

Konseptvalgutredning

Lofoten og Vesterålen



Forord

I januar 2024 ble det satt lasterekord i Lofoten og Vesterålen. Forbruket var 8,7 pst. høyere enn maksimal tidligere målte last. Utgangspunktet for denne konseptvalgutredningen er at det er for dårlig kapasitet i nettet til å frakte strømmen fra der den produseres til der den forbrukes, og det er nå ikke kapasitet til hverken vanlig forbruk eller videre forbruksutvikling i området.

Konseptvalgutredningen (KVU) er utarbeidet etter gjeldende forskrift og tilhørende veileder fra Energidepartementet. Norconsult har gjennomført den eksterne kvalitetssikringen. Formålet med KVU og kvalitetssikring er å styrke energimyndighetenes styring av konseptvalg, synliggjøre behov og valg av hovedalternativ, samt å sikre at den faglige kvaliteten på de underliggende dokumentene i beslutningsunderlaget er god.

Utredningen anbefaler å løse behovet gjennom en stegvis utbygging hvor første trinn er en 420 kV linje mellom Kvandal og Kilbotn. Analyseområdets utstrekning gjør at utredningen faller inn under ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring. Ordningen omfatter kraftledninger med spenningsnivå på 420 kV og lengde over 20 kilometer. Utredningen skal derfor eksternt kvalitetssikres av Norconsult. Etter kvalitetssikring leveres utredningen til Energidepartementet (ED).

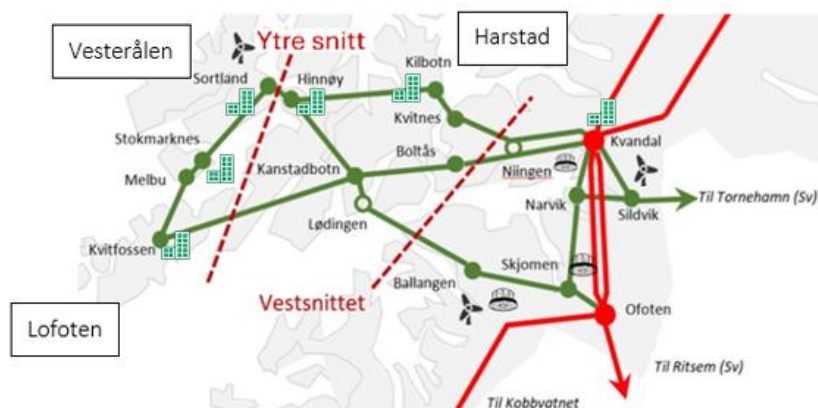
Utredningen er utarbeidet av Louise Bjerkås, Erling Faugstad, Sara Lee Johansen, Alf Selmer Olaussen, Jan Åge Walseth, Unn Torill Lyshaug, Toini Løvseth og Anne Sofie Ravndal Risnes med bidrag fra flere i Statnett.

Sammendrag

Statnett skal sørge for en sikker strømforsyning og legge til rette for energiomstilling og verdiskaping i Norge, på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte. Dette skal vi gjøre ved å øke kapasiteten i eksisterende nett og kraftsystem, ved å planlegge og bygge nett raskere og mer effektivt, samt øke robustheten og beredskapen i drift og utvikling.

Det er for liten overføringskapasitet til å møte forbruksvekst i Lofoten, Vesterålen og Harstad-området

132 kV transmisjonsnett som dekker Lofoten, Vesterålen og Harstad-området kalles Sørnettet. Sørnettet har i sin helhet kraftbalanse, men plasseringen av forbruk og produksjon er skjevdelt. Det meste av produksjonen ligger øst i området, mens det meste av forbruket ligger i vest.



Figur 1-1: Ledninger som inngår i Sørnettet. Grønn = 132 kV. Rød = 420 kV. Bygningene illustrerer områdene hvor det er mest forbruk. Lødingen stasjon er under utbygging og Niingen er under planlegging.

Det er en utfordring at produksjon og forbruk ligger på hver sin side av et begrensende overføringssnitt; Vestsnittet. Det vil si at det er dårlig kapasitet til å frakte strømmen fra der den produseres til der den forbrukes. Det er også et begrensende overføringssnitt helt vest i nettet; Ytre snitt. Det er noe produksjon bak Vestsnittet, men dette er i hovedsak vindkraft, som er en uregulerbar energikilde som ikke kan reguleres opp etter behov.

Det har vært en betydelig forbruksvekst i regionen de siste årene, og veksten gjør at det stadig blir vanskeligere å drifte Sørnettet. For å unngå overlast på enkelte ledninger og at hele området mørklegges ved enkeltfeil, deles nettet i radialer i tunglastperioder. Å dele nettet i radialer betyr at nettet drives slik at hvert punkt i nettet kun har en forsyningsvei (i motsetning til et masket nett, hvor det kan være flere forsyningsveier til samme punkt). Dette reduserer forsynings sikkerheten. Lastøkningen gjør at nettet oftere og oftere må deles opp i radialer og øker sannsynligheten for at kunder mister strømmen ved feil i nettet.

Fordi vi mangler kapasitet i nettet, er det ikke plass til at nye kunder kan tilknytte seg for å få strøm, og det er heller ikke plass til at eksisterende kunder kan øke sitt forbruk. Det at kunder må vente på tilknytning til strømnettet, innebærer en samfunnsøkonomisk kostnad. Basert på tilknytningssaker og forventet energiomstilling, er det mulig at forbruket på sikt vil dobles fra dagens nivå. Forbruksøkningen gjelder blant annet industri, sjømatnæringen, hydrogenproduksjon, elektrifisering av transport, samt økning i alminnelig forsyning (under 1 MW).

Statnett har tilknytningsplikt, og dersom det ikke er tilstrekkelig kapasitet i nettet har vi plikt til å utrede tiltak som møter forbruksutviklingen. Konseptvalgutredningen er utløst av anstrengt drift og for lav forsynings sikkerhet allerede i dagens situasjon, i tillegg til at det er nye forbruksplaner i Sørnettet.

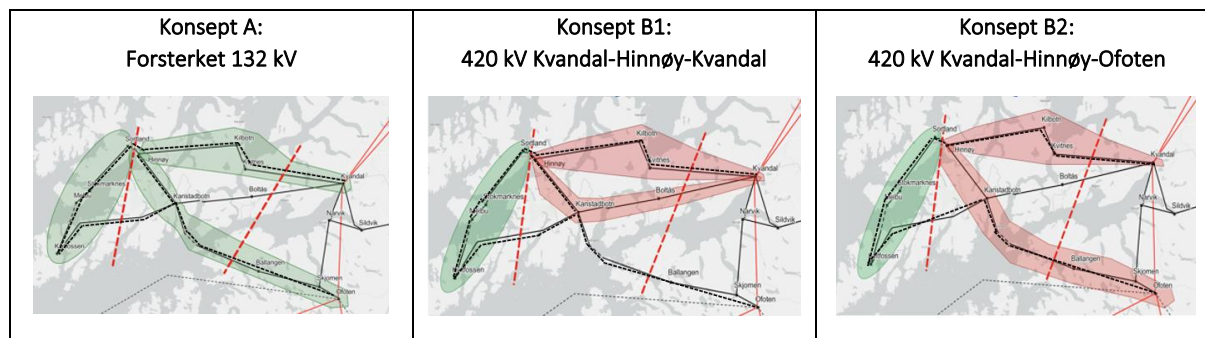
Et minimumsalternativ vil bidra til å løse utfordringene i driften i dag, men ikke i fremtiden

Vi har vurdert et minimumsalternativ som vil tillate N-1 forsyning for dagens forbruk. Det vil si at strømforsyningen opprettholdes selv om én komponent faller ut. Minimumsalternativet inkluderer flere, mindre tiltak i eksisterende nett (temperaturoppgraderinger, strømtransformatorer og kondensatorbatteri), samt dublering av en kortere, eksisterende linje (Sortland-Hinnøy). Selv om minimumsalternativet vil avlaste utfordringene i dagens drift, med nåværende forbruk, vil det ikke gjøre det mulig å øke forbruket i området.

Vi har identifisert flere konsepter som vil dekke behovet

Utover minimumsalternativet har vi vurdert andre og mer omfattende konsepter som kan møte en større forbruksvekst i området. Fordi det er usikkert hvor og hvor raskt forbruket utvikler seg, har vi sett på fleksible konsepter. Konseptene sin nytte, i form av økt robusthet og økt kapasitet i nettet, balanseres opp mot arealinngrep og kostnader. Vi har vurdert ulike konsepter med to koblingspunkter til resten av transmisjonsnettet. Hovedforskjellene mellom konseptene er hvilket spenningsnivå det skal bygges på (132 kV eller 420 kV), hvor mange 420 kV stasjoner som skal bygges og hvor koblingspunkt til øvrig transmisjonsnett skal være (Kvandal, Ofoten eller Kobbvatnet). Det er lagt opp til en stegvis utbygging av konseptene, hvor tiltakene i minimumsalternativet er første steg i alle konsepter. Siden den største begrensningen i dag er nord i nettet, er et naturlig neste steg dublering av Kvandal-Kilbotn (steg 2a). Dette gjelder også alle konseptene. I tillegg til null- og minimumsalternativet tar vi med tre utbyggingskonsepter videre til alternativanalysen (se også figur 2).

- **Konsept A** er et 132 kV-konsept som innebærer en dublering av store deler av eksisterende nett.
- **Konsept B1** innebærer dublering av eksisterende nett på 420 kV mellom Kvandal-Hinnøy-Kvandal, samt dublering på 132 kV mellom Sortland-Kvitfossen.
- **Konsept B2** innebærer dublering av eksisterende nett på 420 kV mellom Kvandal-Hinnøy-Ofoten, samt dublering på 132 kV mellom Sortland-Kvitfossen.



Figur 1-2: Utbyggingskonsepter som er tatt med videre til alternativanalysen. Grønn = 132 kV. Rød = 420 kV.

Tabell 1 oppsummerer prissatte og ikke-prissatte virkninger av konseptene, vurdert opp mot nullalternativet, som innebærer videreføring av dagens nett uten nye tiltak, kun reinvesteringer. Alle utbyggingskonseptene innebærer høye kostnader og arealinngrep i områder med høy verdi. Konsept B2 innebærer høyest investeringskostnader, mens minimumsalternativet innebærer lavest kostnader.

Kostnadene må veies opp av nyttevirkningene for at konseptene skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Nyttevirkningene er i hovedsak økt forsyningssikkerhet og verdi av nytt forbruk. I minimumsalternativet vurderer vi at nytten er høyere enn kostnadene, men det er mindre åpenbart at nyttevirkningene i utbyggingskonseptene veier opp for veldig høye kostnader og arealinngrep. På bakgrunn av dette, har vi også synliggjort et selvstendig valg bestående av *kun steg 1 og steg 2a*

V

(tiltakene i minimumsalternativet og ny Kvandal-Kilbotn). Etter vurdering av usikkerhet og fleksibilitet fremstår dette som det beste alternativet.

V

Tabell 1: Vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger for konseptene. Mill. kroner, neddiskontert, 2025 kroneverdi, ekskl. mva. og finansieringskostnader.

Nåverdi 2025	Null-alternativet	Minimumsalt.	Konsept A: Forsterket 132 kV nett	Konsept B1: 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Kvandal	Konsept B2: 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Ofoten	Kun steg 1 og 2a: Tiltak i minimums-alternativ + dublert Kvandal-Kilbotn
Prissatte virkninger						
Investeringskostnader	0	-330	-5 560	-6 100	-6 540	-1 400
Sparte reinvesteringskostnader	0	0	420	420	420	420
Restverdi	0	10	550	680	780	130
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-50	-120	-130	-20
Redusert overføringstap	0	0	-110	-30	0	n.a.
Sum prissatte virkninger	0	-330	-4 750	-5 150	-5 470	-870
Ikke-prissatte virkninger						
Forsyningssikkerhet: Unngått N-0 i Sørnettet	0	Middels (+)	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)
Forsyningssikkerhet: Risikobildet i kraftsystemet	0	Ubetydelig	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)	Ubetydelig
Verdi av nytt forbruk	0	0	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)
Areal og miljø*	0	Ubetydelig	Middels (-)	Middels (-)	Middels (-)	Liten (-)
Realopsjoner	0	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)	Middels (+)	Stor (+)
Rangering ikke-prissatte virkninger	5	4	2	3	1	2
Vurdering av usikkerhet og fleksibilitet						
Opsjonsverdiene er høyest om vi gjennomfører kun steg 1 og 2a. Tiltakene har relativt sett en lav kostnad og bidrar til en betydelig økning i overføringskapasiteten sammenlignet med dagens kapasitet (fra 350 til 550 MW N-1 kapasitet over Vestsnittet). Med dette reduserer vi risiko for overinvestering, samtidig som vi tilrettelegger for å senere fortsette å bygge for 420 kV, dersom etterspørselen etter kapasitet blir høy.						
Rangering samfunnsøk. lønnsomhet	6	2	3	5	3	1
Andre beslutningsrelevante forhold						

*I investeringskostnadene er det lagt til grunn at det gjøres trasétilpasninger for å redusere konsekvenser for areal og miljø. Dersom det ikke gjøres trasétilpasninger vil konsept A og B2 komme vesentlig dårligere ut under *Areal og miljø*, fordi det er stort konfliktpotensial i deler av korridorane. Det må derfor være en forutsetning for den videre prosessen at vi har rom for trasétilpasninger.

Vi vil gå videre med 420 kV Kvandal-Kilbotn som vil muliggjøre økt forbruk og gjøre oss godt posisjonert med tanke på videre nettutvikling

Vi anbefaler å gjennomføre tiltakene i minimumsalternativet. Disse tiltakene øker kapasiteten i dagens nett og reduserer driftsutfordringer, men tilrettelegger ikke for forbruksvekst. Derfor anbefaler vi i tillegg at det bygges en ny ledning mellom Kvandal og Kilbotn, som vil øke kapasiteten betydelig. Dette innebærer at vi konseptuelt anbefaler konsept B – Indre ring. Dette fremstår som samfunnsøkonomisk rasjonelt. Det er ikke rasjonelt å lande videre løsning utover dette per nå.

Det er stor usikkerhet rundt flere faktorer som påvirker vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet og rangeringen av konseptene. Den mest avgjørende faktoren er usikkerhet rundt *hvor mye* nytt forbruk som faktisk vil komme og *hvor* forbruket vil komme, noe som påvirker behovet for tiltak. Ved valg av konsept og videre prosjektutvikling legger vi til grunn at det er hensiktsmessig å ligge i forkant med planlegging av nytt nett (regjeringens handlingsplan fra 2023) og at konsekvensene av å investere for lite eller for sent normalt vil være større enn konsekvensene av å investere for mye (Nettmeldingen fra 2011).

Vi planlegger å gå videre med Kvandal-Kilbotn og bygge denne for 420 kV. Å bygge for 420 kV innebærer noe høyere kostnader og inngrep i areal og natur enn 132 kV. Likevel gir det noe økt overføringskapasitet og større fleksibilitet til at vi på et senere tidspunkt kan bygge resten av nettet for 420 kV hvis det kommer mer forbruk og produksjon som tilsier at det er behov for økt kapasitet. Videre må både minimumstiltakene og ny ledning mellom Kvandal og Kilbotn gjennomføres så raskt som mulig (steg 1 og 2a). Basert på en samlet vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, vurderer vi at dette alternativet vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi reduserer risikoen for overinvesteringer, og tilrettelegger for at vi kan se den videre utbyggingen i sammenheng med en fremtidig forsterkning av forbindelsen nord-sør i transmisjonsnettet.

Det er ikke rasjonelt å lande videre løsning utover første trinn nå. De neste stegene i konseptene bidrar med liten kapasitetsøkning i forhold til kostnadene og må sees opp mot videre utvikling av transportkorridorene. Vår vurdering er at minimumstiltakene (steg 1) og Kvandal-Kilbotn (steg 2a), som øker kapasiteten med 50 pst., gir tilstrekkelig kapasitet til å dekke økning i vanlig forbruk og omlegging til elektrisitet i eksisterende næring på kort og mellomlang sikt. Eventuelle større forbruksøkninger, kan knyttes til nettet på vilkår. Vi vil, sammen med de regionale nettselskapene, følge utviklingen i regionen tett for å ikke komme for sent i gang med videre steg i utviklingen.

Innhold

1	Innledning og bakgrunn	1
1.1	Statnett har plikt til å utrede og planlegge nettet som forsyner Lofoten og Vesterålen	1
1.2	Ekstern involvering og samarbeid har gitt viktige innspill	2
1.3	Leseveiledning	3
2	Behovsanalyse	4
2.1	Lofoten, Vesterålen og Harstad-området er et underskuddsområde på kraft	4
2.2	Dagens drift av Sørnettet er svært krevende	6
2.3	Dagens tilstand og planlagte tiltak	9
2.4	Det ventes betydelige økninger i forbruket, men er lite planer om ny produksjon	15
2.5	Vi har utarbeidet tre scenarioer for forventet fremtidig forbruksøkning i Sørnettet	19
2.6	Det er ikke mulig å realisere forbruksscenarioene uten tiltak for økt kapasitet i nettet	21
3	Mål og rammer	25
3.1	Samfunnsmålet er å sikre tilgang på strøm og tilrettelegge for økt produksjon	25
3.2	Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand	26
3.3	Rammer som begrenser mulighetsrommet til konseptene	27
3.4	Rammer som gjelder generelt når vi planlegger nettanlegg	28
3.5	Konseptene har blitt vurdert opp mot ulike vurderingskriterier	29
4	Mulighetsstudie	31
4.1	Konseptene vi vurderer blir sammenlignet med et nullalternativ	31
4.2	Minimumsalternativet er et alternativ bestående av flere mindre tiltak	32
4.3	Vi har vurdert ulike nettkonsepter med 132 kV og 420 kV	34
4.4	Konsept A – forsterket 132 kV -nett	38
4.5	Konsept B1 - 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Kvandal	39
4.6	Konsept B2 – 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Ofoten	41
4.7	Konsept B3 – 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Kobbvatnet	42
4.8	Konsept C – 420 kV Ytre ring Kvandal-Hinnøy-Kvitfossen-Ofoten	44
4.9	Vi tar med konsept A, B1 og B2 til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet og minimumsalternativet	45
5	Alternativanalyse og samlet vurdering	48
5.1	Prissatte virkninger	48
5.2	Ikke-prissatte virkninger	52
5.3	Vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet før vurdering av usikkerhet og fleksibilitet	60
5.4	Usikkerhetsanalyse	62
5.5	Realopsjoner og fleksibilitet	67
5.6	Samlet vurdering	71
5.7	Fordelingsvirkninger	72
6	Forutsetninger for en vellykket gjennomføring	74
V1	Bibliografi/kildeliste	77

V2	Tilknytningsforespørsler	78
V3	Alternativer til nett og mindre tiltak	79
	Vurdering av alternativer til nett	79
	Vurdering av mindre tiltak	81
V4	Beregning av kapasitet per steg i konseptene	85
	Vestsnittet 85	
	Ytre snitt 85	
V5	Verdsetting av virkninger	87
	Prissatte virkninger	87
	Ikke-prissatte virkninger	90

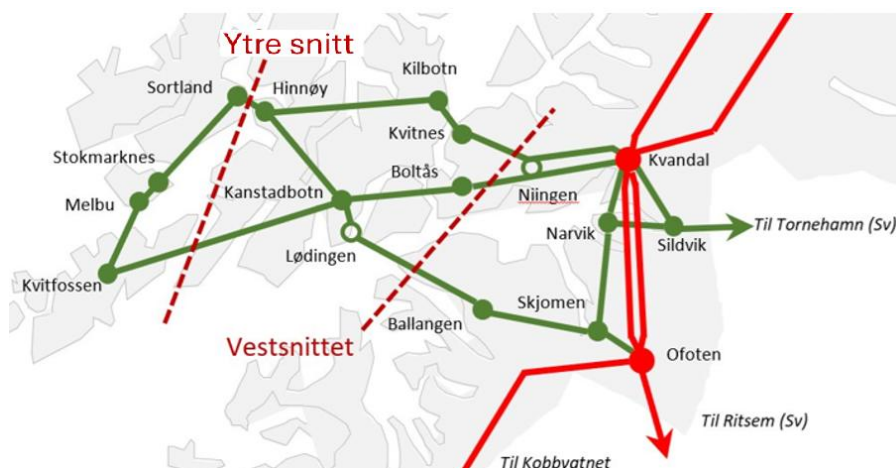
1 Innledning og bakgrunn

De siste to årene er det satt nye lastrekorder i Lofoten og Vesterålen. Den høye lasten skyldes både en økning i vanlig forbruk og økning i eksisterende forbruk, i kombinasjon med kaldt vær. Den høye lasten skaper driftsproblematikk og det er ikke kapasitet i nettet til å tilknytte nye kunder. Utredningen er startet som et ledd i tilknytningsplikten, samt at nettet tidvis driftes forskriftsstridende. Statnett plikter å gi tilknytning til kunder som ønsker å knytte seg til nettet for å forbruke eller produsere kraft.¹ Der det ikke er kapasitet i dagens nett, plikter vi å utrede hvilke tiltak som er nødvendige for å få dette til.

1.1 Statnett har plikt til å utrede og planlegge nettet som forsyner Lofoten og Vesterålen

Transmisjonsnettet på 132 kV som dekker Lofoten, Vesterålen og Harstad-området kalles for Sørnettet og ligger i NO4 (prisområdet til Nordland, Troms og Finnmark).² Sørnettet forsynt av to 420 kV-transformatorstasjoner, i Kvandal og Ofoten. Kvandal og Ofoten er knyttet til resten av transmisjonsnettet med to 420 kV-ledninger nordover i parallell mot Bardufoss og Balsfjord, og sørover mot henholdsvis Kobbvatnet og Ritsem (Sverige).

Sørnettet består av Lofoten, Vesterålen og Harstad-området. Området forsynt via tre ledningsstrek som utgjør Vestsnittet.³ Vestsnittet består av ledningene Ballangen-Kanstadbotn, Kvandal-Kvitnes og Kvandal-Boltås. I tillegg er det et Ytre snitt lengre vest i nettet, som består av ledningene Hinnøy-Sortland og Kanstadbotn-Kvitfossen. Se Figur 1-1. Snittene er viktige fordi de setter begrensninger for hvor mye kraft som kan flyte fra et område til et annet.



Figur 1-1: Ledninger som inngår i Sørnettet. Grønn=132 kV. Rød=420 kV. Lødingen stasjon er under utbygging og Niingen er under planlegging.

Sørnettet har i sin helhet kraftbalanse, men det meste av produksjonen ligger øst for Vestsnittet mens det meste av forbruket ligger vest for Vestsnittet. Det gjør at det er kraftoverskudd øst for Vestsnittet og kraftunderskudd vest for Vestsnittet. Den skjeve geografiske fordelingen av produksjon og forbruk krever et nett med god nok kapasitet til å frakte kraften til der den produseres til der den skal forbrukes.

¹ [Dette er tilknytningsplikten - NVE](#)

² Et prisområde refererer til et geografisk område hvor strømprisen er den samme.

³ Et snitt er en grense for hvor mye kraft som kan gå over to eller flere kraftlinjer. Hvis en linje faller ut, vil kraften som tidligere var delt på de ulike linjene, legges seg på de gjenværende linjene.

Forbruksveksten vest for Vestsnittet de senere årene har ført til at Vestsnittet har blitt begrensende for kraftflyten. Det er ingen regulerbar produksjon bak Vestsnittet, og i kombinasjon med lite fleksibelt forbruk fører dette til at nettet oftere må deles opp i radiell drift.⁴ Dette gir redusert forsyningssikkerhet.

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Dette samfunnsoppdraget innebærer å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping og å legge til rette for elektrifisering og økt fornybar kraftproduksjon slik at Norges klimamål kan realiseres. I tillegg kommer tilknytningsplikten.

Omfanget av tilknytningssaker i Lofoten og Vesterålen, og begrensninger i dagens nett, gjør at Statnett må utrede og planlegge løsninger for hvordan det økte forbruket kan knytte seg til nettet.

Utredningen er avgrenset til å løse utfordringene i Sørnettet, men eventuelle grensesnitt vil omtales

Denne konseptvalgutredningen avgrenser seg i all hovedsak til utfordringene i Sørnettet, og vi vil ikke gjøre nærmere vurderinger av overføringskapasiteten inn mot Ofoten fra sør og øst. Overføringskapasiteten inn til område Nord (nord for Ofoten) har vært tilstrekkelig, men ved økende forbruk og vesentlig endring i kraftbalansen vil det bli kapasitetsbegrensninger inn mot Ofoten fra sør/øst. Statnett har reservert kapasitet tilsvarende en dobling av forbruket nord for Ofoten og forvalter sammen med de regionale selskapene en kø av tilknytninger som, alt samlet, ville utgjort en tredobling av dagens forbruk. Det er betydelig færre planer om produksjon i regionen. Kapasiteten for ytterligere tilknytning av forbruk er dermed allerede begrenset av overføringskapasiteten inn mot Ofoten. Uten økt produksjon vil forbruksveksten uansett begrenses av en sterk økning i kraftprisen. Tiltak som berører disse begrensningene er ikke en del av denne konseptvalgutredningen, men blir mer utfyllende omtalt i den oppdaterte områdeplanen for Nord. Der det er relevant vil vi påpeke sammenhenger til andre begrensninger i nettet, men analysen fokuserer på de særlige begrensningene for tilknytning av reservert og ønsket forbruk innenfor Vestsnittet og de øvrige tiltakene som vil bidra til et robust kraftsystem i dette området.

For å oppnå en rasjonell nettutvikling i området, er det nødvendig at utviklingen i transmisjonsnettet og regionalnettet ses i sammenheng og er koordinert. Der det er relevant vil vi derfor også kommentere på muligheter og konsekvenser i regionalnettet. Vi gjør imidlertid ikke konkrete vurderinger av behov og løsninger.

1.2 Ekstern involvering og samarbeid har gitt viktige innspill

Statnett samarbeider med Vestall, Noranett og Elmea for å finne mest rasjonell løsning

Forbruksveksten er utløsende årsak for å gjennomføre en konseptvalgutredning i Lofoten og Vesterålen. Siden Sørnettet skiller seg ut fra resten av transmisjonsnettet ved at det er på 132 kV-spenningsnivå og at store deler av nettet ligger i et geografisk område preget av øygrupper og spredt bebyggelse, er det viktig at vi ser på løsninger i sammenheng med eksisterende og kommende regionalnett. Vi har hatt jevnlig møter med de regionale nettselskapene Elmea, Vestall og Noranett i prosessen med denne konseptvalgutredningen. Med bakgrunn i kapasitetssituasjonen i området, minimumstiltakene som skal gjennomføres og kunnskapen som er utviklet i denne konseptvalgutredningen, ønsker vi et enda tettere og mer forpliktende plansamarbeid fremover.

