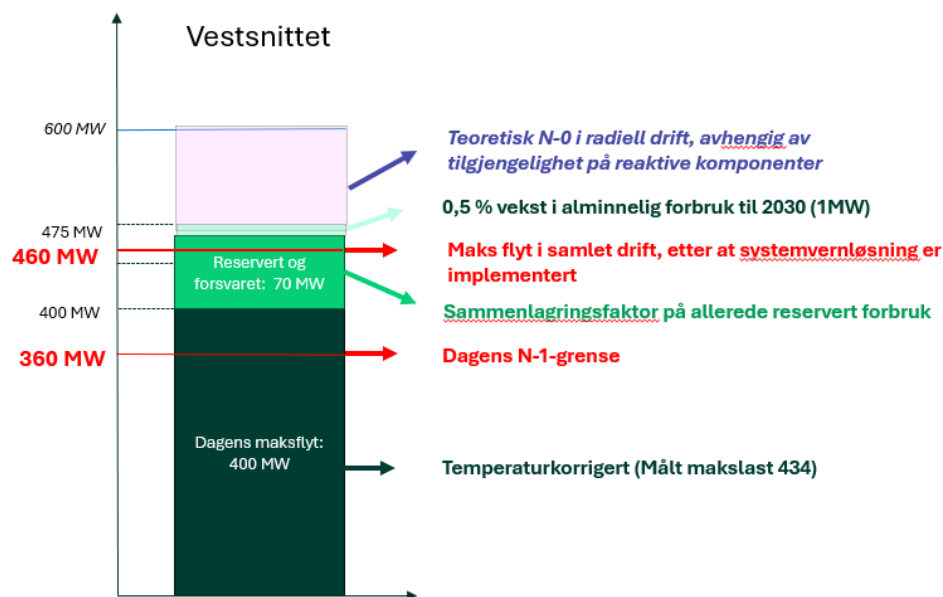
5: Muligheten til å gi nye prosjekter tilknytning på vilkår er svært begrenset, i hele området nord for Ofotensnittet

Det er begrensede muligheter til å gi tilknytning på vilkår til nytt forbruk nord for Ofoten

Kapasiteten over Ofotensnittet er påvirket av svært mange ulike faktorer: Feil og utfall på mange ulike komponenter, samt balanse og flyt i tiliggende områder, også Sverige. Vi har per i dag ingen implementerbare løsninger for automatisk ut- og innkobling av forbruk som gjør det mulig for oss å tilby tilknytning på "utkoblingsvilkår" nord for Ofotensnittet. Eneste tilgjengelige vilkår er periodevis utkobling (sesong). Det innebærer at per dags dato må alle prosjektene i køen (vedlagt), uavhengig av om de ønsker tilknytning i Lofoten eller andre steder nord for Ofotensnittet, er avhengige av at reservasjoner frafalles, tiltak er gjennomført eller at forutsetningene endres (balansert utvikling mellom forbruk og produksjon).

Tilgjengelig N-0-kapasitet vest for Vestsnittet er allerede reservert prosjekter i regionen

For nye prosjekter vest for Vestsnittet er tilknytning på vilkår til ikke aktuelt av den enkle grunn at tilgjengelig N-0-kapasitet allerede er reservert til prosjekter i regionen, på ordinære vilkår. Vi har per i dag en **N-1-kapasitet på 360 MW flyt over Vestsnittet**. Tilknytning av det forbruket som allerede er reservert og dekking av forsvarrets behov, samt vekst i alminnelig forbruk vil raskt ta oss opp i en **makslast på opp mot 480 MW** (se figur nedenfor). Det vil medføre en betydelig økning i antall timer med radialdrift og svekket forsyningssikkerhet i området. Dette gjelder også i lavlastsesongen, hvor også kapasiteten i systemet er betydelig lavere pga høyere utetemperaturer og at anlegg da må tas ut av drift for å gjennomføre nødvendig vedlikehold. Ytterligere kapasitet til nytt forbruk kan ikke tillates. Tiltak for å øke kapasiteten på kort sikt er under arbeid. Å kunne øke grensen for vanlig forbruk til 5 MW har høyeste prioritet.



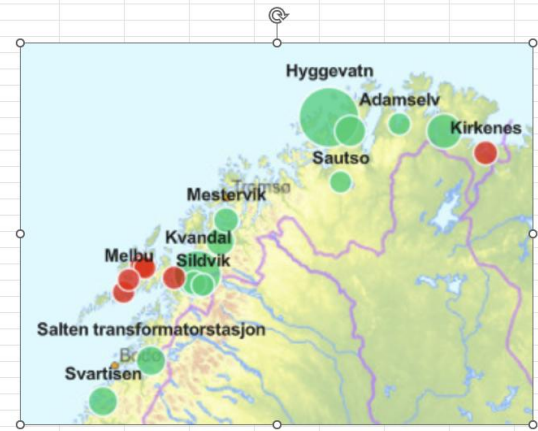
Vedlegg:

1 Investeringskostnader konsept C

		Lengde	Spenning	Km. Kostnad	Kostnad (MNOK)
Linje	Hinnøy-Sortland 2	4	420	20	80
	Kvandal-Kvitnes-Kilbotn	60	420	20	1200
	Kilbotn-Hinnøy	50	420	20	1000
	Sortland-Stokmarknes	22	420	20	440
	Stokmarknes-Melbu	8	420	20	160
	Melbu-Kvitfossen	16	420	20	320
	Kanstadbotn-Kvitfossen	10	420	20	200
	Kanstadbotn-Kabelpunkt (Ofotfjorden)	80	420	20	1600
	Kabelpunkt(Ofotfjorden)- Ballangen-Ofoten	65	420	20	1300
Kabel	Hinnøy-Sortland	4	420	100	400
	Sortland-Stokmarknes	4,9	420	100	490
	Melbu-Kvitfossen	10	420	100	1000
	Kvitfossen-Kanstadbotn	1,2	420	100	120
	Ofotfjorden (Kanstadbotn- Ballangen2)	7	420	100	700
Stasjon	Sortland	Utvidelse			23
	Kvandal	Utvidelse			210
	Sortland	Utvidelse			23
	Stokmarknes	Utvidelse			45
	Melbu	Utvidelse			45
	Kvitfossen	Ny stasjon			1240
	Kanstadbotn	Utvidelse			23
	Ofoten	Utvidelse			23
	Kvandal	Utvidelse			40
	Ofoten	Utvidelse			40
	Hinnøy	Ny stasjon			1240
SUM					11 960

2. Forbruk reservert og i kø nord for Ofotensnittet per 10.11.2025

Reservert kapasitet "Nord"		
Statnetts stasjon	Sluttkunde	MW
Kirkenes	Syd Varanger Drift	21
Kvandal	Aaktik Digital	230
Hyggevatn	Equinor ASA	350
Skaidi	Nussir AS	35
Skaidi	Horisont Energi	45
Hinnøy	Andfjord Salmon	5,6
Boltås	Rødskjær	15
Vinnelys	Lerøy	5,6
Kvitfossen	Oppdrett	7,5
Melbu	Børøya	4
Svartisen	Neptun GGA	20
Adamselv	Grieg Seafood	8
Skaidi	Cermaq	5
Sortland	Elmea AS	21,4
Salten transformatorstasjon	Arctic Sapphire	7
Varangerbotn	Aker Clean Hydrogen og Varanger Kraft	120
Salten transformatorstasjon	Bluebite	1
Salten transformatorstasjon	Sisomar Smolt	12,3
Svartisen	Helgeland Smolt AS	6,3
Svartisen	Nova Sea	13
Bardufoss Transformatorstasjon	Finnfjord AS	60
Salten transformatorstasjon	Åsmyra Industripark	13
Salten transformatorstasjon	AVINOR AS	6,5
Svartisen	Nscale	30
Sautso	Artic Core AS	5
Mestervik	Neptun Tromsø AS	30
Salten transformatorstasjon	GreenH	30
Narvik	Plug Nord AS	12
Sildvik	Narvikhydrogen	10
Narvik	Narvikfjellet Allmen AS	8,5
Salten transformatorstasjon	FK BODØ-GLIMT	2,4
		1140,1



Kapasitetskø "Nord"		
Statnetts stasjon	Sluttkunde	MW
Hinnøy	NorthSafe AS	25
Alta tra	Alta Havn	18
Sildvik	Narvikhydrogen	90
Kvitnes	Denro Wolfish Norway AS	14
Niingen	Bogen Aqua	6
Salten transformatorstasjon	Fjuel Bodø	6
Mestervik	Kvitebjørn Varme AS	13
Salten transformatorstasjon	NSG - Nye Sultjelma Gruver	10
Salten transformatorstasjon	ISE Utvikling AS	5
Salten transformatorstasjon	ISE Utvikling AS	5
Salten transformatorstasjon	Glomfjord Hydrogen AS (Fauske)	30
Svartisen	Fish Farm International AS	6
Svartisen	Neptun GGA	30
Mestervik	FJUEL TROMSØ AS	12
Svartisen	Louundlaks AS	10
Mestervik	Lerøy	15
Varangerbotn	Aker Solution og Varanger Kraft Hydrogen	177
Salten transformatorstasjon	Arctic Sapphire	53
Kirkenes	SYDVARANGER DRIFT AS	35
Kirkenes	69 Data Centre AS	25
Kilbotn	Statkraft Varme	15
Balsfjord	Northern DC AS	4,72
Balsfjord	Northern DC AS	8
Kilbotn	Sunde AS	4
Skaidi	Nordkappregionen Havn Honningsvåg	16
Skaidi	Sky Consulting	15
Salten transformatorstasjon	FJUEL BODØ AS	2
Skaidi	Pelagia	10
Kvitfossen	Lofoten Salmon as	5
Bardufoss Transformatorstasjon	Forsvarsbygg	4
Bardufoss Transformatorstasjon	RÅ BIOPARK AS	5
Kvandal	Aaktik Digital AS	200
Kvandal	Aaktik Digital AS	90
Kvitfossen	Polarfeed AS	15
Vinnelys	Mowi AS	4,8
		983,52