Dialog- og informasjonsmøte ble gjennomført i Harstad i oktober

Det ble gjennomført et digitalt informasjonsmøte 8. mai der alle som var interessert kunne delta. Det ble sendt ut en invitasjon i forkant av møtet. Statnett gjennomførte 10.-12.juni befarings- og møter med

⁴ Radiell drift vil si at strømmen leveres fra ett sentralt punkt langs én linke, uten alternative veier. Formålet er å redusere områder som mørklegges ved en feil et sted i nettet.

regionalnettselskapene og et møte med Hålogalandrådet, Vesterålsrådet og Lofotrådet. Det ble også gjennomført et dialogmøte i Harstad 16. oktober 2024 der produsenter, forbrukere, reindriften, regionale nettselskaper, kommuner og interesseorganisasjoner ble invitert.

Reindrift

Vi har orientert avdelingen for reindrift hos Statsforvalteren i Nordland og Troms, samt Norske Reindriftsamers Landsforbund (NRL) om konseptvalgutredningen. I tillegg har de syv reinbeitedistriktene konseptvalgutredningen vil berøre, fått tilbud om et Teams-møte. 25.02.2025, 26.02.2025 og 6.03.2025 ble det avholdt Teams-møter med reinbeitedistriktene Skjomen, Roabat, Dielddasuolu, Kongsvikdalen og Innásuolu. Reinbeitedistriktet Gielas så ikke et behov for et møte og Frostisen har ikke ønsket møte. Konseptvalgutredningen kan ha konsekvenser for reindriften og det er behov for samarbeid for å finne løsninger som ivaretar reindriftens behov.

I møtene uttrykker reinbeitedistriktene generell skepsis til ytterligere nettutbygginger i et område hvor reindriften allerede er hardt presset av ulike infrastrukturprosjekter, og ber om at dette vektlegges i den videre planleggingen.

1.3 Leseveiledning

Konseptvalgutredningen består av fem hoveddeler og er bygget opp basert på Energidepartementets veileder *Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker*.

Først redegjør vi for bakgrunn og behov for tiltak i behovsanalysen (kap. 2), og deretter fastsetter vi mål og rammer for analysen (kap.3). I mulighetsstudien (kap. 4) vurderer vi ulike løsninger som kan bidra til å møte behovet. Løsningene som vi ønsker å vurdere nærmere vil vi i alternativanalysen sammenligne med et nullalternativ (kap. 5), hvor nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon. Til slutt beskriver vi føringer for prosjektfasen (kap. 6).

2 Behovsanalyse

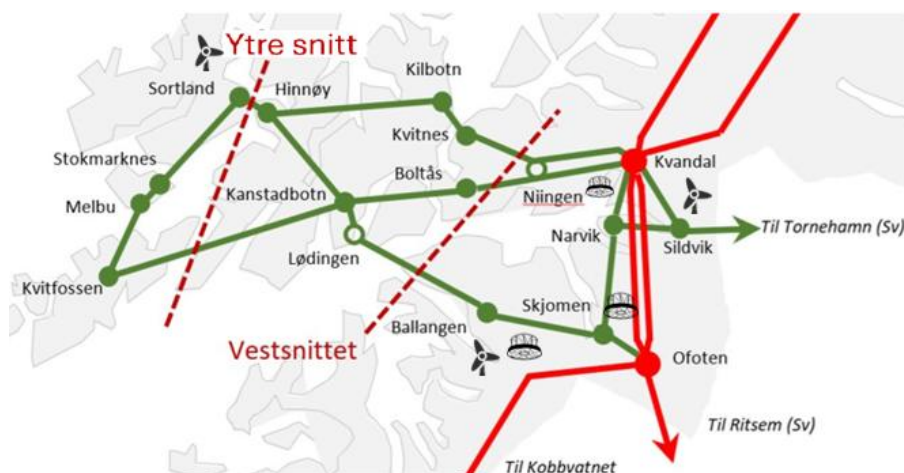
I behovsanalysen beskriver vi dagens kraftsystem og fremtidige utfordringer i Sørnettet. Først gir vi en gjennomgang av dagens kraftforbruk og kraftproduksjon i området. Vi beskriver tilstanden i nettet, planlagte tiltak og driftsmessige utfordringer i dagens nett. Deretter redegjør vi for planer om økt forbruk og produksjon i området. Vi beskriver ulike scenarioer for vekst i forbruk, og drøfter behov for tiltak i lys av disse.

Dagens drift av Sørnettet er svært krevende. Kapasitetsbegrensninger og driftsutfordringer er størst i området vest for Vestsnittet, hvor det er underskudd på kraft. Samtidig har Statnett mottatt en rekke tilknytningsforespørsler for nytt forbruk i området, på nær 1 000 MW, hvorav rundt 25 prosent vurderes som modent.⁵ Pågående og besluttede tiltak i nettet vil bidra noe til å avlaste dagens utfordringer, men med planene om økt forbruk i området vil utfordringene vokse seg langt større. Selv om bare en mindre andel av forbruket blir realisert, vil det ikke være mulig å overholde forskriftskrav til strøm- og spenningsgrenser om det ikke gjøres flere tiltak i nettet.

2.1 Lofoten, Vesterålen og Harstad-området er et underskuddsområde på kraft

Mest kraftproduksjon øst for Vestsnittet

Samlet installert produksjon i Sørnettet er i dag 800 MW. 85 prosent av samlet produksjon ligger øst for Vestsnittet. Skjomen vannkraftverk er det største, med 300 MW installert kapasitet. I tillegg er det vannkraft i Sildvik på 65 MW og i Sørfjord på 70 MW. Det er videre to store vindkraftprodusenter, Sørfjord Vindpark (100 MW) som mater inn til Ballangen stasjon, og Nygårdsfjellet Vindpark (40 MW) som mater inn til Hergot stasjon. Det er også flere mindre vannkraftverk. Figur 2-1 illustrerer hvor de største kraftprodusentene i Sørnettet ligger.



Figur 2-1: Vann- og vindkraftproduksjon i Sørnettet.

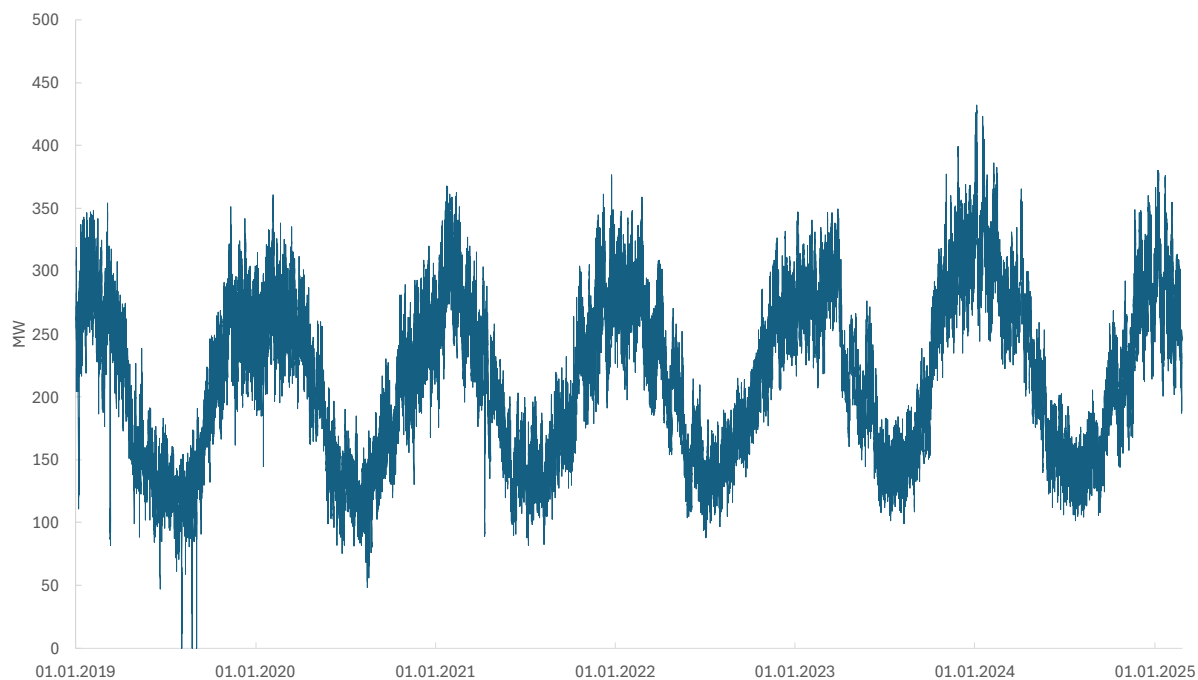
Høyest forbruk vest for Vestsnittet hvor det ble satt nye lastrekorder forrige vinter

Det meste av forbruket i Sørnettet ligger vest for Vestsnittet. Forbruket utenfor Vestsnittet konsentrerer seg mest rundt Harstad, Hinnøy, Sortland, Stokmarknes og Kvitfossen, og består i all hovedsak av husholdninger, handel og tjenester og offentlig virksomhet (86 pst.). Totalt er det om lag 90 000 innbyggere, fordelt på 14 kommuner over et stort geografisk område.

⁵ Modenhet betyr at det gjøres en vurdering av sannsynligheten for at nettkunders prosjekt blir realisert. Vurderingen blir gjennomført ut fra objektive kriterier som finnes i [evalueringsskjema for modenhet](#) og må gjennomføres før videre steg i tilknytningsprosessen kan begynne.

Ettersom forbruket hovedsakelig består av vanlig forbruk, er det store sesongvariasjoner. Det høyeste effektuttaket er i perioden desember til februar, når det er kaldest. I de kaldeste timene kan forbruket i området overstige 400 MW. I vår- og sommermånedene ligger forbruket rundt 150 til 250 MW.

Figur 2-2 viser forbruket bak Vestsnittet per time i seksårsperioden fra 2019 til 2024. Forbruket er estimert basert på registrert flyt over Vestsnittet, inkludert produksjonen som er registrert bak Vestsnittet i samme time.



Figur 2-2: Forbruk bak Vestsnittet per time i perioden 01.01.2019-24.02.2025. Estimert som flyt over Vestsnittet + produksjon bak Vestsnittet. Negative verdier er ansett som feilmålinger og er satt til 0.

Lasttoppene er høyere og forekommer hyppigere i 2024, sammenlignet med tidligere år. Forbruksrekorden ble satt 4. januar 2024, hvor forbruket var 410 MW. Dette var en dag med kaldt vær, og hvor det hadde vært en lengre periode med kulde. Vinteren 2025, som har vært mild, har lasten knapt oversteget 350 MW. Tall fra Elhub viser at det er forbrukspunkter under 1 MW som driver lastrekordene og alt tyder på at forbruket er temperaturdrevet. Fram til høsten 2024 var datasenteraktiviteten i Hadsel en viktig del av forbruksøkningen, men dette ble avvirket i september 2024. For øvrig er det ingen nye, store enkeltaktører i perioden som har blitt knyttet til i perioden. Veksten skyldes økning i vanlig forbruk, elektrifisering av transport og realisering av flere mindre prosjekter, spesielt innen fiskeri og oppdrett. Sammen med lengre perioder med kaldt vær, bidrar dette til lastøkninger og lastrekorder.

Vest for Vestsnittet er det lite og hovedsakelig uregulerbar produksjon

I Sørnettet er det en installert produksjon på totalt 800 MW, der størsteparten ligger øst for Vestsnittet. Ettersom Vestsnittet har begrenset overføringskapasitet, er det kun produksjonen vest for Vestsnittet som er tilgjengelig for å forsyne lasttoppene vest i Sørnettet. Tilgjengelig produksjon vest for Vestsnittet er derfor 130 MW, og her inngår Ånstadblåheia Vindpark på 50 MW, Niingen kraftverk på 20 MW og resterende del er småkraft. Niingen er et magasin kraftverk som kan benyttes til å avlaste snittet.

Høyeste samlede produksjon registrert vest for Vestsnittet i seksårsperioden, er 100 MW. I gjennomsnitt er produksjonen 40 MW. Dette effektbidraget er usikkert og avhenger blant annet av om det blåser eller ikke. Med unntak av Niingen, er det ikke mulig å regulere kraftproduksjonen. Det er

dermed ikke nok produksjon i dette området til å dekke forbruket. Kraftoverføring over Vestsnittet er derfor nødvendig for å opprettholde forbruket av strøm.

Å frakte kraft fra øst til vest er den største utfordringen, men hele Sørnettet er relevant for utredningen
Beskrivelsene over indikerer at det i Sørnettet er særlig viktig å sikre tilstrekkelig kraftoverføring fra øst til vest. De videre analysene vil derfor primært fokusere på området i vest og overføringskapasiteten dit. Samtidig henger nettområdet sammen og Sørnettet i sin helhet vil derfor også bli omtalt videre i analysen.

2.2 Dagens drift av Sørnettet er svært krevende

Det er vanskelig å drifte dagens nett og gjennomføre nødvendig vedlikehold fordi nettet har så lite kapasitet. Med vanskelig å drift mener vi spenningsutfordringer, behov for oppdeling av nettet i tunglast, vanskelig å finne feil ved utfall fordi nettet er spolejordet og det ikke er kapasitet til å frakte kraft fra øst til vest. Selv om utfordringene gjelder spesielt ved tunglast, har lastøkningene de siste årene ført til at vi opplever problemer med driften selv i normalsituasjoner. Driftsutfordringene fører til svekket forsyningssikkerhet, fare for skade på komponenter og fare for skade på personer.



Figur 2-3: Utfordringer i driften av Sørnettet i dag

Det er ikke nok kapasitet i nettet til å frakte kraften fra øst til vest

Slik nettet er i dag, er det ikke nok kapasitet til å frakte kraften fra der den produseres/innmates fra 420 kV nettet i øst, til der den forbrukes i vest, uten at flyten overstiger N-1-kapasiteten i dagens nett. Det er de to overføringssnittene, Vestsnittet og Ytre snitt, som er begrensende.

Det er ikke N-1 til å dekke lasttoppene bak Vestsnittet i dag

Statnett drifter transmisjonsnettet med en driftspolicy om N-1 forsyningssikkerhet. Policyen innebærer at enkeltfeil i transmisjonsnettet ikke skal føre til strømvbrudd hos sluttbruker.

I dag er N-1-kapasiteten over Vestsnittet 350 MW. Det betyr at vi med feil på en av de tre ledningene i Vestsnittet unngår strømutfall så lenge flyten over snittet er lavere enn 350 MW. Lasten er høyere enn dette i enkeltperioder, som betyr at vi da ikke har N-1 over Vestsnittet. Sannsynligheten for en feil i en høylastsituasjon er liten, men konsekvensen vil være strømutfall.

Når det forventes last over 350 MW, deler vi nettet opp i radialer (enkeltforbindelser). Delingen gjøres for å forhindre at hele Sørnettet får strømavbrudd dersom det oppstår en enkeltfeil. I radiell drift mørklegges kun radialen, som vil si at delingen reduserer konsekvensen ved en feil. Samtidig gjør delingen at forbruket ikke lengre har N-1 forsyningssikkerhet, fordi forbruket ikke lenger er tosidig forsynt. Oppsummert så gjør delingen at konsekvensen av en feil i nettet reduseres, men sannsynligheten for avbrudd øker. Redusert forsyningssikkerhet når vi deler nettet, innebærer at vi får avbruddskostnader ved utfall av ledninger.

Som en konsekvens av den radielle driften, får vi redusert forsyningssikkerhet i flere timer. I perioder med radiell drift, vil vi ikke ha nok kapasitet til å dekke forbruket dersom det oppstår feil. Da må vi ha rullerende utkobling. Det vil si at kunder i et område må kobles ut i en tidsperiode. Enkeltkunder eller noen få kunder kobles ut på rundgang. Da blir utkoblingsintervallene kortere enn ved en fullstendig utkobling i hele perioden.

Før den nye Kvandal-Boltås-Kanstadbotn ble satt i drift i 2024 var grensen for deling på 280 MW – altså en del lavere enn i dag. Den nye ledningen forbedrer dermed situasjonen fra forrige vinter, men nytt og økt forbruk vil bidra til at situasjonen igjen blir forverret.

Over Ytre snitt vil nytt forbruk føre til at N-1 ikke overholdes

Ytre snitt har i dag, etter tiltak gjennomført i 2024 som følge av lasterekorden, en N-1-kapasitetsgrense på 180 MW. For dette området deles nettet når flyten over Ytre snitt overskrider 180 MW. Registrert makslast i området vest for Ytre snitt er ca. 200 MW.

Lastøkningen i Sørnettet gjør det krevende å gjennomføre vedlikehold, selv på sommerstid

Som konsesjonær plikter Statnett til enhver tid å holde sine anlegg i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegg, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden. I forbindelse med slik vedlikeholdsarbeid, kan det være behov for utkoblinger av anleggsdeler. Disse utkoblingene gjøres normalt utenom tunglastperioder, det vil si om sommeren.

Sommeren betegnes som lettlastperiode fordi det er mindre forbruk da og dermed mer kapasitet i nettet, men den termiske kapasiteten på ledninger er lavere på grunn av varmen. Likevel er det lettest å gjennomføre utkoblinger på denne årstiden, men på grunn av lastøkningen har det nå blitt vanskelig å gjennomføre utkoblinger selv på sommeren.

Vanskelig å holde spenningen i Sørnettet på et driftssikkert nivå

Generelt er det lav spenning i tunglastperioder og høy spenning i lettlastperioder. For å regulere spenningen, bruker vi reaktive komponenter som kondensatorbatterier, STATCOM og reaktorer.

I tunglastperioder i Sørnettet er det vanskelig å opprettholde ønsket spenningsnivå, særlig når nettet deles i radialer. Ved oppdeling av nettet i radielle drifter, blir de reaktive komponentene ofte utilgjengelige eller at de er ugunstig plassert i forhold til behov. Ettersom det allerede er flere reaktive komponenter i Sørnettet, vil det gi lite forbedring i ytelse ved å installere flere slike komponenter. Det er fordi at nettet allerede er nært sitt optimale nivå for reaktiv kompensering. Ved en videre forbruksvekst i Sørnettet vil dermed installering av reaktive komponenter ikke være nok til å regulere spenningsnivået. Da vil det være behov for nettutbyggingstiltak for å holde spenningsnivået på et nivå som oppfyller forskriftskravene.

Spenningsproblematikken oppstår også ved vedlikehold av de spenningsregulerende komponentene. Eksempelvis har vedlikehold av reaktoren i Kanstadbotn ført til at nettet fra Kanstadbotn ut mot Lofoten

har vært oppe i en spenning på 148 kV i flere minutter, mens et 132 kV-nett har en tillatt øvre spenning på 145 kV. En spenning på 148 kV er dermed et forskriftsbrudd.

Store deler av sommeren driftes nettet opp mot 145 kV, spesielt ut mot kysten. Når nettet driftes med en slik forhøyet spenning over tid, slites de reaktive komponentene og levealderen reduseres. Ved redusert levetid, svekkes komponentene og er mer utsatt for forsterkede overspenninger.⁶ Konsekvenser av dette vil i verste fall være komponenthavarier/trafohavarier med eksplosjon/brannfare, som igjen gir en risiko for personskade. For å holde spenningen innenfor 145 kV har systemansvarlig ved flere anledninger måttet kontakte regionale nettselskap og be de koble ut anleggsdeler som gir ladeytelse, og som dermed er med på å heve spenningen. Konsekvensen av dette er redusert forsyningssikkerhet, da mye av lasten legges på N-O.

Spolejordet nett gjør det vanskelig å finne ut hvor feilen ligger ved utfall eller jordfeil

Sørnettet er et spolejordet nett, som gjør det ekstra krevende å drifte under høylastsituasjoner, normal drift, utkobling av anleggsdeler for vedlikehold og under uvær.

Fordi nettet er spolejordet, er det krevende å drifte når det er delt. For å beskytte nettet mot skadelige overspenninger, er det et rigid regime for å stille inne spolene. Dette er manuelle prosesser som krever planlegging i forkant og som i dag tar om lag et årsverk å administrere. Selv med god planlegging vil det fortsatt være risiko for overspenninger da det er vanskelig å forutsi feiltype og hvor den befinner seg.

Spolejordingen innebærer at Peterson-spoler begrenser feilstrømmen til jord under en enpolet jordfeil, slik at lysbuer slukker, og begrenser feilstrømmen til et nivå som er sikkert i henhold til forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF). Når det oppstår en enpolet jordfeil i et spolejordet nett, vil ikke ledningen kobles ut automatisk og forsyningen til kundene er uavbrutt. I et spolejordet nett skilles det mellom forbigående, stående og intermitterende feil. De forbigående feilene skal opphøre av seg selv, da lysbuen som tennes på feilstedet vil slukkes når Petersonspolene i nettet sender ut en "motstrøm" til feilstedet. Eksempel på en slik feil kan være et tre som svaier i vinden mot en av fasene. En intermitterende feil er feil som "som kommer og går". Dette kan være en loop som presses av vinden inn mot mastebein og dette gjentar seg flere ganger. Dersom feilen som oppstår er en stående feil, må feilen manuelt kobles fra nettet i driftssentralen. En stående feil kan, for eksempel, være at et tre ligger mot en av fasene eller brudd i en fase med eller uten jordforbindelse. Per i dag finnes det ikke gode nok verktøy som gir en indikasjon på hvor feilstedet befinner seg i et spolejordet nett. For Sørnettet benytter operatørene ved Regionsentral Nord forhåndsdefinerte seksjoneringsplaner i søk etter disse feilene. Disse planene er veldig like oppdelingen som gjøres ved tunglastsituasjoner hvor det etableres radielle drifter ved en intaktnetts situasjon

Sørnettet med dagens systemjording

Det er utfordrende å drifte store spolejordet nett, slik som Sørnettet er i dag. I løpet av årene har det ved flere feilhendelser blitt registrert overspenninger opp mot 200 kV, i et nett hvor mange komponenter kun er dimensjonert for en spenning på 145 kV. Dette har medført havarier på kabelmuffer, avledere, p-spoler, strøm- og -spenningstransformatorer og transformatorer. Disse havariene medfører også risiko for personskader, da mange av disse komponentene har glass og porselen som isolasjonsmateriale, og vil kunne spres ved en eventuell eksplosjon og utgjør dermed en risiko.

⁶ Reaktive komponenter kjøres maksimalt og vil ikke ha noen respons under en feilsituasjon slik en SVC/SVS er tiltenkt for.

I det siste prosjektet (2017-2021) fikk anleggseierne i Sørnettet gjennom analysearbeid av feil (gjennomført av Sintef) i et spolejordet nett presentert mange potensielle feil, særlig fasebrudd som kunne generere overspenninger i Sørnettet. Gjennom dette prosjektet ble direktejording uten gjennomgående jord vurdert som et alternativ til spolejording. Rapporten til dette arbeidet ble lagt fram til DSB. I et svarbrev kommer det fram at dersom anleggseierne samarbeider og benytter verktøy for beregning av spoleinnstillingene i nettet vil en kunne drifte nettet i henhold til FEF, hvor systemjordingen spolejord kan bestå.

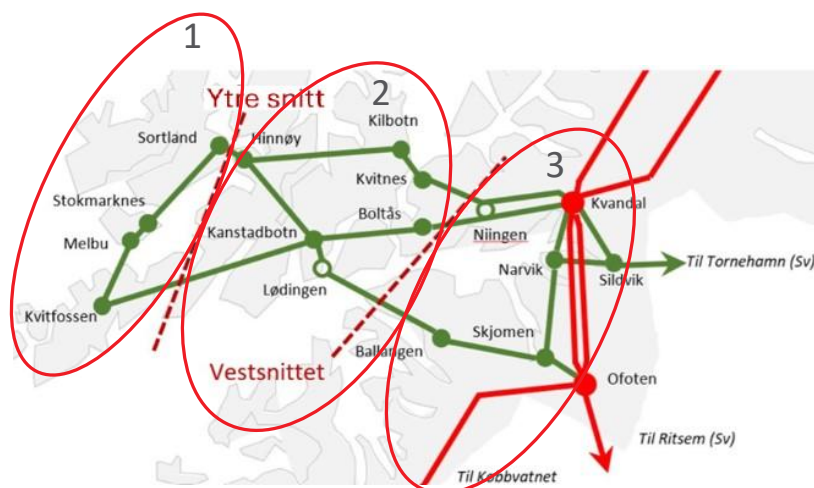
Anleggseierne har i etterkant av dette arbeidet innført et strengt regime i oppfølgingen av analysearbeid av Sørnettet. Det gjennomføres analysearbeid i forkant av de ulike driftssituasjoner som oppstår ved revisjoner på ledninger, kabler, transformatorer, p-spoler etc. Dette for å redusere risikoen for overspenninger ved feil i Sørnettet. Dette begrenser hvilke driftskoblinger/utkoblinger som kan gjennomføres i løpet av sesongen og kan begrense kapasitet og fleksibilitet i nettet.

2.3 Dagens tilstand og planlagte tiltak

Sørnettet består av mange ledningsforbindelser og stasjoner. De fleste ledningsforbindelsene er på 132 kV, med unntak av dublert 420 kV ledninger mellom Kvandal og Ofoten. Dette er en del av transportkanalen nord-sør som strekker seg videre til Bardufoss og Balsfjord i Nord og Kobbvatn og Sverige i sør.

Ettersom Sørnettet består av mange stasjoner og ledninger, har vi delt nettet inn i tre hovedområder for beskrivelsene av dagens tilstand og planlagte tiltak (Figur 2-4):

- 1 - Utenfor Ytre snitt
- 2 - Mellom Vestsnittet og Ytre snitt
- 3 - Øst for Vestsnittet



Figur 2-4: Inndeling av Sørnettet i tre ulike nettområder

Tilstand på ledninger, kabler og stasjoner utenfor Ytre snitt

Strekningen Sortland-Stokmarknes-Melbu-Kvitfossen består av både luftledninger på land og sjøkabler. Luftledningene på strekningen Sortland-Stokmarknes-Melbu er i dårlig forfatning og ledningstråden er tynn, noe som gir dårlig kapasitet. Ledningen har i teorien omtrent 25 års gjenværende levetid, men på grunn av krevende værforhold ved kysten, er de i dårlig forfatning, og har behov for reinvestering. Det er foreløpig ikke besluttet reinvesteringer i ledningene. Det vil bli ytterligere vurdert ifm. med planlagte

temperaturoppgraderinger. Øvrige ledninger er reinvestert i nyere tid, og har ikke behov for reinvestering i nærere tid.

De fleste kabler og sjøkabler i dette delområdet er fornyet i nyere tid, og har dermed ikke behov for reinvesteringer i nærmeste fremtid. Et unntak er kablene over Sortlandssundet, som er planlagt reinvestert da de har nådd sin tekniske levealder. Over Hadsselfjorden, på forbindelsen Melbu-Kvitfossen, er det nylig lagt nye sjøkabler, hvor det er tilgjengelig et ekstra kabelsett. Det ekstra kabelsettet er foreløpig ikke satt i drift, men kan settes i drift dersom kabelen blir begrensende for kapasiteten.⁷

Det er totalt fire transmisjonsnettstasjoner i delområdet: Sortland, Stokmarknes, Melbu og Kvitfossen. Det er planlagt tiltak i flere av stasjonene. Sortland stasjon har et kontrollanlegg fra år 2000 som fungerer dårlig. Det produseres ikke lenger reservedeler til et slikt kontrollanlegg, noe som gjør det sårbart ved feil. Det er dermed behov for å bytte ut kontrollanlegget, og det er planlagt at dette vil stå ferdig i 2028. Melbu stasjon har kun enkel samleskinne, noe som gjør det vanskelig med utkoblinger ved vedlikehold eller feil. Kontrollbygget er også gammelt og bør reinvesteres. Det er planlagt tiltak i stasjonen i 2030, men tiltak er foreløpig ikke besluttet. Kvitfossen og Stokmarknes er relativt nye stasjoner og har ikke behov for tiltak.

Tabell 2- og Tabell 2- oppsummerer tilstand og planlagte tiltak bak Ytre snitt.

Tabell 2-1: Tilstand og antatt reinvestering for overføringer utenfor Ytre snitt.

Type	Hvor	Byggeår	Reinvesteringstidspunkt
Luftledning (132 kV)	Sortland-Stokmarknes	1973	2053 Tiltak må gjennomføres tidligere pga. dårlig tilstand og tynn ledningslinje
	Stokmarknes-Melbu	1973	2053 Tiltak må gjennomføres tidligere pga. dårlig tilstand.
	Melbu-Kvitfossen	2005	2085
	Hinnøy-Sortland	1972	2029
	Kanstadbotn-Kvitfossen	2015	2095
	Sortland- Stokmarknes	Sjøkabel fra 2013 og landkabel fra 2021	2063 og 2071
	Stokmarknes-Melbu	2021	2071
	Melbu-Kvitfossen	Landkabel fra 2017 og sjøkabel fra 2022	2067 og 2072

⁷ Per i dag er det ledningen som er begrensende for kapasiteten på forbindelsen. Det ekstra kabelsettet settes ikke i drift før det er behov for det, ettersom det øker ladeytelsen og utfordringer i driften av Sørnettet.

Sjøkabel/landkabel (132 kV)	Hinnøy-Sortland	Landkabel fra 1977 og sjøkabel fra 1972	2029
	Kanstadbotn- Kvitfossen	Sjøkabel fra 2012	2062

Note: Luftledninger har 80 års levetid. Sjø- og landkabel har forventet levetid på 50 år.

Tabell 2-2: Tilstand og antatt reinvestering for stasjoner bak Ytre snitt.

Stasjoner	Byggeår	Reinvesteringstidspunkt
Sortland	2012	2067 Tiltak må gjennomføres tidligere pga. dårlig løsning.
Stokmarknes	2021	2076
Melbu	1976	2031 Dårlig tilstand, tiltak er planlagt.
Kvitfossen	2016	2071

Note: Stasjoner har forventet levetid på 55 år.

Tilstand ledninger, kabler og stasjoner mellom Vestsnittet og Ytre snitt

Vestsnittet er definert som de tre 132 kV-ledningene Kvandal-Kvitnes, Kvandal-Boltås-Kanstadbotn og Ballangen-Kanstadbotn, og er snittet som forsyner hele det ytre området av Sørnettet.

Totalt består Vestsnittet og vest for Vestsnittet av luftledningsstrekke Kvandal-Kvitnes-Kilbotn-Hinnøy, Kvandal-Boltås-Kanstadbotn, og Ballangen-Kanstadbotn. Ledningene er bygget på ulike tidspunkter, men alle er i relativt i god stand. Grunnet dårlig tilstand på tidligere ledning, er det nylig bygget ny ledning mellom Kvandal-Boltås-Kanstadbotn, og den gamle ledningen er revet. Den nye ledningen ble satt i drift i oktober 2024. Luftledningen mellom Kanstadbotn-Hinnøy begynner å bli gammel og vil etter hvert ha behov for fornyelse.

På forbindelsen Ballangen-Kanstadbotn er det besluttet ny sjøkabel over Ofotfjorden, ettersom dagens kabel nærmer seg teknisk levetid. Det er ventet at ny sjøkabel settes i drift i 2027.

I delområdet er det totalt seks transformatorstasjoner: Kilbotn, Kvitnes, Hinnøy, Kanstadbotn, Boltås og Lødingen (under bygging). Kilbotn stasjon er gammel og har et stort behov for reinvestering av både apparat- og kontrollanlegg. Tiltakene forventes igangsatt i 2025 og ferdigstilles i 2032.. I Hinnøy er det behov for reinvesteringer og ombygging av stasjonen. Dette forventes å gjennomføres i sammenheng med tiltak fra konseptvalgutredningen. Kanstadbotn stasjon er også under ombygging og vil stå ferdig i 2026. Stasjonen vil da blant annet ha doble samleskinner. Ny Lødingen stasjon skal ferdigstilles i 2025. Boltås stasjon er ny fra 2021 og i god stand. Kvitnes stasjon begynner å bli gammel, men har fortsatt flere år før den når teknisk levealder. Reinvesteringer i Kvitnes er ventet i 2039.

Kanstadbotn, Kvitnes, Kilbotn og Kvitfossen har noe transformering til distribusjonsnettet, mens Hinnøy er en ren koblingsstasjon. I stasjonene Kanstadbotn, Kilbotn og Sortland er det 132/66 kV-

transformering som Statnett skal eie, siden det er transmisjonsnett. Når Lødingen settes i drift i 2025, kan 132/66 kV transformeringen i Kanstadbotn fjernes. Alle stasjoner har redundans når det gjelder ledninger inn/ut av stasjonene, som vil si at de er reserve for hverandre.

Tabell 2- og Tabell 2- oppsummerer tilstand og planlagte tiltak mellom Vestsnittet og Ytre snitt.

Tabell 2-3: Tilstand og antatt tidspunkt for reinvesteringer i ledninger mellom Vestsnittet og Ytre snitt.

Type	Hvor	Byggeår	Reinvesteringstidspunkt
Luftledning (132 kV)	Kvandal-Kvitnes	1970	2050
	Kvandal-Boltås	2022	2102
	Boltås-Kanstadbotn	2024	2104
	Kvitnes -Kilbotn	1970	2050
	Kilbotn-Hinnøy	1972	2052
	Kanstadbotn-Hinnøy	1973	2053 Tiltak må gjennomføres tidligere pga. dårlig tilstand
	Ballangen-Kanstadbtn	1976	2056
Sjøkabel (132 kV)	Ballangen-Kanstadbotn	1978	2027 Tiltak er planlagt

Note: Luftledninger har 80 års levetid. Sjø- og landkabel har forventet levetid på 50 år.

Tabell 2-4: Tilstand og antatt tidspunkt for reinvestering i stasjoner bak Vestsnittet

Stasjoner	Byggeår	Reinvesteringstidspunkt
Kanstadbotn	Jordingstransformator fra 2010, nettransformator fra 1961.	Er under ombygging og vil stå ferdig i 2026. Reinvestering 2081.
Hinnøy	1973, men større ombygging i 2005	2084 Statnett ønsker å bytte ut sitt kontrollanlegg i stasjonen og Vestall har planer om en større ombygging. Disse planene har blitt satt på vent og må nå ses i sammenheng med denne analysen. Tiltak ferdig tentativt 2038.
Lødingen	2025	2080

		Er under bygging, ferdig i 2025.
Boltås	2021	2076
Kvitnes	1984	2039
Kilbotn	1970	2025

Note: Stasjoner har forventet levetid på 55 år.

Området øst for Vestsnittet består av flere 132 kV-ledninger og noe 420 kV-nett

132 kV-ledningene Kvandal-Narvik, Narvik-Skjomen og Ofoten-Skjomen er i relativt god stand og det er ikke umiddelbare planer om reinvesteringer. For Skjomen-Ballangen er det meldt inn behov om å bytte ledningstråden på linjen Skjomen-Ballangen, men tiltaket er foreløpig ikke besluttet. Ledningene Kvandal-Sildvik og Sildvik-Narvik er eldre stålmasterledninger fra rundt 1960 med mindre tverrsnitt. De har et økende fornyelsesbehov og det har vært iverksatt tiltak de senere år. Ledningen fra Sildvik til Tornehamn (Sverige) er også fra 1960, men det er ikke umiddelbare planer om reinvesteringer. Tilstanden vurderes som akseptabel.

I delområdet er det to 420 kV-ledninger som går i parallell mellom Kvandal og Ofoten. Den eldste er fra 1980, mens den nyeste er fra 2016. I stasjonen stasjonene Kvandal og Ofoten ble det gjort omfattende tiltak i 2016/2017. Kvandal stasjon består av et 420 kV GIS-anlegg og et AIS-anlegg. Et GIS-anlegg er et gassisolert anlegg, mens et AIS-anlegg er luftisolert anlegg. GIS-anlegget er dyrt å vedlikeholde og begynner å bli gammelt. Dagens GIS-anlegg er basert på SF6-gass. Nye gassisolerte anlegg planlegges med SF6-frie gass, siden SF6 er en klimagass. 132 kV-apparatene (AIS) i Kvandal nærmer seg teknisk levetid. I Ofoten stasjon er det meste nytt fra 2017. Det er ikke tatt konkrete beslutninger om reinvesteringer i stasjonene.

Narvik stasjon ble reinvestert og stod ferdig i 2011, og det ble satt inn en ny og større transformator i 2020. Ny Sildvik stasjon stod ferdig i 2018, mens ny Skjomen stasjon sto ferdig i 2019. Begge som GIS-anlegg. Ballangen stasjon fikk nytt apparatanlegg i 2012, og vurderes å være i god stand. Niingen stasjon er ikke bygd enda, men konsesjon er gitt og gjennomføring vil bli koordinert med Noranett.

Alle stasjoner i transmisjonsnettet har redundans for ledninger ut/inn, og alle transformatorstasjoner i transmisjonsnettet har transformatorer som er redundante for hverandre.

På forbindelsen Kvandal-Narvik er det besluttet ny kabel over Rombaksfjorden, ettersom dagens sjøkabel nærmer seg teknisk levetid. Det er ventet at ny kabel blir en jordkabel i Hålogalandbrua, og settes i drift i 2028.

Tabell 2- og Tabell 2- oppsummerer tilstand og planlagte tiltak øst for Vestsnittet.

Tabell 2-5: Tilstand og antatt tidspunkt for reinvesteringer i ledninger øst for Vestsnittet.

Type	Hvor	Byggeår	Reinvesteringstidspunkt
Luftledning (420 kV)	Kvandal-Ofoten 1	1982	2062
	Kvandal-Ofoten 2	2016	2096
Luftledning (132 kV)	Ofoten-Skjomen	1977	2057

	Skjomen-Ballangen	1976	2056
	Kvandal-Narvik	1987	2067
	Narvik-Skjomen	1970	2050
	Kvandal-Sildvik	1960	2040
	Sildvik-Narvik	1960	2040
	Sildvik-Torнеhamn	1960	2040
Kabel (132 kV)	Kvandal-Narvik	1987	2028

Note: Luftledninger har 80 års levetid. Sjø- og landkabel har forventet levetid på 50 år.

Tabell 2-6: Tilstand og antatt reinvesteringer i stasjoner øst for Vestsnittet.

Stasjoner	Byggeår	Reinvesterings-tidspunkt
Kvandal	To transformatorer. GIS-anlegg: AIS-anlegg:	AIS: 2035 / 2072 GIS: 2036 Ønske om å fjerne GIS-anlegget, fordi det er dyrt å vedlikeholde.
Sildvik	2018	2073
Narvik	Fornytt i 2011, med ny transformator i 2020.	2066
Skjomen	2019	2074
Ofoten	2017	2071
Ballangen	2010, men fikk nytt apparatanlegg i 2012.	2065
Niingen	Ikke bygget enda, men under planlegging.	2083

Note: Stasjoner har forventet levetid på 55 år.

Ny Kanstadbotn stasjon vil gi økt kapasitet over snittene og avlaste dagens driftsutfordringer

Fra gjennomgangen over, ser vi at det er en rekke pågående og planlagte prosjekter for ledninger, kabler og stasjoner i områdene. Noen av tiltakene er rene utskiftinger på grunn av alder, mens andre tiltak vil gi økt kapasitet eller bidra til andre forbedringer for driftssituasjonen i området.

I Tabell 2 har vi oppsummert kapasiteten i dagens nett (per november 2024) og hva kapasiteten over Vestsnittet og Ytre snitt vil være når besluttede tiltak er ferdigstilt. Over Ytre snitt vil ny kabel over Sortlandssund bidra til økt kapasitet. Over Vestsnittet vil kapasitetsøkningen avhenge av utetemperatur. Ved 0 grader vil N-1 kapasiteten være den samme som i dag. Ved kaldere temperaturer vil kapasitetsgrensene både over Vestsnittet og Ytre snitt bli noe høyere når ny Kanstadbotn stasjon står ferdig. Dette fordi dagens begrensninger i inntakskablene på stasjonen da vil være fjernet.

Tabell 2-7: Overføringskapasitet over Vestsnittet og Ytre snitt før og etter besluttede tiltak (MW)

	Dagens kapasitet (nov. 2024)	Kapasitet inkl. besluttede tiltak (ferdigstilles innen 2030)
Vestsnittet		
N-1 kapasitet	350	350*
N-0 kapasitet	550	550
Ytre snitt		
N-1 kapasitet	180	240
N-0 kapasitet	460	470

Note: Kapasitetsgrenser er gitt ved 0 grader utetemperatur. N-0 er teoretisk kapasitet og avhenger av hvor lasten i nettet er. *Kapasitetsgrensen blir noe høyere ved lavere temperaturer etter at besluttede tiltak er gjennomført.

Dagens anlegg i Kanstadbotn stasjon har kun én enkel samleskinne, uten reservefelt. Dagens utforming av stasjonen gjør at enkeltfeil kan påføre store deler av anlegget følgefeil. Ved utfall av feil på samleskinnen kan det føre til utfall av om lag 300 MW forbruk vinterstid, hvorav 50 MW må ligge ute til feilen er rettet. Ny Kanstadbotn stasjon vil ha doble samleskinner, noe som vil bidra til å avlaste dagens sårbarhet og driftsutfordringer. Vi kan for eksempel dele opp nettet i flere radialer, slik at området blir mindre sårbart ved enkeltutkoblinger. Det blir også noe mer fleksibilitet ved utkoblinger og revisjoner.

Etableringen av nye Niingen stasjon vil også få betydning for driften av nettet. I dag er Niingen vannkraftverk, selv med sin begrensede effekt, en viktig brikke for å håndtere Vestsnittet. Niingen mater inn til Kilbotn eller Kanstadbotn via 66 kV regionalnett. Når nye Niingen stasjon ferdigstilles, rives nettet på 66 kV, og Niingen kraftverk mates inn via nye Niingen stasjon på 132 kV i transmisjonsnettet. Endringen medfører innmating på "feil" side av Vestsnittet, og reduserer i praksis snittgrensen med 18 MW relatert til dagens grense. På den andre siden vil nye Niingen stasjon redusere lengden på to av ledningene i Vestsnittet, som øker kapasiteten noe i tunglast og ved utfall av mest kritiske linje.

Temperaturoppgraderinger av enkelte ledninger i Sørnettet er også planlagt, men foreløpig ikke blitt besluttet. Eventuelle kapasitetsøkninger av disse tiltakene er derfor ikke medregnet her.

2.4 Det ventes betydelige økninger i forbruket, men er lite planer om ny produksjon

Det er store planer om grønn omstilling og verdiskaping i Lofoten og Vesterålen som påvirker næringsutviklingen og kraftbehovet. Fylkeskommuner og kommuner legger føringer og rammer, og tilrettelegger for næringsutvikling gjennom strategier, tiltak og tilskuddsordninger.

Lofotens vekststrategi "Lofoten – de grønne øyene" er et privat-offentlig partnerskap for grønn vekst og omstilling til lavutslippssamfunnet Lofoten. Gjennom prosjektet er det store ambisjoner om å gjøre Lofoten-området til et bærekraftig samfunn, blant annet gjennom strenge miljøkrav til egne innkjøp, planlegging av infrastruktur for utslippsfri transport, omgjøring av Lofoten til et bærekraftig reisemål og reduksjon av klimagassutslipp fra Lofoten for å forsterke næringslivets konkurransekraft i globale markeder.

Gjennom planen er det mål om å bli et lavutslippssamfunn innen 2040. Omstilling til utslippsfrie alternativer vil blant annet innebære elektrifisering av transportsektoren, industri, reiseliv, og vanlig forbruk. Dette tilsier økt behov for kraft. På bakgrunn av dette forventes det en jevn økning i vanlig

forbruk i området. SINTEF har utarbeidet en rapport i 2022, om lastutviklingen i Sørnettet.⁸ Da ble 0,5 pst. lagt til grunn som årlig økning i vanlig forbruk som gir en økning på 22 pst. i en 40 års analyseperiode.

Det er mange planer om nytt forbruk i Sørnettet

Det foreligger mange nye, konkrete planer om økt forbruk i Sørnettet, hvor største del av planlagt effektuttak er øst for Vestsnittet. Tabellen under viser reservert kapasitet, kapasitetskø, forespurt kapasitet og vanlig forbruk. Reservert forbruk har fått tildelt plass i strømmettet, og vil idriftsettes i nærmeste fremtid gitt at det tas en investeringsbeslutning. Forbruk som ligger i kø er forbruk som er planlagt, men det er ikke plass i nettet til at det kan idriftsettes. Enten må andre forbrukere falle fra, det må komme økt produksjon, åpnes for økt risiko i driften, eller så må det gjennomføres netttiltak. Forespurt strømforbruk omfatter forespørsler som er mottatt, men som ikke er vurdert som modent eller enda ikke er behandlet.

Tabell 2- under oppsummerer tilknytningsforespørsler i ulike deler av Sørnettet.

Tabell 2-8: Tilknytningsforespørsler i Sørnettet

	Reservert kapasitet	Kapasitetskø (vurdert som modent)	Forespurt, men ikke modent	Vanlig forbruk (reservert mellom 5 og 1 MW)	Sum
Utenfor Ytre Snitt	40	30	0	80	150
Vest for Vestsnittet	60	80	120	0	260
Øst for Vestsnittet	150	100	340	0	590
Totalsum	250	210	460	80	1000

Det er usikkert hvor stor del av planene som vil realiseres

Av de planene som er reservert og modent i kapasitetskø, utgjør store deler hydrogen og industri, samt noen planer om datasenter, oppdrettsnæring og transport. Forbruket i kapasitetskø som ikke er vurdert som modent, er hydrogen. Av det som er forespurt, men ikke modent, er det i hovedsak industri, datasenter og noe oppdrettsnæring. Tabell 2- oppsummerer tilknytningsforespørsler fordelt på næringstype. Mer detaljert beskrivelse av tilknytningssakene som er lagt til grunn, ligger i Vedlegg 2.

Tabell 2-9: Tilknytningsforespørsler fordelt på type næring

Type næring	Reservert, og modent i kø	I kapasitetskø, ikke vurdert som modent	Forespurt
Hydrogen	40	90	
Industri (samlesaker)	100		340

⁸ [Rapport SINTEF - Oppdatering av lastprognoser for Sørnettet.pdf](#)

<i>Datasenter</i>	170		100
<i>Oppdrettsnæring</i>	10		20
<i>Transport</i>	10		
<i>Sum</i>	330	90	460

Det er usikkert hvorvidt all forbruksvekst i industri, inkludert hydrogen, vil realiseres, og eventuelt når. Statnetts langsiktige markedsanalyse viser at ikke alt reservert og forespurt forbruk i NO4 kan komme uten betydelig økt produksjon. Basert på erfaring fra andre tilknytningssaker, vil ikke alle aktører som har etterspurt tilknytning etablere seg. Det er imidlertid ikke mulig for Statnett å vite hva som faktisk vil realiseres, og utfallsrommet er betydelig. Det som legges til grunn av forbruksplaner viser situasjonen i dag, og dette kan forandre seg.

NO4 har generelt gode forutsetninger for kraftkrevende industri. Historisk har det vært lave kraftpriser relativt til andre områder, store tilgjengelige arealer, kaldt klima og muligheter for å utnytte seg av synergier mellom industrier. Slike forutsetninger kan tiltrekke industriaktører også til Lofoten og Vesterålen. Samtidig vil sannsynligheten for realisering av industri her og ellers i nord påvirkes av flere faktorer. Det vil avhenge av kostnadsutviklingen for ulike teknologier, tilgangen til areal, markedsutsikter for de ulike industriene, politiske mål, krav og økonomiske støtteordninger. Ikke minst vil kraftprisen spille en viktig rolle.

En stor del av det meldte forbruket er produksjon av hydrogen, som i dag er en umoden næring. I Lofoten og Vesterålen er det snakk om relativt små prosjekter med lokal avtaker. Det reduserer usikkerheten i markedet.

Det er også noen planer om oppdrett, som er en mer moden næring, og som det allerede i dag er etablert mye av i området. Oppdrett og havbruksnæring har erfaringsmessig vært lite sensitiv for anleggsbidrag og forventninger om endringer i kraftpriser, og stod for en stor andel av økningen i forbruk i Sørnettet de siste årene. Det kan dermed være mindre usikkerhet rundt planer om oppdrett. Det gjelder spesielt for elektrifiseringsprosjektene i eksisterende havbruksnæring i regionen.

Sørnettet ligger i prisområdet NO4, som er et område med produksjonsoverskudd og som i et normalår har et forbruk på omkring 20 TWh. I dag er det svært lave priser i NO4 og det er rom før en økning på 10 TWh før prisområdet vil oppleve mindre konkurransedyktige priser, slik som i Sør-Norge (NO2). Dette er forutsatt at det ikke kommer noen ny produksjon. At det er lavere kraftpriser i NO4 relativt til andre områder, er en viktig forutsetning for realiseringen av ny industri. Dersom det realiseres økt forbruk som overgår produksjonen i området, vil kraftbalansen endres og kraftprisene øke. Samtidig vil det kunne være kapasitetsbegrensninger dersom det blir økt forbruk andre steder i prisområdet. Dette kan redusere sannsynligheten for at industriaktører etablerer seg i områdene rundt Sørnettet, ettersom det både kan være mangel på kapasitet og billigere kraft andre steder.

Det er en målkonflikt mellom nedbygging av natur og etablering av plasskrevende industri. Lovpålagte krav om bevaring av naturmangfold, og hensyn til reindrift kan forsinke vedtaks- og utbyggingsprosesser for ny industri, og påvirke sannsynligheten for realisering. I tillegg er industriaktører konkurrenter, og trolig vil ikke alle planer realiseres samtidig.

Disse faktorene innebærer at det er stor usikkerhet rundt hva som faktisk vil realiseres av de planlagte forbruksplanene. Samtidig som det er usikkerhet rundt hvilke planer som faktisk realiseres og hvilke som faller fra, vil det også kunne komme til nye aktører, slik at forbruket kan bli på samme nivå.

Det er varierende når de ulike forbruksplanene har planlagt idriftsettelse. Både forbruk i kapasitetskø og forespurt forbruk ønsker tilknytning fra 2025 til 2029. Tabell 2-10 oppsummerer tilknytningsforespørsler fordelt på tidspunkt for planlagt idriftsettelse.

Tabell 2-10: Tilknytningsforespørsler og tidspunkt for planlagt idriftsettelse

År	2025	2026	2027	2028	2029
Reservert (MW)	50	0	140	80	0
Kapasitetskø (MW)	10	0	90	30	30
Forespurt (MW)	150	310	0	0	0
Sum	210	310	230	110	30

I hvor stor grad dette forbruket faktisk kan komme til å realiseres, avhenger av tilgjengelig kapasitet. På kort sikt vil det avhenge av hvorvidt det eventuelt frigjøres reservert kapasitet i området, og bruk av vilkår for tilknytning. På lang sikt vil det avhenge av utviklingen av nettet. Prosjektens modenhet vurderes årlig i dialog med de lokale aktørene, og neste gjennomgang vil foreligge Q4 2025.

I tillegg til usikkerhet rundt *når* forbruk vil komme, er det også usikkerhet rundt *hvor* forbruket vil komme. Fordelingen av forbruk per stasjon er basert på de foreliggende tilknytningsforespørselene, men det kan forandre seg over tid. Det kan hende det vil komme mer forbruk enn forventet i enkelte områder, og mindre enn forventet i andre områder. Samtidig er en del av forbruksplanene industri som ikke er stedbunden, og vi kan derfor til en viss grad legge til grunn at forbruket også vil kunne tilpasse seg og komme der det også er ledig kapasitet og lavere priser. Videre kan det også tenkes at dersom det kommer flere nye store industriaktører, kan disse være anleggsbidragspliktig. Det er ikke Statnett sitt ansvar å planlegge for å gjennomføre tiltak i nettet i tilfellene der det er en spesifikk kunde som har etterspurt mer kraft.

Lite kjente planer om ny kraftproduksjon

Det er gode forhold for fornybar kraftproduksjon i Nordland, og på sikt er det forventninger om økt kraftproduksjon også i Ofoten, Vesterålen og Lofoten. Kommunene i området har satt i gang utredninger om mulighetene. Blant annet har det blitt gjennomført en mulighetsstudie for energiproduksjon i Hålogaland, Vesterålen og Lofoten, av Thema og Asplan Viak, på oppdrag for Hålogalandsrådet, Vesterålsrådet og Lofotrådet. Studien finner stort potensial innen vindkraft (omtrent 3 800 GWh), og noe potensial innen vannkraft (420 GWh), samt muligheter til å utnytte termiske løsninger som erstatning for elektrisitet til oppvarming (500 GWh).

En balansert utvikling mellom produksjon og forbruk, både her og i området nord for Ofoten, vil være avgjørende for å holde kraftprisene på et nivå som gjør både nyetableringer og videre drift i kraftprissensitive næringer attraktivt og mulig.

Per i dag er det ingen konkrete planer om ny større kraftproduksjon i området. Statnett er imidlertid kjent med noen lokale initiativ som ser på muligheter for etablering av ny kraftproduksjon, men dette er i såpass tidlig fase at vi ikke tar det med som et reelt alternativ til nett. Skulle planene realiseres, er

det kapasitet i nettet til en betydelig andel av dette. Mer produksjon kan i tillegg bidra til å redusere behov for overføringskapasitet over snittene, så lenge produksjonen kommer på østsiden av Vestsnittet og Ytre snitt.

Ettersom produksjonsplanene ikke er konkrete, har vi ikke tatt med ny produksjon i scenariene. Vi ser imidlertid forbruk og produksjon i sammenheng når vi vurderer usikkerhet.

2.5 Vi har utarbeidet tre scenarioer for forventet fremtidig forbruksøkning i Sørnettet

For å analysere hvordan nettet vil håndtere ulike forbruks- og produksjonsendringer, setter vi opp scenarioer. Vi tar utgangspunkt i tre ulike forbruksscenarioer for å ta hensyn til usikkerheten i fremtidig forbruksvekst – Lav, Middels og Høy. Lavscenarioet er konservativt, middelsscenarioet representerer en mer balansert utvikling, og høyscenarioet er antatt øvre tak. Vi har forutsatt en konkret forbruksutvikling på hver stasjon i Sørnettet. Det er stor usikkerhet knyttet til hvor forbruket vil komme, men vi har gjort antagelsene ut ifra den informasjonen vi har i dag. Forsvarets forbruksutvikling er også hensyntatt.

Ettersom det ikke er noen kjente planer om ny produksjon i området, legger vi til grunn vindkraft- og vannkraftproduksjonen som allerede eksisterer og som er omkring 800 MW (for hele Sørnettet). Som beskrevet tidligere er produksjonen i hovedsak øst for Vestsnittet, og vil dermed ikke kunne redusere behovet for økt kapasitet vest for Vestsnittet.

Lavscenario inkluderer en forbruksøkning på omkring 20 pst.

I Lavscenario er det grunnleggende å kunne dekke lastrekorden. Selv om det ikke er gitt at alt forbruk vil være samtidig, kan det være tilfeller der forbruket er på nivå med lastrekorden i Sørnettet på 510 MW (hvorav 410 MW er vest for Vestsnittet, og 210 er utenfor Ytre snitt). Ettersom vi vest for Vestsnittet ikke har noe regulerbar kraft, er det grunnleggende å kunne dekke de høyeste effekttoppene (på 410 MW) i planleggingen av nytt nett.

Vi legger til grunn at nytt forbruk vil komme i tillegg til dette. Vi legger til grunn at det vil komme 28 MW i annet forbruk, som er reservert og bekreftet. Generelt vil forbruket som er reservert i dag per definisjon være mer modent enn forbruk i kø. Det kan derfor vurderes som mer sannsynlig at reservert forbruk vil bli realisert. Det samme gjelder reservert vanlig forbruk mellom 1 og 5 MW. Vi legger til grunn at vi må kunne tilknytte vanlig forbruk som allerede er reservert mellom 1 og 5 MW.

Til sammen utgjør dette en forventet last i Lavscenarioet på **620 MW** i hele Sørnettet. Av forbruket i lavscenario er omtrent 520 MW av disse vest for Vestsnittet, hvorav 300 MW er vest for Ytre snitt. Det er dette som er vår minimumsforventing om fremtidig utvikling. Lavscenarioet utgjør totalt omtrent 40 prosent av mulig forventet forbruk.

Middelsscenario inkluderer en forbruksøkning på litt over 100 pst.

I middelsscenario legger vi til grunn det samme som i lavscenario. I tillegg legger vi til grunn alt annet forbruk som er reservert (uten vilkår), som vi vurderer som sannsynlig at vil bli realisert. Det er også noen av forbruksplanene som i dag er i kapasitetskø, men som vurderes som modne planer.⁹ Vi legger også til grunn at det er sannsynlig at dette vil bli realisert i middelsscenarioet.

I tillegg til tilknytningsforespørlene, legger vi til grunn en jevn økning i vanlig forbruk, i henhold til SINTEF sin analyse om lastutviklingen i Sørnettet.¹⁰ Dette utgjør totalt 110 MW, hvorav 90 MW er vest

⁹ For prosjekter under 100 MW er vurderingene av modenhet basert på de enkelte nettselskapenes vurderinger av modenhet. For saker over 100 MW blir modenheten vurdert etter et eget evalueringsskjema.

¹⁰ [Rapport SINTEF - Oppdatering av lastprognoser for Sørnettet.pdf](#)

for Vestsnittet, og vi legger til grunn at dette vil fordele seg likt mellom Vestsnittet og Ytre snitt, og utenfor Ytre snitt.

Til sammen er forventet last i middelsscenario **1060 MW**. Omtrent 750 MW av disse er vest for Vestsnittet, hvor av 400 MW er utenfor Ytre snitt. Middelsscenarioet utgjør totalt 65 prosent av mulig forventet forbruk.

Høyscenario inkluderer en forbruksøkning på nesten 300 pst.

I høyscenarioet legger vi til grunn at alle tilknytningsforespørsler realiseres, i tillegg til den forventede veksten i vanlig forbruk. Vi tar også hensyn til de regionale nettselskapenes forventning om forbruksutviklingen. De regionale nettselskapene mener en forbruksutvikling lik høyscenarioet er det mest realistiske gitt historikken i området, deres tilknytningssaker som har varierende modenhetsgrad, og elektrifisering av området. Per i dag, for eksempel, utgjør olje og gass 50 pst. av energikonsumet i Lofoten. Dersom alt dette skal elektrifiseres, vil det alene innebære en betydelig økning. I eksempelet med Lofoten vil omstillingen alene likevel ikke tilsi en full dobling, ettersom elektrisitet er en mer effektiv energibærer og fordi andre energibærere enn elektrisitet vil være aktuelle i dekarboniseringen, som for eksempel hydrogen og fjernvarme.

I høyscenarioet legger vi for Sørnettet samlet til grunn en samlet last på **1950 MW**. Av dette er omtrent 1100 MW vest for Vestsnittet, hvorav 500 MW er utenfor for Ytre snitt. Dersom større industriaktører ønsker å etablere seg i området, spesielt utenfor Ytre snitt, kan de være anleggsbidragspliktige. Høyscenarioet utgjør 100 prosent av mulig forventet forbruk.

Tabell 2-11 oppsummerer forventet forbruk i scenarioene.

Tabell 2-11: Oppsummering av forventet forbruk i scenarioene, totalt og vest for Vestsnittet

Scenarioer	MW (Sørnettet totalt)	MW (vest for Vestsnittet)	MW (utenfor Ytre snitt)
Dagens topplast	510	410	210
Lav	620	520	300
Middel	1060	750	400
Høy	1950	1100	500

Vi planlegger for middelsscenarioet, men Høy og Lav er innenfor mulighetsrommet vi vurderer

Formålet med scenarioene er å vise et mulig utfallsrom for fremtidig forbruk som vi bruker i våre analyser og dermed lage en plan for hvordan vi skal utvikle nettet best mulig, også i møte med utfallsrommet.

Basert på de mange tilknytningsforespørlene, generell utvikling i samfunnet og utviklingen i Lofoten og Vesterålen, anser vi middelsscenarioet som et sannsynlig scenario. I dag utgjør forbruket bak Vestsnittet omkring 2-2,5 TWh. I middelsscenarioet vårt legger vi til grunn om lag en dobling av dette forbruket. Hvorvidt dette forbruket er sannsynlig avhenger av en rekke faktorer, hvor blant annet prisutviklingen i NO4 er en vesentlig faktor. Med høyere forbruk vil prisene i området isolert sett presses opp, og det vil være mindre gunstig for ny industri å etablere seg i området. Hvordan prisene påvirkes avhenger igjen av en rekke faktorer, som forbruksutviklingen andre steder, ny kraftproduksjon og utbygging i andre deler av nettet. Spesielt vil forbruk i Midt-Norge og Nord-Sverige også øke kraftprisene i NO4.

Med dagens store overskudd, både i NO4 og nord i Norden, ser vi at det er rom for en betydelig samlet forbruksvekst samtidig som prisene blir på nivå, eller under, de andre områdene i Norden. Derfor mener vi at en dobling av dagens forbruk bak Vestsnittet kan være realistisk. En betydelig forbruksvekst utover dette vil trolig være mindre realistisk fordi prisene da blir stadig mindre konkurransedyktige. Mulighetene vil imidlertid forsterkes dersom det kommer økt produksjon i Nord-Norge. I den videre utredningen bruker vi middelsscenarioet som vårt hovedscenario for å vurdere begrensninger og behov for tiltak i nettet.

Samtidig vet vi at alle de nevnte faktorene over er usikre. Vi har derfor med oss lav- og høyscenario som to ytterpunkter på nedre og øvre grense for forbruket i Lofoten og Vesterålen over en lengre fremtidsperiode. Disse scenarioene er relevante når vi vurderer usikkerhet og fleksibilitet i mulige løsninger og konsepter.

2.6 Det er ikke mulig å realisere forbruksscenarioene uten tiltak for økt kapasitet i nettet

Det er allerede i dag utfordringer med drift av Sørnettet, og planlagte tiltak vil kun i begrenset grad løse opp i disse utfordringene. Dersom det i tillegg realiseres økt forbruk i henhold til middelsscenarioet, vil utfordringene bli ytterligere forverret.

Det er allerede i dag utfordringer med drift av nettet

I dag har lastøkningen ført til at det er vanskelig å gjennomføre vedlikehold, selv på sommerstid. Det er også utfordringer med å opprettholde ønsket spenningsnivå i tunglastperioder, særlig når nettet deles i radialer, noe som skjer når det forventes høy last. Videre medfører spolejordet nett at det er vanskelig å drifte når nettet er delt. Det er altså flere forhold som medfører en vanskelig driftssituasjon i dagens nett, det er derfor behov for å gjøre tiltak for å sørge for at det kan gjennomføres vedlikehold av nettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

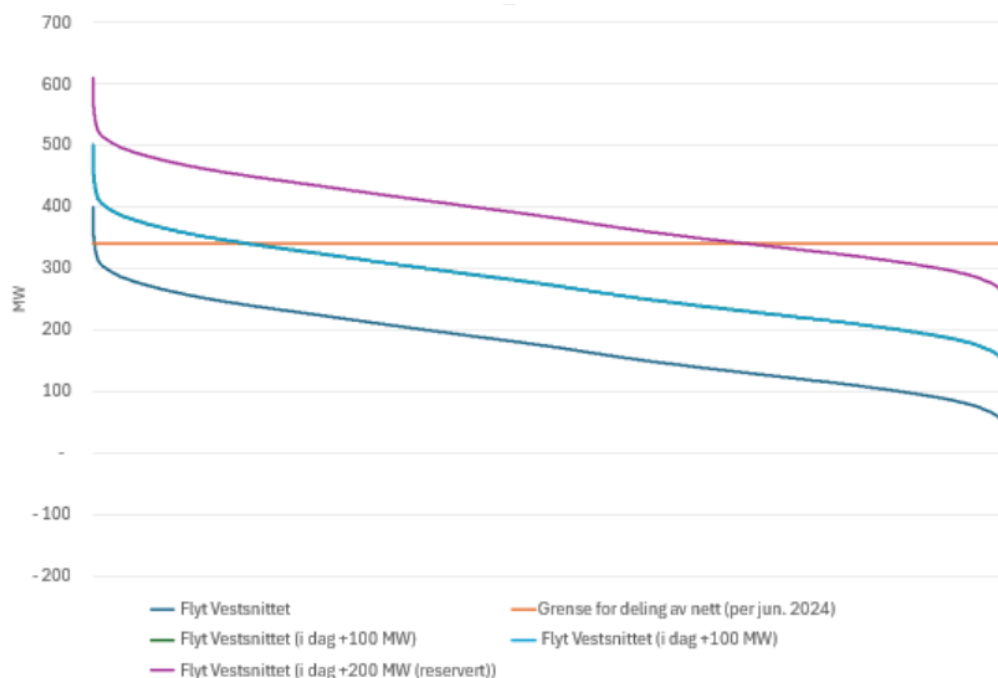
I fravær av tiltak, vil tilknytning av nytt forbruk bryte med forskriftskrav

Utover utfordringene i dagens nett, vil det komme ytterligere utfordringer selv ved en liten økning i forbruket. Dersom vi tilknytter nytt forbruk vest for Vestsnittet tilsvarende middelsscenarioet, vil det ikke lenger være mulig å forsyne alt forbruk og samtidig overholde overføringsgrensene i transmisjonsnettet. Grensene er satt for å ivareta sikkerheten for tredjepart, personell i anleggene og for anleggene selv. I ytterste konsekvens vil brudd på overføringsgrensene i nettet kunne medføre havari og mørklegging av store områder, samt tap av liv og helse. Det vil altså ikke være driftsmessig forsvarlig å tilknytte forbruk i et middelsscenario, ettersom vi ikke vil kunne overholde forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser

Tilknytning av økt forbruk vil medføre økt radiell drift, og større sannsynlighet for strømavbrudd

Deling av nettet i radialer medfører svekket forsyningssikkerhet for dagens kunder. I de periodene nettet er delt, og vi har N-0 forsyningssikkerhet, vil en feil ha store konsekvenser, selv om det er lav sannsynlighet for at det oppstår feil. Feil på ledningene som inngår i radialene til de større forbruksområdene vil føre til store forbruksutfall i en situasjon hvor nettet driftes radielt. Dette medfører avbruddskostnader. I slike situasjoner er det også vanskeligere med utkoblinger for å gjøre nødvendig vedlikehold på ledningene.

Figur 2-5 gir en illustrasjon av i hvor stor andel av tiden nettet må driftes delt. Figuren inneholder historisk varighetskurve for flyten over Vestsnittet (2019-2024) og ved ulike nivå av forbruksøkninger.



Figur 2-5: Varighetskurver for flyt over Vestsnittet gitt ulike nivå av forbruksøkninger (forenklet forutsatt at forbruket legges på dagens forbruk)

Figur 2-5 illustrerer at det i dag kun er noen få timer i året hvor nettet må driftes delt på grunn av høy last. Øker forbruket med 100 MW, vil andelen av tiden med delt nett øke til opp mot en femtedel av året. En forbruksøkning på 100 MW utgjør om lag halvparten av forbruket som er reservert og anses som svært sannsynlig. Øker forbruket med 200 MW, vil andelen av tiden øke til opp mot tre fjerdedeler i henhold til figuren. I praksis vil ikke alt forbruk til enhver tid komme i tillegg til dagens forbruk, slik at i fremstillingen her blir varighetskurven overvurdert. Figuren gir likevel et godt bilde på at økt forbruk vil føre til oftere deling av nettet, med de påfølgende utfordringene dette medfører.

Opp mot grensene i intakt nett, er det teoretisk mulig å knytte til opp mot 120 MW.¹¹ Om det ikke gjøres tiltak i nettet og det knyttes til 120 MW nytt forbruk i området, indikerer nærmere analyser og feilstatistikk at det årlig kan forventes omfattende strømvavbrudd. Konsekvensene av strømvavbruddene vil variere ut ifra varighet på feil, tidspunkt på døgnet og året, og hvor mye last som faller ut. I dag er vanligste feilårsak i området vind. På landsbasis har forbigående vindfeil i gjennomsnitt en varighet på 4 timer, mens varige feil har i gjennomsnitt en varighet på 73 timer. Historiske feilrater for de ledningene som inngår i radiell drift viser en total feilrate på 2,1. En forenklet analyse viser at årlig avbrutt effekt i gjennomsnitt er 110 MW ved langvarige feil og 120 MW ved forbigående feil.

Med utgangspunkt i Statnetts avbruddsmodell, beregner vi at avbruddene vil ha konsekvenser i overkant av 20 mill. kroner for forbigående feil og 250 mill. kroner for varige feil. Over analyseperioden, og med utgangspunkt i statistikk over forbigående og varige feil, beregner vi avbruddskostnader tilsvarende 1-3 milliarder kroner. Merk at dette kun gjelder avbruddskostnader ved N-0 drift i Sørnettet. For nærmere beskrivelser av beregningene, se eget notat.

Ved å gjøre tiltak i nettet kan vi enten:

- Redusere tiden med N-0-drift (økt kapasitet)

¹¹ Det vil si et totalt forbruk på 550 MW (430 MW (høyeste registrerte last) + 120 MW)

- Redusere konsekvensene ved N-O-drift (vernløsninger)

Når vi vurderer om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig må vi også vurdere om vi kan gjennomføre vedlikehold som krever utkoblinger. I Sørnettet planlegger og koordinerer vi utkoblinger slik at det skal gi minst mulig konsekvenser for både forbruket og produsentene i Sørnettet. Siden nettet er så fullt allerede, er det viktig å tilpasse utkoblinger for vedlikehold i forhold til når det er riktig temperatur. Ved å øke forbruket, begrenser dette perioden langvarige utkoblinger for vedlikehold kan gjennomføres. I verste fall må vedlikehold utsettes, og dette kan gi høyere feilsannsynlighet. På grunn av lastsituasjonen er det allerede i dag utfordringer knyttet til utkoblinger for planlagt vedlikehold. En mulig løsning på dette er at alt eller deler av det nye forbruket må ligge utkoblet i perioder med vedlikehold på ledningene i transmisjonsnettet for å sikre forsyning av dagens forbruk. Dette er heller ikke en akseptabel leveringspålitelighet.

Behov for å løse Vestsnittet først – deretter Ytre snitt

Den første og største begrensningen i Sørnettet i dag, er at det ikke er kapasitet til å frakte kraften fra øst og over Vestsnittet, for å forsyne forbruksforespørselene vest for Vestsnittet. At det er kapasitet til å forsyne forbruk vest for Vestsnittet er en forutsetning for å muliggjøre økt forbruk utenfor Ytre snitt også. Det er imidlertid ikke tilstrekkelig, ettersom flyt over Ytre snitt også er en begrensning i dag. Det første behovet er altså å øke kapasiteten over Vestsnittet, og deretter over Ytre snitt.

Avhengig av forbruk- og produksjonsutvikling i andre deler av prisområdet, kan det være andre snitt som begrenser forbruksøkningen

Når vi legger til grunn at hovedutfordringene i Sørnettet er at det ikke er kapasitet til å frakte kraften fra øst og over Vestsnittet, forutsetter vi at det ikke er begrensninger inn til området gjennom andre snitt (f.eks. Ofoten-snittet), altså at det ikke er en utfordring med kapasitet inn til området Sørnettet.

Hvorvidt dette er en realistisk antakelse, vil imidlertid avhenge av forbruks- og produksjonsutviklingen i andre deler av prisområdet. Ved stor forbruksøkning, vil det bli en utfordring med overføringskapasiteten inn til området Nord. På et tidspunkt vil altså kapasiteten inn til området Nord være en begrensning for realiseringen av middelsscenarioet i Sørnettet. Det kan derfor på sikt være behov for å se på tiltak for økt kraftflyt nord-sør, men slike vurderinger er i utgangspunktet utenfor denne KVV-en. Fordi det kan være synergier mellom tiltak, vil vi likevel, i mulighetsstudien, vurdere hvordan konsepter og tiltak kan være til fordel/ulempe for utviklingen i området Nord generelt.

Oppsummering av behovene i Sørnettet

Gitt beskrivelsene i behovsanalysen, kan begrensningene i Sørnettet og behov for tiltak oppsummeres som følger:

- Det er driftsmessige utfordringer i nettet i dag, og derfor er det behov for å sikre at dagens forbruk og det som er reservert av modent og vanlig forbruk kan gis driftsmessig forsvarlig tilknytning (lavscenariet).
- Det er mange planer om økt forbruk, og vi vurderer tiltak som sikrer nok kapasitet til middelsscenario i Lofoten og Vesterålen (totalt 750 MW utenfor Vestsnittet og 400 MW utenfor Ytre snitt).

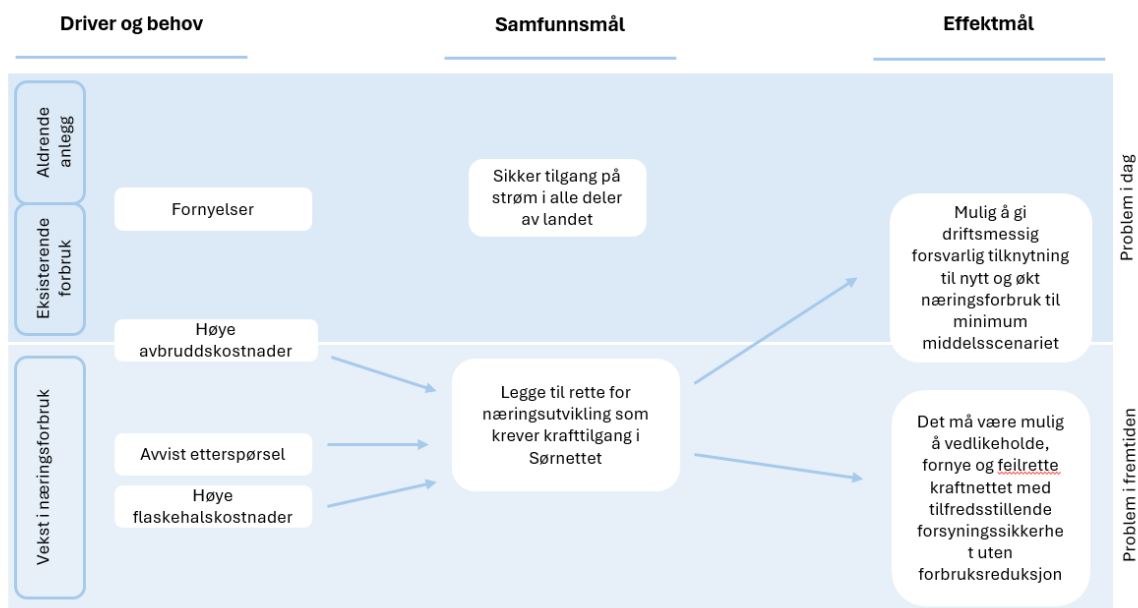
Den første begrensningen handler altså om utfordringene som er i dagens nett, og uavhengig av fremtidig utvikling vil det være behov for tiltak i Sørnettet for å løse opp i disse utfordringene. Det er likevel også en forutsetning at disse utfordringene løses for at det skal være mulig å tilknytte forbruk tilsvarende middelsscenarioet.

Den andre begrensningen handler om at dersom det kommer forbruk tilsvarende middelsscenarioet, vil ikke tiltakene som løser opp i dagens driftsmessige utfordringer nødvendigvis være tilstrekkelig for å sikre nok kapasitet. Det kan dermed være behov for andre tiltak for å tilrettelegge for ytterligere økt forbruk.

3 Mål og rammer

På bakgrunn av behovsanalysen skal vi definere mål som vi ønsker at konseptene skal bidra til å nå. Samfunnsmålet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet, og skal angi retning og ambisjon for utviklingen av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Myndighetsgitte krav gitt av lover og forskrifter, og Statnett sine egne standarder og retningslinjer, beskriver rammene vi må forholde oss til og har betydning for hvilke konsepter vi har vurdert.

Figur 3-1 viser en oversikt over samfunnsmålet og effektmålet for analysen, og viser hvordan det henger sammen med problemene vi identifiserte i behovsanalysen.



Figur 3-1: Sammenheng mellom behov, samfunnsmål og effektmål

3.1 Samfunnsmålet er å sikre tilgang på strøm og tilrettelegge for økt produksjon

I energimeldingen (Meld. St. 36 2020-2021 Energi til arbeid) står det at Regjeringens overordnede mål med energipolitikken er høy verdiskapning gjennom effektiv og miljøvennlig forvaltning av energiressursene. De overordnede målene er:

- Verdiskapning som gir grunnlag for arbeidsplasser i Norge
- Elektrifisering skal gjøre Norge grønnere og bedre
- Etablering av nye lønnsomme næringer
- Videreutvikle en fremtidsrettet olje- og gassnæring innenfor rammene av klimamålene

I etterkant av energimeldingen la regjeringen fram et veikart for grønt industriløft. Målet med veikartet er å skape verdier, øke de grønne investeringene, øke eksporten fra fastlandet og kutte klimagassutslipp hurtig på veien mot lavutslippssamfunnet. Høsten 2022 forsterket Regjeringen Norges klimamål slik at vi skal redusere utslippene med minst 55 % innen 2030 sammenlignet med 1990.

I februar 2023 la energikommisjonen frem sin NOU: mer av alt raskere. Kommisjonen peker på at "vi trenger mer effektiv og fleksibel energibruk, vi må utløse investeringer i mange typer fornybar kraft for å få opp produksjonen, og vi må øke nettkapasiteten for å få kraften frem". Kommisjonen er tydelig på at selv om vi utnytter potensialet for energieffektivisering og forbrukerfleksibilitet, er det behov for mer kraft. Videre peker kommisjonen på at regulerbar kraft gir stor fleksibilitet og blir viktigere og mer

verdifull framover med økt elektrifisering og utbygging av mer uregulerbar kraft i Norge, og ikke minst i landene rundt oss.

Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) angir generelle politiske mål for utbyggingen av kraftnettet. Det overordnede målet er "at planlegging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. Energiloven". Videre angir meldingen følgende målsettinger som har konsekvens for modernisering og utbygging av kraftnettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet
- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser

Som redegjort for i behovsanalysen vurderer vi at det er betydelig økt last og vanskelig driftssituasjon som er det utløsende behovet for å gjøre tiltak. Samtidig er det lite kapasitet i nettet i dag og vi må gjøre tiltak som sikrer at det er N-1 forsyningssikkerhet i området, både med dagens og planlagt forbruk, slik at ikke området mørklegges. Et av samfunnsmålene er derfor å gi sikker tilgang til strøm til næringsutvikling og sikre N-1 forsyningssikkerhet.

Videre er det et samfunnsmål å bidra til energiomstillingen i Norge. Tiltakene vi ser på i denne konseptvalgutredningen skal bidra til en grønn industriutvikling i analyseområdet. Det er et mål at tiltakene legger til rette for at den delen av dagens fossile energibruk i Lofoten og Vesterålen som kan elektrifiseres, får mulighet til det.

3.2 Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand

Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Dersom alle kunder som ønsker adgang til nettet skal få tilknytning, må vi legge til rette for økt industriforbruk.

Punktene under viser effektmålene som konseptene skal oppfylle:

- Mulig å gi driftsmessig forsvarlig tilknytning til nytt og økt forbruk i Sørnettet til minimum middelsscenariet.
- Det må være mulig å vedlikeholde, fornye og feilrette kraftnettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet uten forbruksreduksjon.

Mulig å gi driftsmessig forsvarlig tilknytning til nytt og økt industriforbruk i Sørnettet minimum middelsscenariet

Forbruket i Sørnettet har i dag ikke N-1 forsyningssikkerhet gjennom nett og produksjon. Konsekvensene av et langvarig strømbrydd vil ha kostnader for industrien i Sørnettet, som i stor grad består av sjømatnæringen. Statnett mener det er rasjonelt å ha N-1-forsyningssikkerhet til lokal industri i Sørnettet. Både med tanke på konsekvenser for forbruk ved et langvarig utfall og for systemet som helhet. Vi legger derfor til grunn at en driftsmessig forsvarlig tilknytning av forbruksplanene i Sørnettet til minimum middelsscenariet betyr at dagens forbruk og nytt forbruk skal kunne tilbys N-1-forsyningssikkerhet. Nettet skal ikke være til hinder for energiomstillingen i regionen.

Det må være mulig å vedlikeholde, fornye og feilrette kraftnettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet uten forbruksreduksjon

Det er i dag svært krevende å vedlikeholde, fornye og feilrette Sørnettet. Dette skyldes i hovedsak at økt last ikke tillater N-1-forsyningssikkerhet. Ved manglende vedlikehold, slites komponenter unødvendig og forsyningssikkerheten reduseres. Derfor mener vi at vi bør rette oss inn mot et konseptvalg som vil forenkle driften av nettet ved at det er N-1-forsyningssikkerhet i størsteparten av tiden. Da vil det i større grad være mulig å vedlikeholde nettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

Effektmålene er sammenfallende og behandles ikke som absolutte

Effektmålene står i prioritert rekkefølge. Målene skal ikke behandles som absolutte. Det kan være kostbart for samfunnet å gjennomføre konsept som gir full måloppnåelse. Konseptenes grad av måloppnåelse gir likevel verdifull informasjon til relevante beslutningstakere. Forholdsmessigheten mellom måloppnåelse og kostnadene blir vurdert i alternativanalysen som en del av den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen.

3.3 Rammer som begrenser mulighetsrommet til konseptene

Konseptene vi utvikler må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overenstemmelse med gjeldende lover og forskrifter. Absolutte og ufravikelige krav, såkalte skal-krav, avgrenser mulighetsrommet vi vil vurdere konsepter innenfor. Statnett sine egne standarder og retningslinjer, såkalte bør-krav, legger også føringer for hvilke konsepter som er aktuelle. De viktigste rammene for denne konseptvalgutredningen er gjengitt under.

Statnett har tilknytningsplikt (skal-krav)

Ifølge tilknytningsplikten (Energiloven §§3-4 og 3-4a) plikter Statnett å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon.

Dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig, utløses Statnett sin utrednings- og investeringsplikt. Statnett plikter da å planlegge, søke konsesjon for og, om nødvendig, investere i nye nettanlegg uten grunnnet opphold (forskrift om nettregulering og energimarkedet §§3-2 og 3-3). Kunden må vente med å knytte seg til nettet eller øke uttak/innmating til tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Statnett kan søke om unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon dersom tilknytningen ikke er samfunnsøkonomisk rasjonell. For forbruk kan vi kun søke om unntak i ekstraordinære tilfeller. Statnett legger tilknytningsplikten til grunn som et skal-krav. For et fåtall av tilknytningssaker, hovedsakelig utløst av ny kraftproduksjon og/eller nytt større kraftuttak fra enkeltkunder, og der den samfunnsøkonomiske analysen viser at lønnsomheten er svært usikker eller ulønnsom, kan Statnett vurdere å søke fritak. Dette er aldri tidligere gjort.

Tilknytningsplikten er et skal-krav. Det er stor usikkerhet knyttet til fremtidig forbruksvekst og produksjon, noe vi tar høyde for i alternativanalysen.

Tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon skal være driftsmessig forsvarlig (skal-krav)

Tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon i nettet skal være driftsmessig forsvarlig (DF). Det er fastsatt følgende kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning:

- Strøm- og spenningsgrenser må overholdes (skal-krav)
- Eksisterende kunder i nettet må fortsatt ha akseptabel leveringspålidelighet (skal-krav)

Hovedformålet i en DF-analyse er å sikre at strøm- og spenningsgrenser ikke overskrides i drift, både ved utfall og intakt nett. Samtidig må situasjoner som oppstår i drift kunne håndteres operativt og vi vil fremover i større grad vurdere hvordan og om vi kan håndtere driftstanser.

Krav til strøm, spenning og leveringspålitelighet er et skal-krav. Første steg i en driftsmessig forsvarlig-vurdering er å analysere om det er mulig å gi tilknytning uten å bryte forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser samtidig som eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålitelighet.

Disse kriteriene er utledet av regulatoriske føringer, og vi vurderer disse som skal-krav. Det første kriteriet innebærer at de forskriftsmessige kravene til leveringskvalitet og overføringsgrenser, gitt av henholdsvis "Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet" og "Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet", overholdes. Når vi skal vurdere om eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålitelighet legger vi som hovedregel til grunn N-1 i masket (flere ledninger) transmisjonsnett på 300 kV og 420 kV. I Sørnettet sliter vi med å opprettholde N-1 forsyningssikkerheten. Vi legger derfor til grunn at dagens forbruk skal ha N-1-forsyningssikkerhet der vi kan gjenopprette alt forbruk etter feil eller ved utkoblinger som følge av vedlikehold.

N-1 er et planleggingskriterium (bør-krav)

N-1-kriteriet er utgangspunktet for vår nettplassering. Det innebærer at feil på én komponent normalt ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne. Myndighetene slutter opp om N-1-kriteriet som planleggingskriterium for transmisjonsnettet gjennom Energimeldingen (2015-2016) og Nettmeldingen (2011-2012). I Energimeldingen presiserer regjeringen imidlertid at tiltak som er begrunnet N-1-kriteriet og forsyningssikkerhet også må oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det vil si at det ikke er tilstrekkelig å begrunne et tiltak ut fra deterministiske kriterier slik som N-1 og N-1-1, men at nytten av å øke forsyningssikkerheten må veie opp mot kostnadene det innebærer.

Statnett vurderer at tiltakene ikke er anleggsbidragspliktig (skal-krav)

Fra 1.januar 2019 plikter Statnett å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning til økt kapasitet eller bedre kvalitet, utløser behov for tiltak i nettet. Hvorvidt Statnett plikter å kreve kundene for anleggsbidrag avhenger av hvilket behov som utløser det aktuelle netttiltaket. Siden Statnett uansett hadde måttet gjøre tiltak i nettet og det ikke er en spesifikk kunde som har etterspurt mer kraft, anser vi ikke tiltakene i denne konseptvalgutredningen som anleggsbidragspliktig.

Statnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjon (skal-krav)

Dagens regelverk gjør at Statnett som transmisjonsnettsoperatør og systemansvarlig ikke kan etablere, eie eller drifte kraftproduksjon. Dette medfører at å etablere mer produksjon i et område som alternativ til nett ikke er aktuelt.

Gjeldende regelverk gjør at vi behandler denne rammen som et skal-krav.

Nye anlegg bygges for 420 kV-spenningsnivå (bør-krav)

Statnett bygger nytt eller reinvesterer transmisjonsnettet med spenningsnivå på 420 kV. Dette begrenser hvilke spenningsnivåer vi vurderer i denne utredningen. Samtidig er ikke dette en lovpålagt ramme, slik at dette er et bør-krav som kan fravikes.

3.4 Rammer som gjelder generelt når vi planlegger nettanlegg

Det finnes også en del rammer som gjelder generelt i planleggingen av nettanlegg som vi beskriver under. Dette er rammer som i hovedsak settes av Energiloven med underliggende forskrifter. Flere av disse rammene begrenser imidlertid ikke mulighetsrommet i denne konseptvalgutredningen, men kan legge føringer videre i prosjektutviklingen.

Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell (skal-krav)

Statnett sin virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter, der Energiloven er mest sentral. Energilovens formål er å "sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte" (§1-2). Ot,prp.nr. 62 (2008-2009) "Om lov om

endringer i Energiloven" slår fast at det med uttrykket "samfunnsmessig rasjonelt" menes "samfunnsøkonomisk lønnsomt". Det innebærer at både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnett sin virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og Energidepartementet sin vurdering av konsesjonssøknader og vedtak. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale som hovedregel må overstige kostnadene.

Denne formålsparagrafen er altså en generell ramme som vi forholder oss til, og som gjelder hele energisektoren og alle forskrifter under Energiloven.

Anleggene skal holdes i driftssikker stand (skal-krav)

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden (Energilovforskriften §3-5a). Denne rammen legger føringer for når Statnett sine komponenter i nettet må reinvesteres.

Plikt til å ta beredskapsmessige hensyn (skal-krav)

Beredskapsforskriften fastsetter krav og regler for forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen. Forskriften gir blant annet føringer for klassifisering av viktige stasjoner i transmisjonsnettet og krav knyttet til disse. Dette utgjør rammer ved etablering av nye nettanlegg, eller dersom eksisterende nettanlegg får transmisjonsnettfunksjon.

Transmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning (skal-krav)

I nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) ble det slått fast at ledninger på 300 kV- og 420 kV-spenningsnivå skal bli bygget som luftledning, bortsett fra i enkelte unntakstilfeller.

Utbygging skal ikke gi unødig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og areal (skal-krav)

Nettutviklingen skal ta hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, i tråd med Energiloven §1-2. Allmenne interesser som søkes hensyntatt er blant annet miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunn og storsamfunnet. Også naturmangfoldloven, som har til formål å ta vare på naturen ved bærekraftig vern og bruk, kulturminneloven, som har til formål å verne om kulturminner, inneholder krav som kan påvirke vurdering av mulige nettiltak.

3.5 Konseptene har blitt vurdert opp mot ulike vurderingskriterier

Målene og rammene legger føringer for vurdering av ulike konsepters gjennomførbarhet, relevans og måloppnåelse. For å kunne vurdere og sammenligne ulike konsepter, har vi satt opp noen kriterier som vi måler konseptene opp mot. Kriteriene er:

- Kapasitetsøkning (DF-vurdering) / måloppnåelse
- Forsyningssikkerhet
- Kostnadseffektivitet
- Konsekvenser for natur og miljø
- Fleksibilitet for stegvis utbygging

Det første kriteriet er **kapasitetsøkning (DF-vurdering) / måloppnåelse**, og benyttes til å vurdere i hvilken grad ulike konsepter bidrar til å nå effektmål 1 om driftsmessig forsvarlig tilknytning til nytt forbruk til minimum middelscenariet. Dette kriteriet bygge på Statnetts tilknytningsplikt, om at Statnett er pliktet til å planlegge og vurdere investeringer i nettanlegg dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig. Konseptene vurderes og sammenlignes ut ifra hvor mye kapasitetsøkning det bidrar til, og hvor langt fra middelscenariet dette er.

Det andre kriteriet er **forsyningssikkerhet**. Kriteriet knytter seg til effektmål 2, om at det skal være mulig å vedlikeholde, fornye og feilrette kraftnettet med tilfredsstillende forsyningssikkerhet uten forbruksreduksjon. Det knytter seg også til kravet om at tilknytning skal være driftsmessig forsvarlig, som innebærer at strøm- og spenningsgrenser skal overholdes, og akseptabel leveringspålitelighet til eksisterende kunder. Kriteriet måler i hvilken grad konseptene bidrar til forsynings- og driftssikkerhet i Sørnettet, sammenlignet med nullalternativet, herunder i hvilken grad konseptet bidrar til at vi unngår at forbruk må tilknyttes med N-0 forsyningssikkerhet.

I vurderingen av konsepter anser vi imidlertid ikke N-1 forsyningssikkerhet til å være et skal-krav. Det betyr at vi ikke forkaster et konsept kun basert på at det ikke oppfyller N-1. Likevel tilstreber vi å finne en løsning som gir N-1 i så stor grad som mulig.

Det neste kriteriet er **kostnadseffektivitet**. Konseptene sammenlignes basert på hvor store kostnader de innebærer. Dette knytter seg til skal-kravet om at nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell, altså at det skal være sannsynlig at tiltakenes kostnader oppveies av nytten.

Det neste kriteriet er **konsekvenser for natur og miljø**. Det er et skal-krav at utbygging av nett skal gi minst mulig belastning for natur og areal. Kriteriet vurderer i hvilken grad konseptene påvirker natur og miljø.

Det siste kriteriet er **fleksibilitet for stegvis utbygging** handler om hvorvidt konseptene legger til rette for at det går an å kan utsette enkelte investeringsbeslutninger til vi får mer informasjon om behov og situasjon, for å redusere usikkerheten rundt behovet og dermed lønnsomheten av de ulike stegene. Dette kriteriet vil også belyse i hvilken grad konseptene er egnet til å minimere risiko for samfunnsøkonomisk ulønnsomhet, ved at vi kan unngå å vedta ulønnsomme investeringer på grunn av mangel på informasjon.

Kriteriene bygger på målene og rammene som er beskrevet i dette kapitlet, og vil brukes til å vurdere konseptene i mulighetsstudien. Vi mener kriteriene er spesifikke, målbare og relevante for å vurdere hvilke av de ulike konseptene i mulighetsstudien vi bør ta med videre til alternativanalysen. Kriteriene vil bidra til å belyse i hvilken grad konseptene løser behovet, og er innenfor de samme rammene og kravene. I mulighetsstudien benyttes kriteriene til å vurdere konseptene opp mot nullalternativet, og for å avgjøre om enkelte konsepter er åpenbart dårligere alternativer, og således kan forkastes i mulighetsstudien.

4 Mulighetsstudie

I mulighetsstudien kartlegges, beskrives og vurderes alternative konsepter på bakgrunn av det identifiserte behovet i kapittel 2 og de gitte målene og rammene i kapittel 3. Konseptene som er teknisk, politisk, miljømessig og finansielt forsvarlige, samt at de oppfyller behovet, målene og rammene, skal tas med videre til alternativanalysen. Konsepter som er åpenbart svake forkastes.

Mulighetsstudien skal belyse alle valgmulighetene vi står overfor. Det innebærer at vi også identifiserer og vurderer alternativer til nett, samt tiltak som ligger utenfor nettselskapenes ansvarsområde slik som tiltak på forbruks- og produksjonssiden.

Vi oppsummerer en vurdering av konseptene i en oversikt til slutt i mulighetsstudien.

Basert på behovsanalysen, kan vi konstatere at nullalternativet ikke vil legge til rette for nytt forbruk i Sørnettet i henhold til effektmålene, jf. middelsscenarioet. Nullalternativet tas med i alternativanalysen som et sammenligningsgrunnlag for nettførsterkningskonseptene.

4.1 Konseptene vi vurderer blir sammenlignet med et nullalternativ

Vi har vurdert flere konsepter som vil gi økt kapasitet i Sørnettet. Vi har utarbeidet et minimumsalternativ som innebærer noen mindre oppgraderinger av eksisterende nett og dublering av en kortere forbindelse (6 km). Videre har vi sett på et 132 kV-konsept og ulike varianter av 420 kV-konsept. Vi har som effektmål at valgt konsept skal tillate kapasitetsøkning lik middelsscenarioet. Det tilsvarer en dobling av dagens forbruk slik at det er 750 MW vest for Vestsnittet og 400 MW utenfor Ytre snitt.

Når vi vurderer samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettiltak, sammenligner vi med et nullalternativ. Nullalternativet utformes med utgangspunkt i dagens situasjon, og skal bare inkludere vedtatte tiltak under gjennomføring, kostnader for nødvendig vedlikehold og et minimum av reinvesteringer som er nødvendig for å videreføre funksjonene til dagens anlegg. Nullalternativet innebærer ikke nye, større nettiltak. Når vi analyserer differansen i nytte og kostnader mellom nullalternativet og konseptene med større tiltak, kan vi dermed identifisere lønnsomheten av nye, større nettiltak.

Det er ikke et krav om like lang levetid for nullalternativet som i investeringsalternativene (ref. veileder for store kraftledningssaker).

Nullalternativet innebærer tiltak på reinvesteringstidspunktet

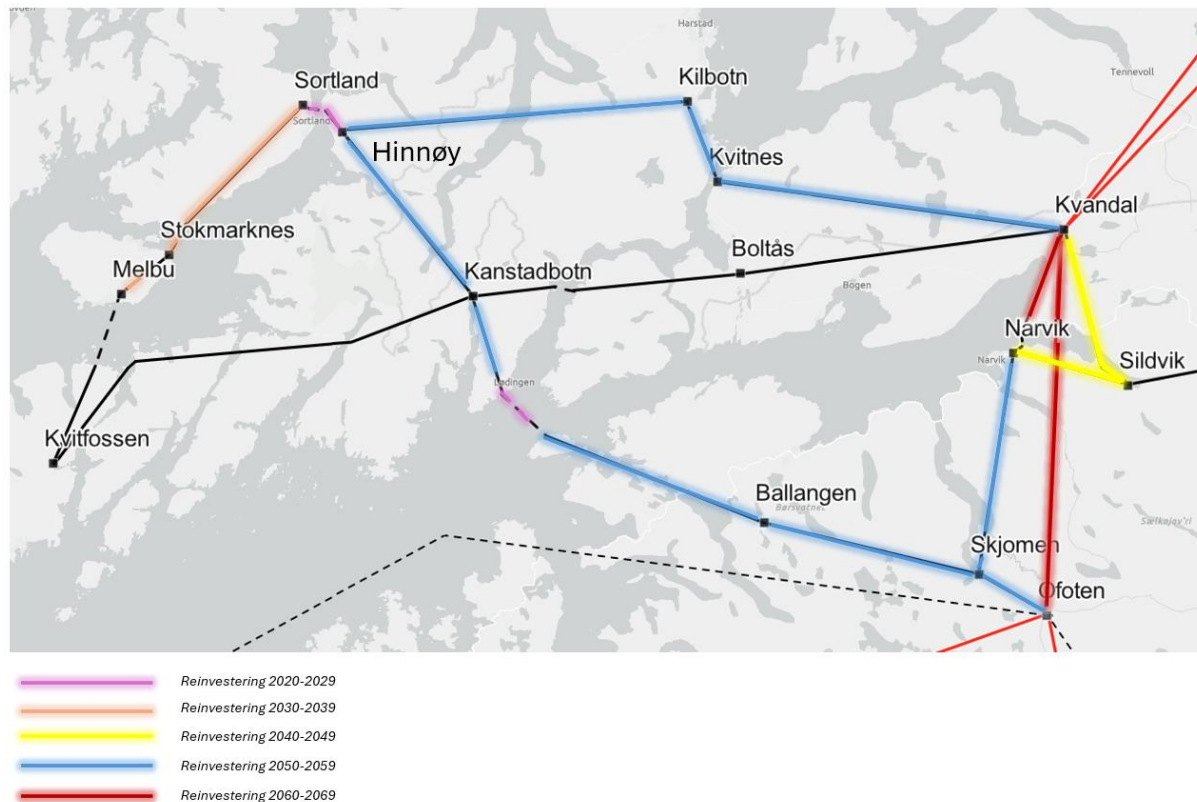
Nullalternativet innebærer reinvesteringer av dagens anleggskomponenter om lag 1:1 på 132 kV-nivå ved utløp av teknisk levetid.¹²

På konseptnivå reinvesteres nettanlegg ved endt teknisk levetid

Vi legger til grunn 80 års levetid for ledninger, 55 år for stasjoner og 50 års levetid for sjøkabler. Dette er en forenklet fremstilling av virkeligheten. I praksis vil både ledninger, stasjoner og sjøkabler ha stadig økende vedlikeholdskostnader frem mot utløp av teknisk levetid. Når den tekniske levetiden nærmer seg, vil det foretas konkrete vurderinger av kostnaden ved å holde nettkomponentene ved like sammenlignet med kostnaden av å skifte ut komponentene. På konseptnivå antas det å være en akseptabel forenkling å anta at alle komponenter byttes ut ved utløpt teknisk levetid.

¹² Statnett eier i hovedsak transmisjonsnett på 300 og 420 kV nivå og reinvesterer på 420 kV. Sørnettet er et unntak og vil reinvesteres på 132 kV ved endt teknisk levetid i nullalternativet.

Dersom vi kjenner til at tilstanden i enkelte nettanlegg avviker betydelig fra normalen, vurderer vi om vi skal avvike fra standard levetid. I nullalternativet antar vi at ledningene Sortland – Stokmarknes og Stokmarknes – Melbu reinvesteres om lag 25 år tidligere enn reinvesteringstidspunkt på grunn av dårlig tilstand. Resterende ledninger vil reinvesteres ved endt teknisk levetid. Netttiltakene som er inkludert i nullalternativet er vist i Figur 4-1.



Figur 4-1: Reinvesteringstidspunkt ved endt teknisk levetid for ledninger i Sørnettet. De ledningene som har reinvesteringstidspunkt utenfor analyseperioden, er ikke tatt med her.

I nullalternativet vil vi ikke oppfylle tilknytningsplikten

Nullalternativet kan være vanskelig å utforme på en måte som gjør det valgbart i praksis. En vanlig utfordring er å opprettholde tilknytningsplikten og samtidig ivareta prinsipper for driftsmessig forsvarlig nettilknytning. Ved forbruksvekst over tid gir ikke nødvendigvis tiltakene i nullalternativet nok kapasitet til å fortsette en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk. Det kan da være behov for større netttiltak som øker kapasiteten i nettet, slik at tilknytningsplikten ikke brytes og det opprettholdes en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk.

Nullalternativet for denne konseptvalgutredningen innebærer reinvestering av dagens nett ved utgått teknisk levetid for komponenter og er derfor et teoretisk nullalternativ. Reinvesteringen kan potensielt innebære at det installeres ledninger med større tverrsnitt, men i utgangspunktet vil ikke nullalternativet gi økt kapasitet og vi vil derfor bryte tilknytningsplikten ved å gå videre med nullalternativet. Det vil likevel tas med videre som en referanse øvrige alternativer sammenlignes med.

4.2 Minimumsalternativet er et alternativ bestående av flere mindre tiltak

Som en innledende del av mulighetsstudien har vi undersøkt om det er aktuelt med kapasitetsøkende tiltak som ikke innebærer netttiltak. Det er mulig å redusere behov for overføringskapasitet i nettet ved å redusere forbruket, øke kraftproduksjonen, øke tilgjengeligheten av andre energikilder eller bruke vernløsning i nettet. Vår vurdering er at ingen av disse alternativene til nett vil løse

kapasitetsutfordringene alene og er derfor ikke egnet som egne konsept. Vi tar likevel med oss vernløsning som en del av minimumsalternativet. En utdypende beskrivelse av vurderingene av alternativer til nett gjengis i vedlegg V4.

Videre har vi vurdert om det er mulig å gjennomføre mindre tiltak i nettet. Generelt vil utbygging av nett ha lange ledetider og være svært kostnadsdrivende. Ved behov for økt kapasitet raskere, kan det være mulig å gjennomføre mindre tiltak som bidrar til å utnytte eksisterende nett på en mer effektiv måte og som dermed gir økt kapasitet. En utdyping av vurderingene av disse tiltakene gis i vedlegg V4.

Ingen av de mindre tiltakene vil kunne bidra til å bøte på kapasitetsutfordringene alene, men de vil bidra til å gi noe økt kapasitet. Tiltakene inkluderer: temperaturoppgraderinger, forbedre kapasiteten på strømtransformatorer, reaktiv kompensering og dublering av enkelte ledninger.¹³ Disse tas med videre i et minimumsalternativ. Minimumsalternativet er en utvidelse av nullalternativet, der vi i tillegg til å reinvestere dagens nett ved utgått teknisk levetid, gjennomfører disse mindre nettiltakene som vil gi økt kapasiteten.

Dublering av enkelte ledninger er ikke nødvendigvis et lite tiltak, men i dette tilfelle handler det om en relativt sett kort dublering (6 km hvorav 4 luftlinje), hvor kabeldelen av prosjektet allerede er startet opp. Tiltaket vil gi økt nytte ved at kapasiteten over Ytre snitt økes.

Tiltakene som gjennomføres i minimumsalternativet er listet opp i Tabell 4-1 og Tabell 4-2. Reinvestering i eksisterende nett er ikke tatt med i listen, de er listet opp i Figur 4-1. Vi skiller mellom tiltak for Vestsnittet og Ytre snitt.

Tiltakene i minimumsalternativet vil gjennomføres i alle konseptene også.

Tabell 4-1: Nettiltak som vil bidra til økt kapasitet vest for Vestsnittet

Tiltak	Hvor
Temperaturoppgradering	Ballangen-Kanstadbotn Kvandal-Kvitnes Kvitnes-Kilbotn Hinnøy-Kanstadbotn
Strømtransformatorer	Kvandal Kvitnes Kilbotn
Reaktiv kompensering	Kondensatorbatteri Hinnøy

Tabell 4-2: Nettiltak som vil bidra til økt kapasitet vest for Ytre snitt

Tiltak	Hvor
--------	------

¹³ Temperaturoppgradering av kraftledninger vil si at vi øker maksimale driftstemperaturen ledningen kan tåle. Det betyr at vi øker kapasiteten i ledningen uten å måtte bygge en ny. Temperaturoppgradering innebærer å heve ledningen eller senke terrenget under ledningen

Temperaturoppgradering	Hinnøy-Sortland Melbu-Kvitfossen Sortland-Stokmarknes Stokmarknes-Melbu
Strømtransformatorer	Sortland Melbu
Dublere enkelte ledningsstrekninger	Sortland-Hinnøy

I tillegg til de overnevnte tiltakene vil vi også benytte vernløsning med nettsplitt i deler av nettet. Dette er beskrevet i vedlegg V3.

Minimumsalternativet vil ikke tillate en lastøkning lik middelsscenarioet

Netttiltakene vil gi en N-1 kapasitet vest for Vestsnittet på omkring 400 MW og omkring 200 MW vest for Ytre snitt. Dette vil gi økt kapasitet sammenlignet med nullalternativet, men det vil ikke gi nok kapasitet i intakt nett til å oppfylle middelsscenarioet med N-1 forsyningssikkerhet, og noe forbruk vil dermed bli avvist.

Gitt vernløsning med nettsplitt reduserer vi behovet for å drifte nettet radielt

Tiltakene i Tabell 4-1 og Tabell 4-2, kombinert med vernløsning med nettsplitt, gjør at Sørnettet i større grad kan driftes samlet. Dette vil redusere problemene med radiell drift.

Dette innebærer en forbedring av forsynings- og driftssikkerheten relativt til nullalternativet.

Tiltakene har ingen store kostnadsdrivere

Ettersom dette alternativet ikke innebærer store, nye nettutbygginger, vil det ikke ha innebære svært høye investeringer. Det er i hovedsak dublering av Hinnøy-Sortland som driver kostnadene, et tiltak som innebærer både nybygg ledning, nybygg kabel og nybygg på stasjon. Temperaturoppgraderinger og tiltak knyttet til strømtransformatorer utgjør relativt sett små kostnader.

Det vil være lite påvirkning på natur og miljø i minimumsalternativet

Tiltakene i minimumsalternativet vil i utgangspunktet ha liten påvirkning på natur og miljø. Omfanget av temperaturoppgraderingene er usikkert. Det vil antageligvis være behov for begrenset hogst i terrenget under eksisterende linjer, men det vil mest sannsynlig ikke være av betydelig påvirkning på naturen. Dublering Sortland-Hinnøy vil ha noe mer påvirkning på natur og miljø, men det avhenger av konseptvalg som enda ikke er tatt.

God fleksibilitet for stegvis utbygging

Tiltakene er relativt små sammenlignet med omfattende nettutbyggingstiltak. Ledetiden for tiltakene er derfor kort, og det er fleksibilitet for å gjennomføre tiltakene stegvis.

4.3 Vi har vurdert ulike nettkonsepter med 132 kV og 420 kV

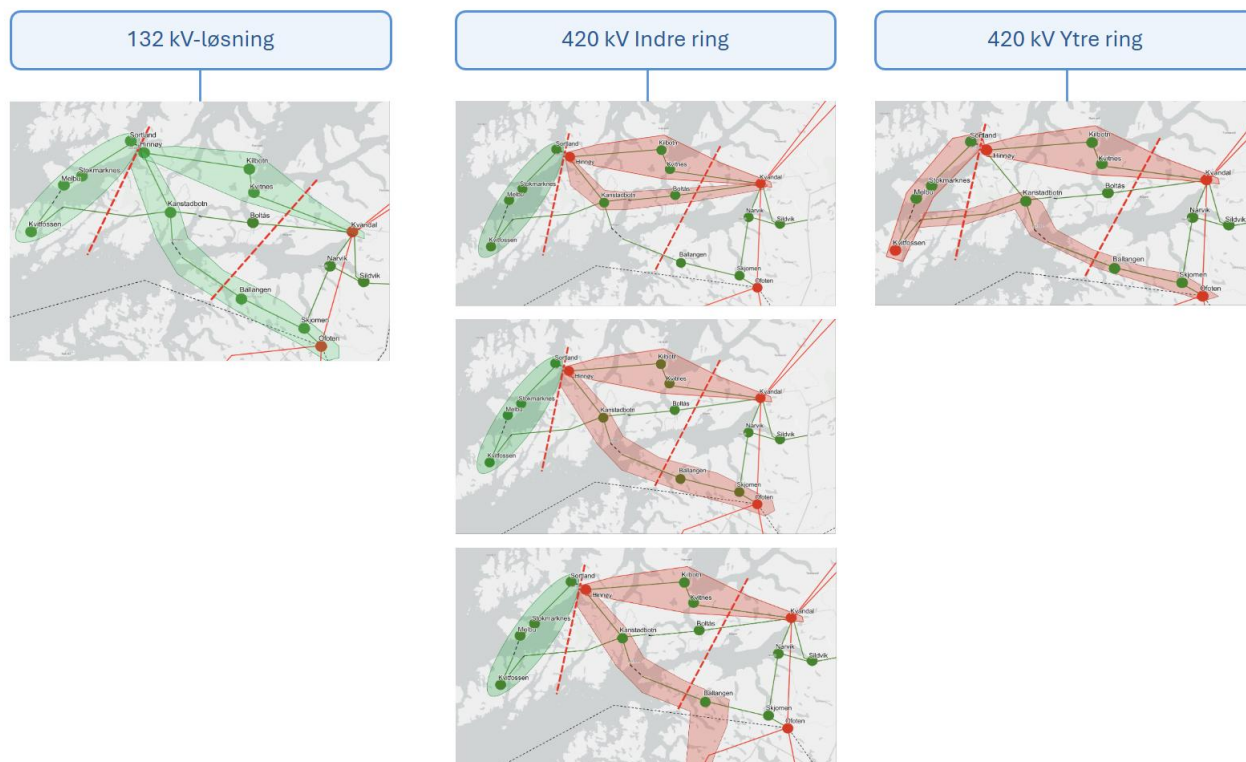
I de neste delkapitlene beskriver vi hvilke nettkonsepter vi har vurdert.

Konseptene er delt inn i to hovedgrupper – en 132 kV-løsning og en kombinasjon av 420 kV og 132 kV

I vurderingen av mulige konsepter har vi vurdert at det er to hovedgrupper – 132 kV-løsning og 420 kV-løsning (Figur 4-2). Begge løsningene innebærer dublering av flere ledninger som til slutt vil ende opp

som en ny "ring", enten på 132 kV-nivå eller 420 kV-nivå. Det er mulig å skissere flere ulike varianter av en 420 kV-løsning, altså at tiltak kan kombineres på ulike måter, slik at det hypotetisk sett er mulig å definere mange ulike konsepter. Faktorene som varierer, er:

- Antall stasjoner og plassering av stasjoner
- Slutføring av ringen (Kvandal, Ofoten eller Kobbvatnet)



Figur 4-2: Utbyggingskonseptene som er vurdert. Grønt område definerer korridorene det vil bygges nye 132 kV-ledninger og rødt område definerer hvor det vil bygges nye 420 kV-ledninger.

Vi definerer to forskjellige konsepter med 420 kV-løsning; indre ring og ytre ring. Ytre ring defineres ved at vi bygger 420 kV utenfor Ytre snitt. For konseptet med en 420 kV indre ring definerer vi tre varianter, som har tre ulike innmatingspunkter. De ulike konseptene blir da:

- Konsept A: Forsterket 132 kV-nett
- Konsept B1: 420 kV Indre ring Kvandal – Hinnøy Kvandal
- Konsept B2: 420 kV Indre ring Kvandal – Hinnøy – Ofoten
- Konsept B3: 420 kV Indre ring Kvandal – Hinnøy – Kobbvatnet (via Kanstadbotn)
- Konsept C: 420 kV Ytre ring Kvandal – Hinnøy – Kvitfossen - Ofoten¹⁴

Både konsept B og C inkluderer en ny 420 kV-stasjon i Hinnøy. Hinnøy stasjon er et knutepunkt i Sørnettet, med god forsyningssikkerhet og fleksibilitet knyttet til drift. Det er også den stasjonsplasseringen som gir færrest nettmessige utfordringer og som er best plassert med tanke på hvor vi forventer forbruksøkning. Dette er grunnen til at vi plasserer 420 kV-stasjonen i Hinnøy. Konsept C inkluderer i tillegg en 420 kV-stasjon utenfor Ytre snitt, som plasseres i Kvitfossen. Hovedforskjellene mellom de tre variantene av konsept B med ulike innmatingspunkt er at konsept B1

¹⁴ Konsept C kan i teorien også ha innmatingspunkt i Kvandal eller Kobbvatnet, i stedet for Ofoten, men vi har ikke definert ulike varianter av konseptet med disse innmatingspunktene, for å forenkle analysen.

Kvandal-Hinnøy-Kvandal forsterker Sørnettet i nord, mens konsept B2 Kvandal-Hinnøy-Ofoten og B3 Kvandal-Hinnøy-Kobbvatnet forsterker både i nord og sør. Konseptene, og hvilke steg de består av, er oppsummert i tabellen under.

Som beskrevet i Behovsanalysen (2.2), er Sørnettet et spolejordet nett og dette bidrar til å komplisere driften ved økt last. Vi forutsetter derfor at nettet direktejordes i alle konseptene. Det vil være mulig å drifte nettet spolejordet med de første to tiltakene, men det vil være svært krevende. Ved steg tre må nettet direktejordes fordi dublering over fjorden fra Melbu til Kvitfossen skaper for mye ladeytelse i nettet til at det kan driftes spolejordet.

Tabell 4-3 oppsummerer hvordan utbyggingskonseptene kan bygges ut stegvis.

Tabell 4-3: Oppsummering av steg i utbyggingskonseptene

Steg	Tidspunkt for gjennomføring	Konsept A: Forsterket 132 kV-nett	Konsept B1: 420 kV Indre ring Kvandal – Hinnøy – Kvandal	Konsept B2: 420 kV Indre ring Kvandal – Hinnøy – Ofoten	Konsept B3: 420 kV Indre ring Kvandal – Hinnøy – Kobbvatnet	Konsept C: 420 kV Ytre ring Kvandal – Hinnøy – Kvitfossen – Ofoten
1	2030	Gjennomføre tiltakene i minimumsalternativet				
2	2032	Ny (dublert) 132 kV-ledning Kvandal – Hinnøy, inkludert trafo i Kvandal stasjon (T3)	Bygge ny 420 kV-ledning Kvandal – Hinnøy som driftes på 132 kV, inkludert trafo i Kvandal stasjon (T3)			Bygge ny 420 kV-ledning Kvandal – Hinnøy og 420 kV Hinnøy stasjon
3	2034	Ny (dublert) 132 kV-ledning Sortland – Stokmarknes – Melbu – Kvitfossen, inkludert Hinnøy - Sortland kabel 3 og direktejorde alt 132 kV-nett				Ny 420 kV-ledning Hinnøy – Kvitfossen og 420 kV Kvitfossen stasjon
4	2036	Ny (dublert) 132 kV-ledning Ofoten – Kanstadbotn	Ny 420 kV-ledning Kvandal – Kanstadbotn	Ny 420 kV-ledning Ofoten – Ballangen – Kanstadbotn	Ny 420 kV-ledning Kobbvatnet – Hinnøy og 420 kV stasjon i Hinnøy	Ny 420 kV-ledning Kvitfossen - Ofoten

5	2038	Ny (dublert) 132 kV- ledning Kanstadbotn – Hinnøy	Ny 420 kV-ledning Hinnøy – Kanstadbotn og 420 kV stasjon i Hinnøy		
---	------	---	---	--	--

Felles for alle konseptene, er at steg 1 innebærer å gjøre tiltakene i minimumsalternativet. De ulike konseptene bidrar med forskjellig kapasitetsøkning, og på forskjellige tidspunkter. Tabell 4-4 oppsummerer kapasitetsøkningene i konseptene, og hvorvidt konseptene bidrar til å nå lav-, middel-, og høyscenarioet (totalt).

Tabell 4-4: Oppsummering av konseptene og hvorvidt de oppfyller de ulike scenarioene

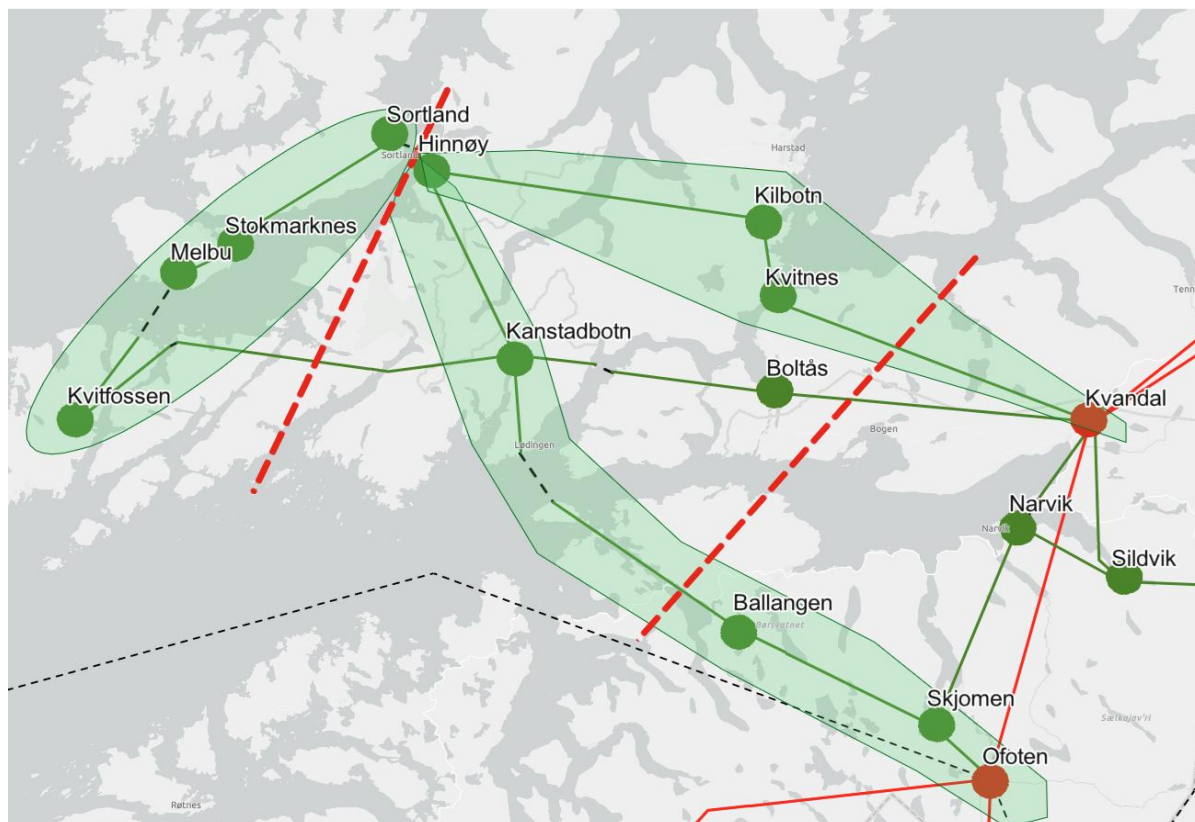
	Kapasitets- økning (N-1)	Dagens kapasitet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2	Konsept B3	Konsept C
	Kapasitet vest for Vestsnittet	380 MW	400 MW	750 MW	1100 MW	1100 MW	1100 MW	1100 MW
	Kapasitet utenfor Ytre snitt	180 MW	200 MW	380 MW	550 MW	550 MW	550 MW	630 MW
Lavscenariet	Vest for Vestsnittet (520 MW)	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Utenfor Ytre snitt (300 MW)	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Middelscenariet	Vest for Vestsnittet (750 MW)	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja
	Utenfor Ytre snitt (400 MW)	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja
Høyscenariet	Vest for Vestsnittet (110 MW)	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja
	Utenfor Ytre snitt (500 MW)	Nei	Nei	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja

I de neste kapitlene beskriver vi de ulike konseptene nærmere.

4.4 Konsept A – forsterket 132 kV -nett

Konsept A innebærer å forsterke eksisterende 132 kV nett. I tillegg til tiltakene i minimumsalternativet innebærer konseptet å bygge en ny 132 kV ledning Kvandal-Kilbotn-Hinnøy-Sortland, Ofoten-Kanstadbotn og Sortland – Kvitfossen, slik at det blir dublerede ledninger på disse strekningene. Konseptet innebærer også at det installeres ekstra trafoer i Kvandal.

Figur 4-3 illustrerer transmisjonsnettets etter gjennomførte tiltak i konsept A. De grønne områdene illustrerer korridorene der de nye 132 kV-ledningene vil bygges. Vi gjør ikke trasévurderinger på konseptnivå.



Figur 4-3: Illustrasjon av konsept A. Grønt område illustrerer korridoren der ny 132 kV-ledning vil bygges. Ny trasé vil legges i korridorene.

Konsept A vil gi en total kapasitet på rundt 760 MW vest for Vestsnittet og 420 MW over Ytre snitt.

Siden vi her kun bygger nye 132 kV-ledninger, er dette konseptet mindre omfattende enn 420 kV-løsningene, og har dermed lavere kostnader. Det bidrar imidlertid med en mindre økning i samlet kapasitet.

Videre beskrives hvordan konseptet kan bygges ut stegvis.

Steg 1: Tiltakene i minimumsalternativet vil øke kapasiteten til 400 MW over Vestsnittet

Steg 1 innebærer å gjennomføre alle tiltakene som beskrevet i minimumsalternativet. Dette inkluderer temperaturoppgraderinger av en rekke ledninger, nye strømtransformatorer, kondensatorbatteri, og ny dubleret ledning mellom Sortland – Hinnøy.

Som beskrevet tidligere, vil gjennomføring av tiltakene i minimumsalternativet bidra til bedre utnyttelse av dagens nett og øke kapasiteten over Vestsnitt til 400 MW og over Ytre snitt til 200 MW. I tillegg vil vi

kunne realisere disse tiltakene innen kort tid, slik at kapasitetsøkningen muliggjør økt forbruk innen kort tid.

Steg 2: Ny 132 kV-ledning over Vestsnittet øker kapasiteten til 560 MW

Steg 2 er todelt, og består av å oppgradere nettet nord i området gjennom å først bygge en dublert 132 kV-ledning fra Kvandal til Kilbotn, og deretter videre til Hinnøy. Dette vil forsterke nettet over Vestsnittet. I steg 2a som er å bygge Kvandal – Kilbotn får vi økt kapasitet, til 530 MW over Vestsnittet og 290 MW over Ytre snitt. Gjennom steg 2b som er å bygge Kilbotn-Hinnøy øker kapasiteten over Vestsnittet til 560 MW, mens det er ingen forskjell over Ytre snitt.

Steg 3: Forsterkning av 132 kV-nettet utenfor Ytre snitt fører til kapasitet over Ytre snitt på 320 MW

Etter at vi har forsterket og fått økt kapasitet over Vestsnittet, må vi også forsterke utenfor Ytre snitt. Steg 3 er å dublere Hinnøy-Kvitfossen med en 132 kV-ledning. Steget kan gjennomføres i to deler, der vi starter med å dublere Hinnøy-Stokmarknes (inkludert Hinnøy-Sortland kabel 3), og deretter videre til Kvitfossen. Den første delen vil bidra til økt overføringskapasitet over Vestsnittet til 570 MW, og over Ytre snitt til 310 MW. Den siste delen vil øke kapasiteten over Vestsnittet til 580 MW og over Ytre snitt til 320 MW.

Steg 4: Ytterligere forsterkning av 132 kV-nettet over Vestsnittet fører til kapasitet på 680 MW

Steg 4 er å bygge dublert 132 kV-ledning fra Ofoten til Kanstadbotn. Dette bidrar til ytterligere økt kapasitet over Vestsnittet, og forsterker dermed også over Ytre snitt. I konsept A får vi da forsterket nettet over Vestsnittet ved at vi øker antall 132 kV-ledninger fra tre til fem ledninger. Kapasiteten over Vestsnittet vil da være omtrent 680 MW, hvor av kapasiteten over Ytre snitt blir omtrent 360 MW.

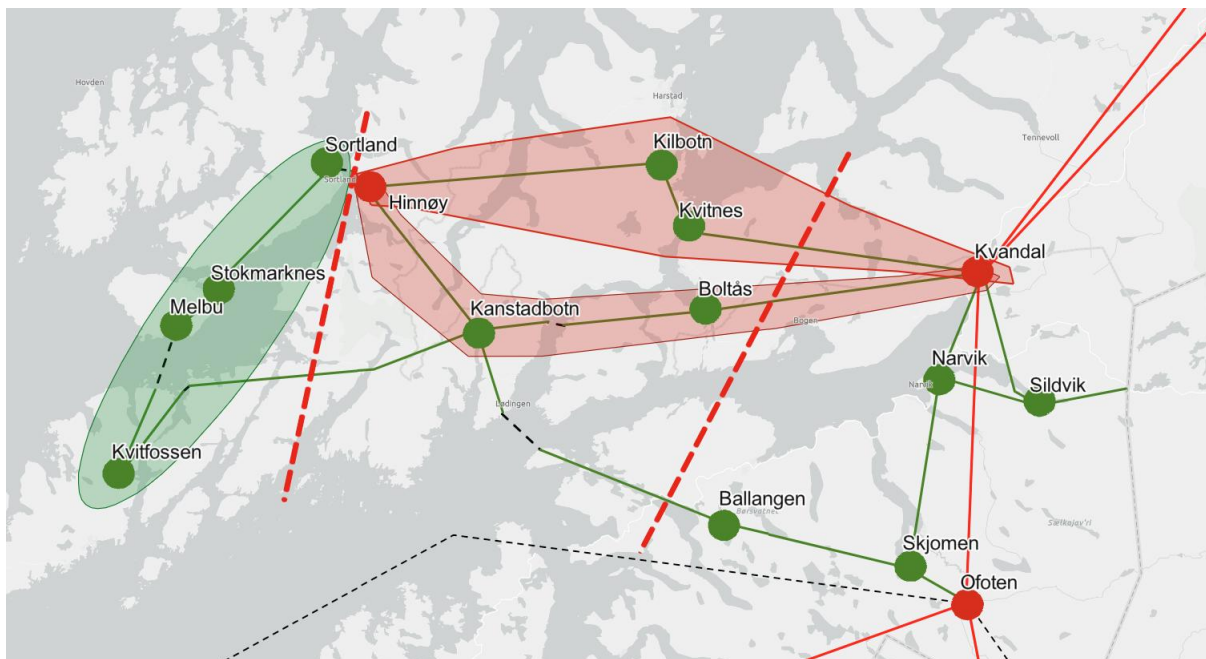
Steg 5: 132 kV-ledning Kanstadbotn - Hinnøy gir samlet økt kapasitet på 760 MW over Vestsnittet og 420 MW over Ytre snitt

Det siste steget er å bygge 132 kV-ledning fra Kanstadbotn til Hinnøy, og dermed fullføre 132 kV-ringen. I tillegg bygger vi kabel 3 over Hinnøy – Sortland. Etter dette steget oppnår vi en kapasitet på 760 MW over Vestsnittet og 420 MW over Ytre snitt.

4.5 Konsept B1 - 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Kvandal

Konsept B1 innebærer en indre 420 kV ring fra Kvandal til Hinnøy og deretter tilbake til Kvandal, gjennom Kanstadbotn. Konseptet inkluderer en oppgradering av Hinnøy stasjon fra 132 til 420 kV med økt transformeringskapasitet. I tillegg innebærer konseptet en dublert 132 kV-ledning fra Sortland til Kvitfossen, og alle tiltakene i minimumsalternativet.

Figur 4-4 illustrerer transmisjonsnettet etter gjennomførte tiltak i konsept B1. De grønne områdene illustrerer korridorene der de nye 132 kV-ledningene vil bygges og de røde områdene illustrerer der de nye 420 kV-ledningene vil bygges. En konseptvalgutredning skal ikke gjøre trasévurderinger.



Figur 4-4: Illustrerer konsept B1. Grønn korridor er ny 132 kV-ledning og rød korridor er ny 420 kV ledning.

Samlet vil konsept B1 bidra til økt kapasitet over Vestsnittet på 1100 MW, og økt kapasitet over Ytre snitt på 550 MW. Dette er tilstrekkelig for å løse middelscenariet. Når vi når middelscenariet, vil vi også få økt forsyningssikkerhet, ettersom det er mulig å tilknytte mer forbruk med N-1 forsyningssikkerhet. Videre beskriver vi hvordan konsept B1 kan bygges ut stegvis.

Steg 1: Tiltakene i minimumsalternativet vil øke kapasiteten til 400 MW over Vestsnittet

Steg 1 vil være det samme som i konsept A, altså å gjennomføre alle tiltakene som beskrevet i minimumsalternativet. Dette øker kapasiteten til 400 MW over Vestsnittet og 200 MW over Ytre snitt.

Steg 2: 420 kV ledning over Vestsnittet, som driftes som 132 kV, vil øke kapasiteten til 590 MW

Den største begrensningen i dagens nett er nord i området, og det verste utfallet i dagens nett er utfall av ledningen Kvandal – Kvitnes. Vi starter derfor i Kvandal og bygger vestover slik at vi forsterker denne strekningen først. I tillegg viser beregninger av kapasitetsøkninger at å bygge Ofoten – Kanstadbotn først, ikke vil gi samme økning i kapasitet, verken over Vestsnittet eller Ytre snitt, og det vil innebære et lengre ledningsspenn, og dermed være dyrere.

Steg 2 innebærer derfor å bygge en ny 420 kV-ledning mellom Kvandal og Hinnøy, som driftes på 132 kV. Steget inkluderer også å bygge flere transformatorer i Kvandal stasjon. Vi deler steget i to, hvorav steg 2a innebærer å bygge ledning fra Kvandal til Kilbotn, mens steg 2b innebærer å bygge ledning fra Kilbotn til Hinnøy.

Steg 2a fører til økt kapasitet over Vestsnittet på 550 MW og over Ytre snitt på 290 MW. Steg 2b fører til økt kapasitet over Vestsnittet på 590 MW og ingen endring i kapasiteten over Ytre snitt. I tillegg til at dette er avgjørende for å få økt kapasitet over Vestsnittet, vil det i tillegg tilrettelegge for nytt forbruk rundt Hinnøy-området.

En ny 420 kV-ledning fra Kvandal til Hinnøy som driftes på 132 kV, kan være hensiktsmessig dersom det ikke viser seg å være behov for å drifte på 420 kV for å få nok kapasitet til å dekke forbruksforespørlene med en gang. Det vil ikke være mulig å drifte på 420 kV før steg 5 er gjennomført.

Steg 3: Forsterkning av 132 kV-nettet over Ytre snitt fører til økt kapasitet over Ytre snitt til 340 MW

Steg 3 er en ny 132 kV-ledning fra Sortland til Kvitfossen, for å forsterke Ytre snitt, tilsvarende som i konsept A. Vi starter med å bygge Sortland-Stokmarknes, som fører til økt kapasitet over Vestsnittet på 600 MW og 330 MW over Ytre snitt. Deretter bygger vi videre fra Stokmarknes til Kvitfossen, som øker kapasiteten over Vestsnittet til 620 MW og over Ytre snitt til 340 MW. Steget inkluderer også å direktejorde dagens nett.

Steg 4: Ytterligere 420 kV-ledning over Vestsnittet fører til økt kapasitet på 700 MW

Steg 4 er å bygge en ny 420 kV-ledning fra Kvandal til Kanstadbotn. Denne ledningen bygges på 420 kV, men driftes på 132 kV. Den kan ikke driftes på 420 kV, før steg 5 er fullført. Dette steget fører til kapasitet over Vestsnittet på 700 MW, og over Ytre snitt på 400 MW.

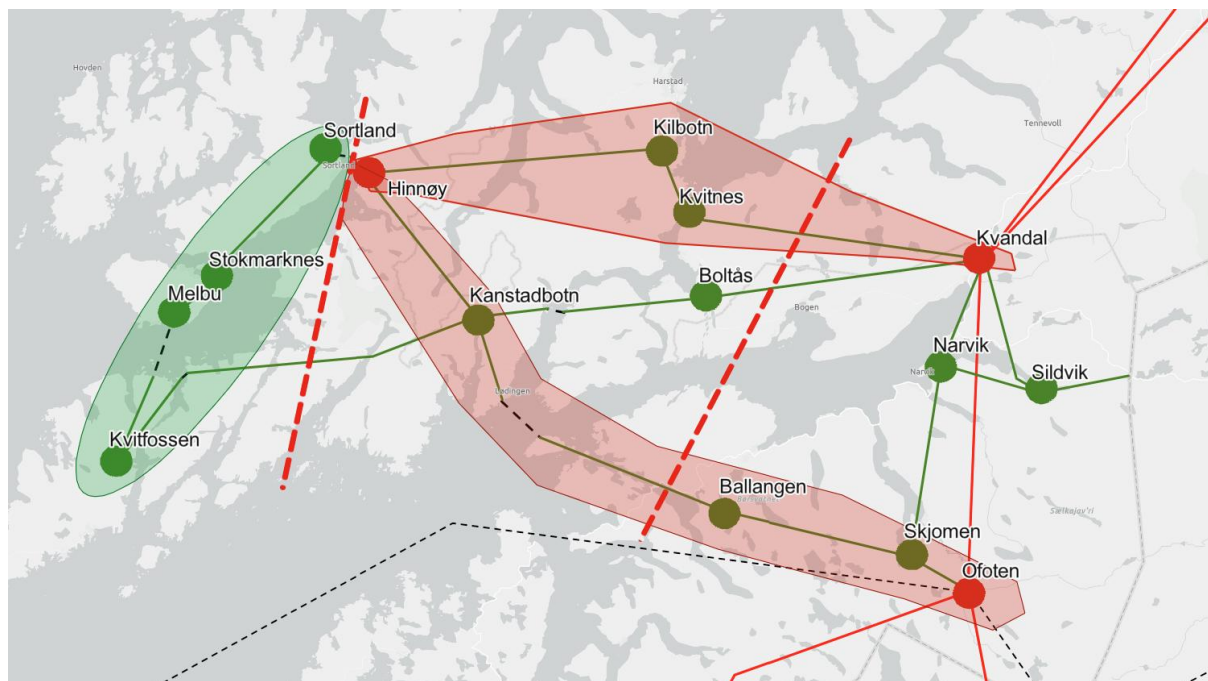
Steg 5: Fullføring av 420 kV-ringen øker kapasiteten til 1100 MW over Vestsnittet og 550 MW over Ytre snitt

Vi vil deretter bygge 420 kV-ledningen videre fra Kanstadbotn til Hinnøy, for å fullføre 420 kV-ringen. Dette inkluderer også å bygge kabel 3 fra Hinnøy til Sortland. For at denne 420 kV-ringen skal kunne driftes på 420 kV, må Hinnøy stasjon oppgraderes ettersom dagens stasjon ikke er tilrettelagt for innmating på 420 kV. Når hele 420 kV-ringen er bygget og driftes på 420 kV, vil vi få økt kapasitet over Vestsnittet til 1100 MW og økt kapasitet over Ytre snitt til 550 MW.

4.6 Konsept B2 – 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Ofoten

Konsept B2 innebærer en indre 420 kV-ring fra Kvandal til Hinnøy, med stasjon i Hinnøy, og deretter videre til Ofoten. Det innebærer også en dublering av 132 kV-nettet utenfor Ytre snitt. Konseptet er altså relativt likt som B1, men forskjellen er at innmatingspunktet er i Ofoten.

Figur 4-5 illustrerer transmisjonsnettet etter gjennomførte tiltak i konsept B2. De grønne områdene illustrerer korridorene der de nye 132 kV-ledningene vil bygges og de røde områdene illustrerer der de nye 420 kV-ledningene vil bygges. En konseptvalgutredning skal ikke gjøre trasévurderinger.



Figur 4-5: Illustrerer konsept B2. Grønn korridor er ny 132 kV-ledning og rød korridor er ny 420 kV ledning.

Det er ingen forskjell i konsept B1 og B2 når det gjelder kapasitetsøkning. Konsept B2 vil, i likhet med konsept B1, føre til økt kapasitet over Vestsnittet til 1100 MW, og økt kapasitet over Ytre snitt til 550 MW. Fordi vi får økt kapasitet som dekker forbruksforespørselene, vil vi få økt forsyningssikkerhet, ettersom alt forbruk kan tilknyttes med N-1 forsyningssikkerhet. Det som skiller konseptene, er hvor 420 kV ringen sluttføres. I konsept B1 sluttføres ringen i Kvandal, mens den i konsept B2 sluttføres i Ofoten. Dette gir en forskjell i robusthet i nettet. I dag kan det være krevende å koble ut Ofoten-Kvandal for vedlikehold. Hvis det skulle oppstå en større hendelse i Kvandal, vil det være svært begrenset kapasitet over Ofoten-Ballangen. Det gir dermed bedre robusthet i nettet ved å sluttføre ringen i Ofoten enn Kvandal.

Videre beskriver vi hvordan konsept B2 kan bygges ut stegvis.

Steg 1: Tiltakene i minimumsalternativet vil gi økt kapasitet på 400 MW over Vestsnittet

Som nevnt, er steg 1 det samme som i konsept B1, altså å gjennomføre tiltakene i minimumsalternativet. Dette øker kapasiteten til 400 MW over Vestsnittet og 200 MW over Ytre snitt.

Steg 2: 420 kV ledning over Vestsnittet vil øke kapasiteten til 590 MW

Steg 2 er også det samme som i konsept B1, å bygge en ny 420 kV-ledning først mellom Kvandal og Kilbotn, og deretter mellom Kilbotn og Hinnøy, som driftes på 132 kV, med flere trafoer i Kvandal stasjon. Steg 2a og 2b gir samlet økt kapasitet på 590 MW over Vestsnittet og 290 MW over Ytre snitt.

Steg 3: Forsterkning av 132 kV-nettet utenfor Ytre snitt fører til økt kapasitet over Ytre snitt til 340 MW

Steg 3 er også samme som i konsept B1, og innebærer ny 132 kV-ledning fra Sortland til Stokmarknes, og videre til Kvitfossen, samt direktejording av dagens nett. Dette vil bidra til økt overføringskapasitet over Vestsnittet til 620 MW og over Ytre snitt til 340 MW.

Steg 4: 420 kV ledning fra Ofoten til Kanstadbotn gir økt kapasitet over Vestsnittet på 700 MW

Det neste steg å bygge ny 420 kV-ledning fra Ofoten til Kanstadbotn. I likhet med 420 kV-ledningen vi bygger i steg 2, driftes denne også på 132 kV inntil videre. Dette steget øker kapasiteten over Vestsnittet til 700 MW, og over Ytre snitt til 400 MW (altså samme som i konsept B1 der vi i stedet bygger Kvandal – Kanstadbotn). Ledningen kan ikke driftes på 420 kV før steg 5 også er fullført.

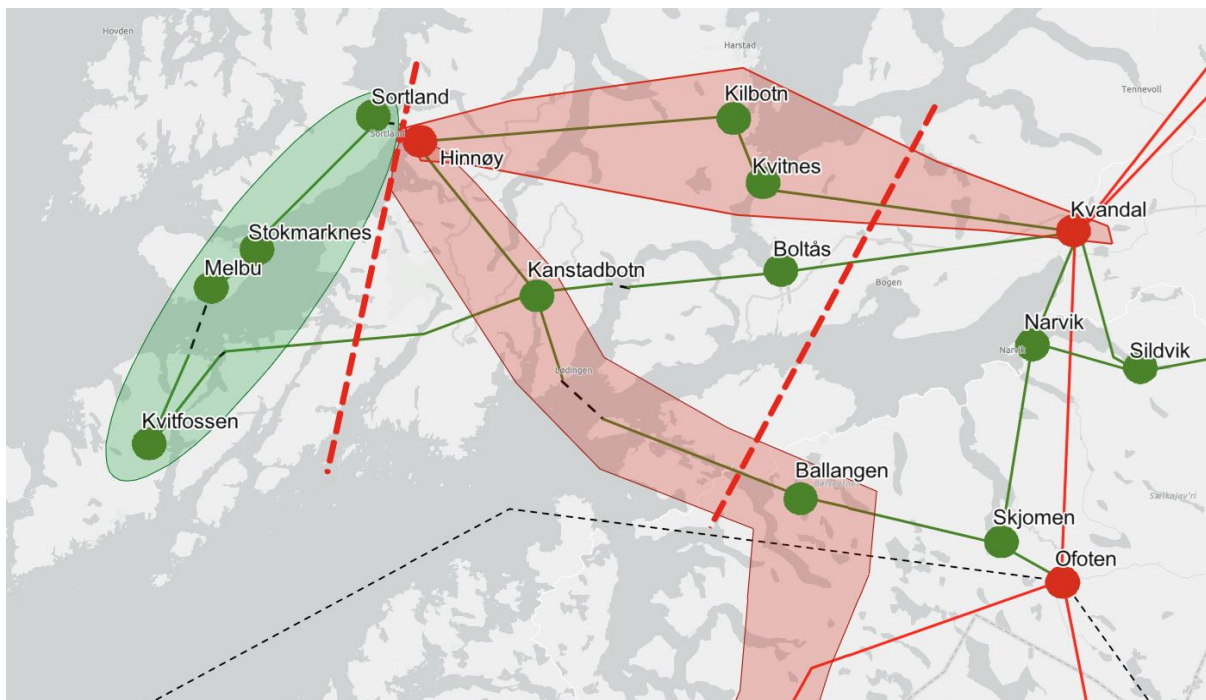
Steg 5: Fullføring av 420 kV-ringen gir samlet økt kapasitet på 1100 MW over Vestsnittet og 550 MW over Ytre snitt

Det siste steget er å bygge 420 kV-ledning fra Kanstadbotn til Hinnøy, ny 420 kV-stasjon i Hinnøy, og kabel mellom Sortland og Hinnøy. Vi fullfører dermed 420 kV-ringen. Dette steget er tilsvarende siste steg i konsept B1. Når hele 420 kV-ringen er bygget og driftes på 420 kV, vil vi oppnå samme kapasitet som i konsept B1, altså 1100 MW over Vestsnittet og 550 MW over ytre snitt.

4.7 Konsept B3 – 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Kobbvatnet

Konseptet B3 består av en indre 420 kV-ring fra Kvandal til Kobbvatnet. Konseptet består av mange av de samme stegene som konsept B1 og B2, men med ulikt innmatingspunkt. Steg 4 er derfor annerledes. I likhet med konsept B1 og B2, innebærer konsept B3 også en dublering av 132 kV-nettet utenfor Ytre snitt.

Figur 4-6 illustrerer transmisjonsnettet etter tiltak i konsept B3.



Figur 4-6: Illustrerer konsept B3. Grønn korridor er ny 132 kV-ledning og rød korridor er ny 420 kV ledning.

Det er også ingen forskjell fra konsept B3 og konsept B1 og B2 når det gjelder kapasitetsøkning, ettersom valg av innmatingspunkt ikke påvirker kapasiteten over Vestsnittet. Det vil altså bli økt kapasitet på 1100 MW over Vestsnittet, og 550 MW over Ytre snitt. Konsept B3 skiller seg imidlertid fra konsept B1 og B2 ved at det ikke er mulig å bygge 420 kV-ledninger og drifte dem på 132 kV. Dette innebærer at vi i konsept B3 må drifte ledningene på 420 kV med en gang, og at valget om å bygge Hinnøy stasjon til 420 kV dermed ikke kan utsettes slik at vi kan se an behovet. Videre beskriver vi hvordan konsept B3 kan bygges ut stegvis.

Steg 1: Tiltakene i minimumsalternativet vil gi økt kapasitet på 400 MW over Vestsnittet

I likhet med i de andre konseptene, vil gjennomføring av tiltakene i minimumsalternativet føre til økt kapasitet på 400 MW over Vestsnittet og 200 MW over Ytre snitt.

Steg 2: 420 kV ledning over Vestsnittet vil øke kapasiteten til 590 MW

Steg 2 er også likt som i konsept B1 og B2, og innebærer å bygge en ny 420 kV-ledning mellom Kvandal og Hinnøy (hvorav vi starter med Kvandal – Kilbotn, og deretter Kilbotn – Hinnøy, slik som i de andre konseptene). I dette steget kan ledningen driftes som 132 kV, med flere trafoer i Kvandal stasjon. Dette gir økt kapasitet på 590 MW over Vestsnittet, og 290 MW over Ytre snitt.

Steg 3: Forsterkning av 132 kV-nettet utenfor Ytre snitt fører til økt kapasitet over Ytre snitt på 340 MW

Steg 3 er også likt som i konsept B1 og B2, og innebærer ny 132 kV-ledning fra Sortland til Stokmarknes, og videre til Kvitfossen, samt direktejording av dagens nett. Dette vil bidra til økt overføringskapasitet over Vestsnittet på 620 MW, og 340 MW over Ytre snitt.

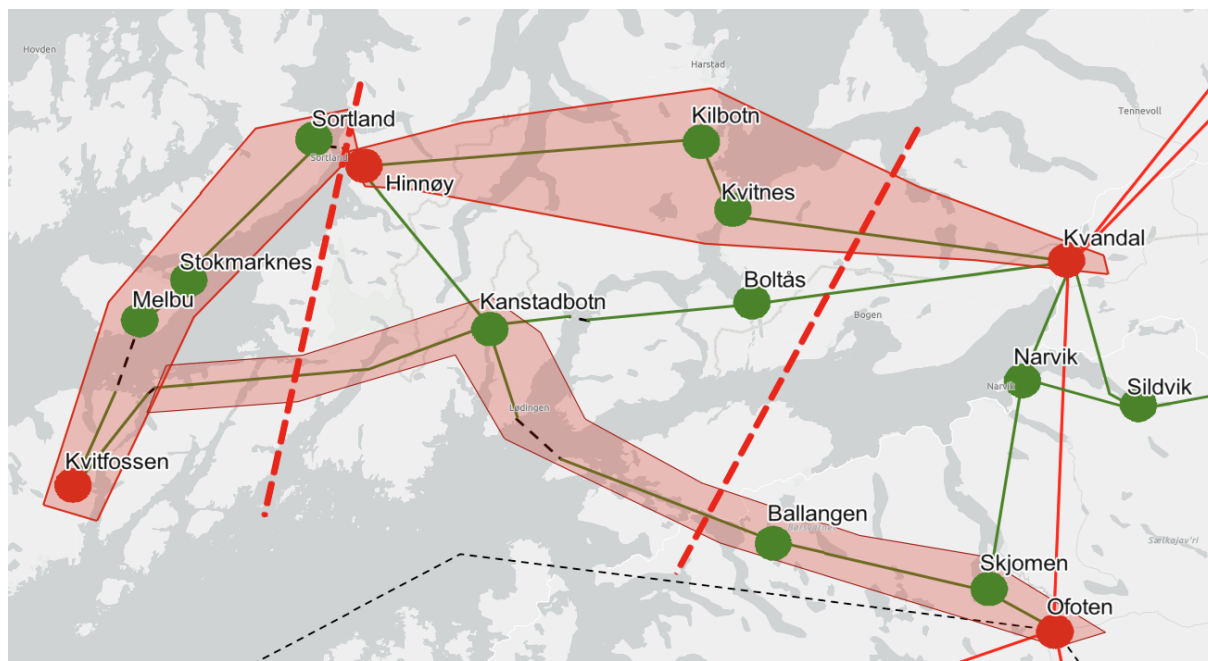
Steg 4: 420 kV ledning fra Kobbvatnet til Hinnøy gir økt kapasitet over Vestsnittet på 1100 MW

Steg 4 innebærer å bygge ny 420 kV-ledning fra Kobbvatnet til Hinnøy, og Hinnøy – Sortland 3. Denne ledningen kan ikke driftes på 132 kV, på grunn av lengden på ledningsspennet. Derfor innebærer steg 4 også at det bygges en 420 kV stasjon i Hinnøy. Dette steget vil fullføre 420 kV-ringet og bidra med økt kapasiteten over Vestsnittet til 1100 MW og 550 MW over Ytre snitt.

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.

Som nevnt kan dette konseptet også bygges med innmatingspunkt i både Kvandal og Kobbvatnet, slik som i konsept B, men vi beskriver her kun varianten med innmatingspunkt i Ofoten, for å forenkle analysen. Valg av innmatingspunkt vil ikke ha noen system- eller kapasitetsmessige konsekvenser. Videre beskriver vi hvordan konseptet kan bygges ut stegvis.

Steg 1: Tiltakene i minimumsalternativet vil gi økt kapasitet på 400 MW over Vestsnittet

Som i alle de andre konseptene, innebærer steg 1 å gjennomføre tiltakene i minimumsalternativet. Dette øker kapasiteten over Vestsnittet til 400 MW og over Ytre snitt til 200 MW.

Steg 2: 420 kV ledning over Vestsnittet vil øke kapasiteten til 590 MW

Steg 2 er det samme som i konsept B, og innebærer å bygge en ny 420 kV-ledning mellom Kvandal og Hinnøy, som driftes på 132 kV. Dette steget gir økt kapasitet på 590 MW over Vestsnittet, og 290 MW over Ytre snitt.

Steg 3: 420 kV-ledning over Ytre snitt fører til økt kapasitet over Ytre snitt på 340 MW

Steg 3 er å bygge 420 kV-ledningen fra Hinnøy videre til Kvitfossen. Denne ledningen kan også driftes på 132 kV. Dette vil bidra til økt overføringskapasitet over Vestsnittet på 620 MW og over Ytre snitt på 340 MW.

Steg 4: 420 kV ledning fra Ofoten til Kvitfossen gir økt kapasitet på 1100 MW over Vestsnittet og 630 MW over Ytre snitt

Det siste steget er å bygge 420 kV-ledningen videre fra Kvitfossen til Ofoten, og gjøre nettet i stand til å kunne driftes på 420 kV. Det må da bygges ny stasjon i Hinnøy og Kvitfossen. Dette steget øker kapasiteten over Vestsnittet til 1100 MW, og til 630 MW over Ytre snitt. Det er altså samme totale kapasitet over Vestsnittet, som i konsept B, mens det er økning i kapasiteten over Ytre snitt.

4.9 Vi tar med konsept A, B1 og B2 til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet og minimumsalternativet

Konseptene er utformet for å løse behovet beskrevet i behovsanalysen, og de vurderes opp mot vurderingskriteriene beskrevet i kapittel 3.5. Kriteriene er med på å danne mulighetsrommet av aktuelle konsepter. I vurderingen har vi vektlagt i hvilken grad konseptene bidrar til kapasitetsøkning og økt forsyningssikkerhet, samfunnsøkonomisk rasjonalitet, muligheter for stegvis utbygging (for å hensynta usikkerhet i forbruksveksten), og hensyn til natur og miljø. Vi vurderer konseptene opp mot kriteriene, og sammenligner med nullalternativet. Basert på dette forkaster vi de åpenbart svakere konseptene, og vurderer hvilke resterende konsepter som tas med videre til alternativanalysen. Konseptene som tas med til alternativanalysen må være teknisk, politisk, miljømessige og finansielt forsvarlige. Det har også blitt vurdert alternativer til nett og andre mindre nettiltak. Disse er beskrevet i V3. Alternativer til nett vil ikke bidra med særlig kapasitetsøkning, og vil derfor ikke løse behovene. Vi forkaster disse alternativene.

Tabell 4-5 under viser en oppsummering av vurderingene av konseptene opp mot kriteriene, sammenlignet med nullalternativet. Vurderingene utdypes i det videre.

Tabell 4-5: Vurdering av konseptene opp mot vurderingskriteriene

Kriteria (relativt til nullalternativet)	Minimums-alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2	Konsept B3	Konsept C
Økt kapasitet	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Økt forsynings- og driftssikkerhet	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Investeringskostnader						
Virkninger for areal og miljø	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Fleksibilitet / realopsjoner	Ja	Ja	Ja	Ja	Nei	Ja
Tas med videre?	Ja	Ja	Ja	Ja	Nei	Nei

Note: Andre alternativer er også vurdert, men forkastet i en tidligere fase av prosjektet, se vedlegg V3 for mer informasjon.

Nullalternativet og minimumsalternativet oppfyller ikke effektmål 1 om kapasitetsøkning lik middelscenariet

Nullalternativet vil ikke gi noe økt kapasitet, mens minimumsalternativet gir en kapasitetsøkning, men ikke tilsvarende middelsscenarioet. Konsept A bidrar til N-1 kapasitet tilnærmet lik middelscenariet.

Både B-konseptene og konsept C vil bidra til kapasitetsøkning langt over middelsscenarioet, og disse konseptene kommer dermed best ut når vi vurderer opp mot kriteriet om måloppnåelse. Vi forkaster imidlertid ingen konsepter på bakgrunn av kapasitetsøkning, ettersom vi nesten når middelscenariet med alle konseptene, og fordi effektmål 1 er et mål og ikke et krav.

Alle konseptene gir økt forsynings- og driftssikkerhet sammenlignet med nullalternativet

I nullalternativet er det ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til økt forbruk med N-1 forsyningsikkerhet, og det vil ikke bidra til en forbedring av dagens drift.

I minimumsalternativet, konsept A, B og C får vi en forbedring av forsyningsikkerheten relativt til nullalternativet, ettersom det er mulig å tilknytte mer forbruk med N-1. Driftssikkerheten forbedres også fordi problemene med radiell drift reduseres, og fordi dagens utfordringer med spolejordet nett forsvinner ved omlegging til direktejording. I minimumsalternativet vil det likevel være noe nytt forbruk som må tilknyttes med N-0 forsyningsikkerhet. I konsept A vil det fortsatt være behov for radiell drift i tunglast. Dette er ikke tilfelle i konsept B og C, og disse konseptene bidrar dermed til en større forbedring i forsyningsikkerhet enn minimumsalternativet og konsept A. Konsept B og C kommer også bedre ut enn konsept A fordi vi unngår et omfattende 132 kV-nett som er vanskelig å drifte.

Konsept C innebærer særlig høye kostnader

Sammenlignet med nullalternativet, vil minimumsalternativet kun innebære minimale kostnader. Konsept A innebærer noe høyere kostnader enn nullalternativet. Konsept B innebærer 420 kV-anlegg i en indre ring, med ny 420 kV-stasjon, som er en del dyrere å bygge. Av de tre B-konseptene, er konsept B2 og B3 dyrere enn konsept B1, fordi det innebærer bygging av en ny sjøkabel over Ofotfjorden. Konsept B3 er det dyrere, ettersom dette konseptet innebærer lengst ledningsspenn. Konsept C er imidlertid det dyreste konseptet, ettersom det innebærer enda mer 420 kV-anlegg, altså lengre ledningsspenn, og en ekstra 420 kV-stasjon. Konsept C gir heller ingen åpenbare besparelser for reinvesteringer i underliggende nett, utover de mulighetene som er i konsept B.

I alle konseptene må kostnaden forsvares av nyttevirkingene det bidrar til, for at det skal være lønnsomt. Beregninger av kapasitetsøkninger viser at en indre 420 kV-ring (konsept B) vil bidra med nok kapasitetsøkning til å dekke forbruksscenariene. På bakgrunn av dette vurderer vi merkostnadene i konsept C som ulønnsomme, og vi forkaster derfor konsept C.

Konsept A, B og C gir inngrep for natur og miljø, men kan reduseres gjennom valg av trasé

Nullalternativet og minimumsalternativet vil innebære lite inngrep i natur og miljø.

Konsept A, B og C innebærer alle inngrep i natur og miljø. Generelt vil det være mulig å unngå områdene med størst konfliktpotensial dersom vi benytter eksisterende infrastruktur og trasé. Vi forkaster ingen av konseptene på bakgrunn av inngrep i natur og miljø.

Konseptene A, B1 og B2 gir størst fleksibilitet for stegvis utvikling

Nullalternativet, minimumsalternativet, og alle konseptene kan bygges ut gjennom en stegvis utvikling. Ved å gjennomføre tiltakene stegvis, kan vi vente med å gjennomføre enkelte tiltak til vi har mer informasjon om forbruksutvikling og behov. Bare ved å gjennomføre tiltakene i minimumsalternativet (steg 1) og steg 2 i konseptene oppnår vi en kapasitetsøkning på omtrent 200 MW over Vestsnittet og

100 MW over Ytre snitt. Disse to stegene vil altså bidra til at vi får tilknyttet en del mer forbruk, og det er mulig å utsette de resterende tiltakene til vi har mer konkret informasjon om behovet.

Konsept A innebærer fleksibilitet og mulighet til å gjennomføre tiltak for å øke kapasiteten ytterligere på sikt. Det er mulig å vurdere behovet for å oppgradere til 420 kV-anlegg ved reinvestering av dagens ledningsnett (rundt 2050).

Både konsept B og C kan bygges ut stegvis. Når det gjelder konsept B, vil B1 og B2 innebærer større fleksibilitet for stegvis utvikling enn B3, og dette fremstår som et mindre rasjonelt valg. Å bygge 420 kV-ledningen til Kobbvatnet vil innebære at ledningen også må driftes på 420 kV, mens å bygge 420 kV-ledningen til enten Kvandal eller Ofoten innebærer at den kan driftes på 132 kV, slik at vi kan utsette beslutningen om å bygge Hinnøy stasjon til 420 kV.

I tillegg vil det innebære et lengre ledningsstrek, som vil være dyrere. Fordelene ved konsept B3, er at det er bedre plass i Kobbvatnet stasjon, som gjør det til et mindre sårbart alternativ. I tillegg vil vi også kunne få tilgang til Kobbelv vannkraftverk, som har installert effekt på 300 MW. Ved å bygge til Kobbvatnet er det også mulig å spare investeringskostnader dersom det uansett senere skal bygges en annen 420 kV-forbindelse mellom Ofoten og Kobbvatnet. Beslutninger om utbygging av Ofoten-snittet er imidlertid utenfor omfanget av denne konseptvalgutredningen. I tillegg vurderer vi at fordelene ikke åpenbart vil veie opp for ulempene ved alternativet, sammenlignet med de andre alternativet. Av denne grunn forkaster vi konsept B3.

Vi tar med konsept A, B1 og B2 videre til alternativanalysen

Fordi nullalternativet ikke innebærer noen økning i kapasitet, vil det være behov for å gjøre tiltak i nettet for å nå middelsscenarioet. Minimumsalternativet bidrar til en viss grad med å imøtekomme behovene, ettersom det muliggjør noe økt forbruk. Tiltakene i minimumsalternativet ligger også til grunn i alle konseptene. Det vil imidlertid ikke være tilstrekkelig med disse tiltakene for å nå middelsscenarioet, og det er derfor behov for å vurdere ytterligere tiltak.

Vi tar med oss konsept A, B1 og B2 videre til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet og minimumsalternativet som sammenligningsgrunnlag. Vi forkaster altså konsept B3 ettersom det både er dyrere og innebærer mindre fleksibilitet/realopsjoner, uten at fordelene åpenbart veier opp for ulempene. Videre forkaster vi konsept C, ettersom dette konseptet fremstår som mindre samfunnsøkonomisk rasjonelt. Det vil ikke være behov for en ytre 420 kV-ring for å nå middelsscenarioet, og det er svært høye kostnader sammenlignet med en indre 420 kV-ring. Sammenlignet med de andre konseptene, gir konsept C heller ingen åpenbare sparte reinvesteringer for regionalnettet.

5 Alternativanalyse og samlet vurdering

I mulighetsstudien identifiserte vi flere tiltak, og vi har tatt med konsept A, B1 og B2 videre til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet og minimumsalternativet. I alternativanalysen kartlegges og verdsettes nytte- og kostnadsvirkninger i konseptene opp mot nullalternativet. Både prissatte og ikke-prissatte virkninger vurderes, samt usikkerheten i vurderingene.¹⁵ Det gjøres også en vurdering av fordelingsvirkninger.

Vi anbefaler å gå videre med tiltakene i minimumsalternativet og ny dublert ledning Kvandal-Kilbotn

Vår vurdering av de prissatte og ikke-prissatte virkningene, er at det ikke er åpenbart at utbyggingskonseptene (konsept A, B1 og B2) er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Minimumsalternativet fremstår derimot som samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vurderingen av usikkerhet styrker denne konklusjonen, hvor særlig forbruksutviklingen påvirker vurderinger av lønnsomhet. Etter en vurdering av realopsjoner og fleksibilitet i konseptene, vurderer vi at det er en stor positiv verdi av å kunne bygge ut konseptene stegvis og utsette beslutningen om utbygging til vi har mer informasjon om behovet, og større sikkerhet rundt at nyttevirkingene vil veie opp for kostnadene. Vår anbefaling er å gjennomføre tiltakene i minimumsalternativet og å bygge en ny dublert ledning Kvandal-Kilbotn som er klargjort for 420 kV, men som driftes på 132 kV (dette tilsvarer steg 1 og 2a i konsept B2). Disse stegene bidrar til en betydelig økt overføringskapasitet, til en lavere kostnad sammenlignet med de resterende stegene i konseptene.

Leseveiledning

I kapittelet går vi først gjennom våre vurderinger av henholdsvis prissatte virkninger (kap. 5.1) og ikke-prissatte virkninger (kap. 5.2), og vurderer samfunnsøkonomisk lønnsomhet basert på forventningsverdiene (kap. 5.3). I neste delkapittel beskriver vi usikkerhet (kap. 5.4) og deretter vurderer vi realopsjoner og fleksibilitet (kap. 5.5). Basert på analysene gjør vi en samlet vurdering (kap. 5.6), før vi til slutt vurderer fordelingsvirkninger (kap. 5.7).

5.1 Prissatte virkninger

Prissatte virkninger er vurdert over analyseperioden fra 2026 til 2069 og neddiskontert til 2025-kroner. Virkningene er vurdert opp mot nullalternativet. I henhold til veiledere for samfunnsøkonomiske analyser, er kostnadene oppgitt ekskl. mva. For nærmere beskrivelser av forutsetninger og metodikk for beregning av investering-, drift- og vedlikeholdskostnader viser vi til vedlegg V5. Resultatene er oppsummert i Tabell 5-1.

¹⁵ Den samfunnsøkonomiske analysen benytter metodikken i tråd med krav i Energidepartementets veileder for konseptvalgutredninger, Finansdepartementets rundskriv (R-109), NVE og Statnett sin interne veileder i samfunnsøkonomiske analyser, samt DFØs veileder i samfunnsøkonomiske analyser. Dette innebærer at prissatte virkninger estimeres med nåverdimetoden, mens ikke-prissatte virkninger vurderes etter verdimatrisemetoden. Nærmere beskrivelse av metoden for å vurdere ulike virkninger er gitt i vedlegg V5.

Tabell 5-1: Prissatte virkninger over analyseperioden 2026-2069, mill. kroner, ekskl. mva. 2025-kroner.

Nåverdi 2025	Null-alternativet	Minimumsalt.	Konsept A: Forsterket 132 kV nett	Konsept B1: 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Kvandal	Konsept B2: 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Ofoten
Prissatte virkninger					
Investeringskostnader	0	-330	-5 560	-6 100	-6 540
Sparte reinvesteringskostnader	0	0	420	420	420
Restverdi	0	10	550	680	780
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-50	-120	-130
Redusert overføringstap	0	0	-110	-30	0
Sum prissatte virkninger	0	-330	-4 750	-5 150	-5 470

Av Tabell 5-1 ser vi at det er investeringskostnadene som har størst betydning for de prissatte virkningene. Drift- og vedlikeholdskostnader, restverdier og reduserte overføringstap har relativt sett liten betydning for de prissatte virkningene. Alle konseptene har høyere negative prissatte virkninger enn i nullalternativet. I sum er det konsept B2 som har de høyeste negative prissatte virkningene.

Investeringskostnader

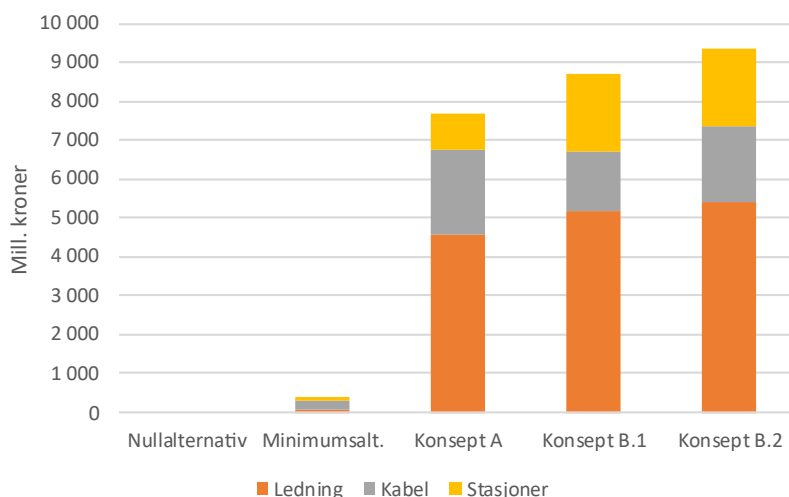
Tabell 5-2 viser forventet investeringskostnad i nåverdi og faste kroner for konseptene.

Tabell 5-2: Investeringskostnader i faste kroner og nåverdi i konseptene.

2025-MNOK	Nullalternativet	Minimums-alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Investeringskostnader (nåverdi)	0	-330	-5 560	-6 100	-6 540
Investeringskostnader (faste kroner)	0	-390	-7 720	-8 730	-9 390

Minimumsalternativet innebærer kun mindre investeringer. Temperaturoppgraderinger og utbedring av strømtransformatorer utgjør en liten andel av investeringene. Det er dubleret ledning Hinnøy-Sortland som bidrar mest til kostnadene i minimumsalternativet (300 mill. kroner, fast kroneverdi).

I alle utbyggingskonseptene gjøres det betydelige investeringer i ledning-, kabel- og stasjonsanlegg. Figur 5-1 oppsummerer hvordan kostnadene fordeler seg på de ulike anleggsdelene i hvert konsept. Investeringskostnadene i figuren er oppgitt i faste kroner, ekskl. mva. og finansieringskostnader.



Figur 5-1: Investeringskostnader ekskl. mva. og finansieringskostnader. Faste 2025-kroner

I konsept A er det ledning- og kabelkostnader som er drivende. Konseptet innebærer til sammen 280 km 132 kV-ledning og om lag 30 km kabel. Sjøkabelen over Ofotfjorden utgjør en betydelig andel av kabelkostnadene.

I B-konseptene er kostnadene knyttet til ledninger og stasjoner relativt like mellom konseptene. Den største forskjellen er kabelkostnadene, hvor kostnadene er høyest i konsept B.2. Forskjellen skyldes at det i konsept B.2 bygges 420 kV kabelanlegg over Ofotfjorden, til en kostnad på om lag 700 millioner kroner. I konsept B.1 er det lagt til grunn at vi legger sjøkabel over Tjeldsundet (om lag 250 mill. kroner).

Sammenlignet med konsept A er det to hovedårsaker til at kostnadene er høyere i konsept B. For det første bygges det ledninger dimensjonert for 420 kV spenning, som er om lag 25 pst. dyrere enn 132 kV-ledninger. For det andre etableres det en ny 420 kV stasjon i Hinnøy, som har en investeringskostnad på om lag 1,2 milliarder kroner.

Reinvesteringskostnader

I løpet av analyseperioden vil det være behov for reinvesteringer i flere av de eksisterende anleggsdelene. Det er behov for reinvesteringer i flere ledning-, kabel- og stasjonsanlegg. Til å bergene reinvesteringskostnader har vi tatt utgangspunkt i tilstandsvurderingene og reinvesteringstidspunktene som oppgitt i V3. Tabell 5-3 viser forventet reinvesteringskostnader i nåverdi og faste kroner for konseptene. Tabellen viser også sparte reinvesteringskostnader.

Tabell 5-3: Reinvesteringskostnader i faste kroner og nåverdi i konseptene.

2025-MNOK	Nullalternativet	Minimums-alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Reinvesteringskostnader (nåverdi)	-4 550	-4 550	-4 550	-4 550	-4 550
Reinvesteringskostnader (faste kroner)	-10 040	-10 040	-10 040	-10 040	-10 040
Sparte reinvesteringskostnader, relativt til nullalternativet (nåverdi)	0	0	420	420	420

Reinvesteringskostnadene i transmisjonsnettet er de samme for alle konseptene. I regionalnettet kan konseptene muliggjøre sparte reinvesteringer i Noranett sitt nett i Grovfjorden, mellom Kvandal og Kvitnes. Her planlegger Noranett å rive eksisterende 33 kV og bygge ny 132 kV. Dersom ny forbindelse mellom Kvandal og Kilbotn bygges i samme området, kan Noranett spare disse investeringene dersom Statnett og Noranett koordinerer investeringer i stasjoner og ledninger. Vi legger til grunn at en slik koordinering blir mulig og tar derfor med besparelsene som en prissatt virkning.

Restverdi

Investeringer i nettet har lang levetid, og levetiden vil i mange tilfeller være lengre enn analyseperioden. For anleggsdelene med levetid utover analyseperioden, beregner vi en restverdi. Tabell 5-4 oppsummerer de samlede restverdiene av investeringene ved endt analyseperiode.

Tabell 5-4: Restverdier av investeringskostnader i konseptene (nåverdi).

2025-MNOK	Nullalternativet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Restverdier (nåverdi)	0	10	550	680	780

At restverdiene er høyest i B1 og B2 skyldes at det gjøres flere investeringer i konseptene, og at investeringene har lang levetid. Alle investeringene i konseptene har levetid lengre enn analyseperioden, og vil dermed ha en restverdi. For eksempel antas det at ny Kvandal-Hinnøy settes i drift i 2032. Med en antatt levetid på 80 år vil ledningen ha en restlevetid på 43 år ved utløpet av analyseperioden i 2069.

Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift- og vedlikeholdskostnader vil øke i alle konsepter, relativt til nullalternativet, ettersom det innebærer en utbygging av transmisjonsnettet og større anleggsmasse å vedlikeholde. Tabell 5-5 viser forventet drift- og vedlikeholdskostnader over analyseperioden (nåverdi 2025-kroner). Vi har kun inkludert drift- og vedlikeholdskostnader som kommer av at vi investerer i nye anlegg. Øvrige drift- og vedlikeholdskostnader vil være like for alle konseptene og tilsvarende som i dag ettersom det gjelder drift og vedlikehold av det som tilsvarer dagens anleggsmasse.

Tabell 5-5: Drift- og vedlikeholdskostnader i konseptene (nåverdi).

2025-MNOK	Nullalternativet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
D&V-kostnader (nåverdi)	0	-10	-50	-120	-130

Note: Kun inkludert drift- og vedlikeholdskostnader av investeringer i nye anlegg, ikke for eksisterende anleggsmasse.

Alle utbyggingskonseptene inkluderer flere ledninger som skal driftes og vedlikeholdes over analyseperioden. Ledninger for 132 kV innebærer om lag halve kostnaden av drift og vedlikehold av 420 kV ledninger. I B-konseptene kommer i tillegg drift- og vedlikeholdskostnader knyttet til en ekstra 420 kV stasjon. Forskjellen mellom B1 og B2 skyldes vedlikeholdskostnadene av sjøkabelen over Ofotfjorden.

Overføringstap

Overføringstap reduseres med økt spenning og kapasitet, men kan øke med økt belastning på ledningene hvis forbruk og produksjon er på forskjellige steder. Nettoeffekten av overføringstap vil avhenge av hvor mye og hvor forbruk realiseres, og når tiltakene blir gjennomført.

Det er gjennomført lastflytberegninger vha. programmet PSS/E for intakt nett i de ulike nettkonfigurasjonene, og tap er beregnet i dette programmet. Basert på tap ved ulik kraftflyt over Vestsnittet og tilsvarende forutsetninger for lastøkninger som i kapasitetsberegningene, beregnes årlige tap i nettet. Analysene viser at i konsept B2 reduseres de årlige tapene med 20 GWh sammenlignet med konsept A (forutsatt maksforbruk som i middelsscenarioet). I konsept B1 er tapene 15 GWh lavere, sammenlignet med konsept A.

I null- og minimumsalternativene er lasten lavere, noe som trekker i retning av lavere tap enn i konseptene. Samtidig er spenningen lavere, og nettet mer belastet, noe som øker nettapene. Forenklet legger vi til grunn at tapene i null- og minimumsalternativet er tilsvarende som i konsept B2.¹⁶

Vi benytter kraftprisprognoser fra Statnetts langsiktige markedsanalyse til å beregne hvilken verdi tapsbesparelsene representerer.¹⁷ Resultatene for de ulike alternativene er oppsummert i Tabell 5-6.

Tabell 5-6: Overføringstap i konseptene, relativt til nullalternativet (nåverdi).

2025-MNOK	Nullalternativet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Overføringstap (nåverdi)	0	0	-110	-30	0

5.2 Ikke-prissatte virkninger

I dette delkapittelet oppsummerer vi våre vurderinger av de ikke-prissatte virkningene. Virkningene er vurdert opp mot nullalternativet. For beskrivelse av metodikk for vurdering av ikke-prissatte virkninger viser vi til vedlegg V5. Resultatene er oppsummert i Tabell 5-7.

Tabell 5-7: Ikke-prissatte virkninger over analyseperioden 2026 til 2069

Virkning	Null- alternativet	Minimumsalt.	Konsept A: Forsterket 132 kV nett	Konsept B1: 420 kV Indre ring Kvandal- Hinnøy-Kvandal	Konsept B2: 420 kV Indre ring Kvandal- Hinnøy-Ofoten
Forsyningssikkerhet: Unngått radiell drift i Sørnettet	0	Middels (+)	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)
Forsyningssikkerhet: Risikobildet i kraftsystemet	0	Ubetydelig	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)
Verdi av nytt forbruk	0	0	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)
Areal og miljø*	0	0/Ubetydelig	Middels (-)	Middels (-)	Middels (-)

* I investeringskostnadene er det lagt til grunn at det gjøres trasétilpasninger for å redusere konsekvenser for areal og miljø. Dersom det ikke gjøres trasétilpasninger vil konsept A og B2 komme vesentlig dårligere ut under areal og miljø, fordi det er stort konfliktpotensial i deler av korridorene. Det må derfor være en forutsetning for den videre prosessen at vi har rom for trasétilpasninger.

Av nyttevirkningene er det forsyningssikkerhet som gir størst utslag i vurderingen av ikke-prissatte virkninger. Forsyningssikkerheten er høyest i utbyggingskonseptene som gir høyest overføringskapasitet

¹⁶ Hovedformålet med å vurdere overføringstap var å undersøke forskjellene mellom konseptene A og B1/B2, for å se om dette kan ha betydning for konseptvalg. Analysen av tap er derfor primært rettet mot disse konseptene. Det er ikke ansett som formålstjenlig å gjøre nærmere analyser av null- og minimumsalternativet når det kommer til tapsberegninger – vi anser det som tilstrekkelig å gjøre en forenklet tilnærming.

¹⁷ Vi benytter basis-scenarioet fra markedsanalysen.

over Vestsnittet og Ytre snitt. Ettersom både konsept A, B1 og B2 gir N-1 kapasitet til middelsscenarioet, vurderes konseptene likt for virkningen som omhandler unngått N-0 drift. Konseptene med 420 kV gir økt driftssikkerhet og reduserer sårbarheten både i Sørnettet og i andre deler av nettet, og gir derfor samlet sett bedre forsyningssikkerhet. Verdien av nytt forbruk i middelsscenarioet som det legges til rette for i utbyggingskonseptene, vurderes å ha middels positiv verdi. Tilsvarende vurderes arealinngrepene å ha middels negativ verdi. I betydningen for areal og miljø har vi tatt utgangspunkt i at det gjøres trasétilpasninger. Det er tatt høyde for dette i kostnadsberegningene. Dersom det ikke gjøres trasétilpasninger vil konsept A og B2 komme vesentlig dårligere ut, fordi det er et stort konfliktpotensial i deler av korridorene.

Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet handler om kraftnettets evne til å levere strøm til en gitt kvalitet til sluttbrukere. Det omfatter energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet. Viktige faktorer som indikerer graden av nettets forsyningssikkerhet, er sårbarhet mot tekniske feil eller naturhendelser, muligheten til å utføre vedlikehold uten vesentlige forstyrrelser, og beskyttelse mot ondsinnede handlinger som cyberangrep eller sabotasje.

Virkningen *forsyningssikkerhet* dekker både i) å unngå radiell drift i Sørnettet, og ii) øvrige endringer i risikobildet i kraftsystemet som helhet. Radiell drift *kan* prissettes gjennom beregnede avbruddskostnader, mens den resterende delen av virkningen verdsettes som regel som en ikke-prissatt virkning. På grunn av betydelig usikkerhet ved prissetting omtales begge virkninger som ikke-prissatte virkninger.

Unngått radiell drift i Sørnettet

Sørnettet er et område som er sårbart for strømafbrytninger. I dagens situasjon deles nettet i radialer ved høy last eller ved utkoblinger i forbindelse med vedlikehold (se behovsanalysen). Når nettet deles i radialer er forsyningssikkerheten svekket, fordi det da kun er én ledning som forsyner forbruket (N-0). Utfall av en slik ledning vil da føre til strømafbrytning hos sluttbruker, noe som innebærer avbruddskostnader. I verste fall kan enkeltledninger forsyne store forbruksområder, og feil på slike ledninger kan føre til mørklegging av store deler av Sørnettet. Slike hendelser har store samfunnskostnader.

Konsekvensene av strømafbrytningene vil variere ut ifra varighet på feil, tidspunkt på døgnet og året, og hvor mye last som faller ut. Det er krevende å beregne avbruddskostnadene, og stor usikkerhet knyttet til slike analyser.

Forenklete beregninger av avbruddskostnader ved utstrakt radiell drift (beskrevet i kapittel 2.6), tyder på at samlede avbruddskostnader i analyseperioden kan være på mellom 1-3 mrd. kroner.¹⁸ Dette er ikke en presis beregning av avbruddskostnader, men heller en illustrasjon på hvor stor kostnad som kan spares ved å unngå N-0 drift når det gjøres tiltak i konseptene, relativt til nullalternativet. Ettersom det er stor usikkerhet knyttet til disse beregningene, vurderes virkningen som en ikke-prissatt virkning. Estimert for avbruddskostnader bruker vi som en illustrativ verdi til å vurdere at verdien av unngåtte avbruddskostnader er stor.

Ved å øke kapasiteten i nettet kan vi redusere tiden med radialer og N-0 drift. I alle utbyggingskonseptene er det nok kapasitet i nettet til at det til enhver tid er N-1 over Vestsnittet, gitt middelsscenarioet. I minimumsalternativet er bildet litt mer sammensatt. Alternativet vil bare gi noe økt kapasitet, noe som reduserer tiden med N-0-drift og antall situasjoner hvor nettet er utsatt for

¹⁸ Se også eget notat om avbruddskostnader ved radiell drift: Notat om avbruddskostnader

strømvavbrudd. Temperaturoppgraderingene og kondensatorbatteri uten nye ledninger over Vestsnittet bidrar imidlertid bare til en viss grad til økt kapasitet (fra 350 til 400 MW). En fordel med alternativet er at det innføres vernløsninger som gjør at nettet i større grad kan driftes samlet (ikke radielt) og at utfall av enkeltledninger vil føre til mindre strømvavbrudd. Basert på en overordnet og forenklet vurdering av hva vernløsningene kan bidra med, anslår vi at avbruddskostnadene i minimumsalternativet kan reduseres med om lag tre fjerdedeler.¹⁹

Ettersom vi også i minimumsalternativet får noe økt kapasitet, og det innebærer vernløsninger som minimerer konsekvensene av utfall, vurderer vi verdien av unngått radiell drift i minimumsalternativet til å være middels. Utbyggingskonseptene vil ha stort positivt omfang, ettersom andelen av N-0 drift fjernes.

Tabell 5-8 oppsummerer hvordan konseptene påvirker radiell drift i Sørnettet.

Tabell 5-8: Unngått radiell drift i Sørnettet, relativt til nullalternativet

	Nullalternativet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Verdi	Stor				
Omfang	-	Middels positivt	Stort positivt	Stort positivt	Stort positivt
Virkning	-	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)

Risikobildet i kraftsystemet

Utover unngått radiell drift, fører tiltakene til en forbedring av risikobildet i kraftsystemet ved at nettet blir mindre sårbart. Bedret risikobilde i kraftsystemet gir positive gevinster i form av reduserte avbrudd og konsekvenser av avbrudd, som kan verdsettes gjennom avbruddskostnader. Avbruddskostnadene dekker imidlertid ikke alle elementer av forsyningssikkerhet. Ved eventuelt store og langvarige avbrudd, vil kostnadene for samfunnet kunne være større enn summen av kostnadene for enkeltbrukere av nettet, fordi følgevirkningene på tvers av ulike sektorer og enkeltbrukere ikke hensyntas i avbruddskostnadene. Slike hendelser kan riktignok ha store negative konsekvenser, men det er veldig liten sannsynlighet for at disse hendelsene oppstår. Samlet vurderer vi at verdien av å redusere sårbarheter i nettet er middels stor.

I alle utbyggingskonseptene legger vi til grunn at 132 kV-nettet direktejordes. Det finnes fordeler med et spolejordet nett, men dersom et spolejordet nett blir for stort, vil fordelene gradvis reduseres og ulempene øke, noe som er tilfellet med Sørnettet i dag. Derfor vil omlegging til direktejording bidra til økt driftssikkerhet. Jordfeil vil bli enklere å oppdage og å koble ut.²⁰ Direktejording vil begrense overspenninger ved feiltilfeller, og dermed redusere risikoen for feil på utstyr. Det vil også være enklere å drifte nettet, og redusere sannsynligheten for menneskelige feil, ved at det ikke trengs å gjøres spesifikke og manuelle spoletilpasninger i nettet.

I alle utbyggingskonseptene får vi et større nett og det er flere muligheter å spille på dersom feil skulle oppstå eller dersom det er behov for utkoblinger i forbindelse med vedlikeholdsarbeid. I konseptene B1

¹⁹ Notat om avbruddskostnader

²⁰ Det pågår pilot-prosjekter som gjøre det mulig å lokalisere feilsted også i spolejordet nett. I henhold til Elmea er dette blant annet testet ut hos Glitre, med positive resultater. Teknologien er foreløpig umoden.

og B2 vil kapasiteten være høyere på 420 kV-ledningene, noe som vil gi flere muligheter til utkoblinger i 132 kV-nettet. I tillegg vil vi i konsept A få et mer komplekst 132-kV nett som kan være mer krevende å drifte. Konsept B2 vil gi større fleksibilitet til utkoblinger i 420 kV-nettet, ettersom konseptet innebærer en ekstra forbindelse fra Ofoten til Kvandal. Det kan for eksempel i dag være krevende å få ut Ofoten-Kvandal for vedlikehold. Ved flere anledninger har vedlikehold og feilretting blitt avlyst. Slike avlysninger fører til økt risiko for feil, da nødvendig vedlikehold og feilretting blir utsatt.

Dersom det oppstår en hendelse i en stasjon (brann, sabotasje etc.) som gjør at én eller flere ledninger må kobles ut, vil det påvirke kapasiteten til gjenværende ledninger dersom flere ledninger fra samme stasjon forsyner samme område. Jo større stasjonen er, jo større blir konsekvensene. Konsept B1 kommer dårligst ut når vi vurderer dette. I konsept B1 vil det også være flere ledninger som er utsatt for de samme naturhendelsene i enkelte områder, slik som ising, rasfare og vind. I konsept B2 vil det også være noen værharde traséer som vil påvirke forsyningssikkerheten. Konsept B2 fremstår imidlertid som mindre sårbart, fordi vi da har flere ledninger både fra Kvandal og fra Ofoten.

I konsept A og B1 vil det være noen faktorer som trekker i retning av en forbedring i risikobildet i kraftsystemet, relativt til nullalternativet, men at det også er noen faktorer som fører til økt sårbarhet. Samlet sett vurderer vi derfor at endringen i risikobildet i kraftsystemet i konsept A og B1 er liten. Det er større fordeler i konsept B2, og vi vurderer at konsept B2 gir et middels positivt bidrag.

Minimumsalternativet innebærer i liten grad økt kapasitet i nettet. Det gjøres ingenting med jordingsformen og det er kun dublering Hinnøys-Sortland på 6 kilometer som bygges nytt. Sammenlignet med nullalternativet vil endringen når det gjelder endring i risikobildet i kraftsystemet være neglisjerbar.

Tabell 5-9 oppsummerer hvordan konseptene påvirker forsyningssikkerheten (risikobildet i kraftsystemet).

Tabell 5-9: Vurdering av 'Forsyningssikkerhet (risikobildet i kraftsystemet)'

	Nullalternativet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Verdi	Middels				
Omfang	-	Ubetydelig	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)
Virkning	-	Ubetydelig	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)

Verdi av nytt forbruk

Ettersom det er krevende å beregne verdien på nytt forbruk, verdsettes dette som en ikke-prissatt virkning. I tråd med verdimatisemetoden vurderer vi kvantum/omfang og verdi, som utgjør samlet verdi av nytt forbruk. For å vurdere disse elementene, vurderer vi:

- Omfang av forbruket
 - Hvilke kunder som er berørt
 - På hvilken måte kundene blir berørt
- Enhetsverdien av forbruket

Omfang av forbruket vurderes til middels

Omfang av forbruket avhenger av hvilke kunder som blir berørt, og på hvilke måter de blir berørt. Det er mange planer om nytt forbruk i området. De største forbrukskategoriene er innen produksjon av

hydrogen, datasenter og annen industri (samlesaker). Det legges også til grunn en betydelig økt vekst i vanlig forbruk. I tillegg er det noen planer innen oppdrettsnæring og transport, men disse utgjør en mindre andel av totale forespørsler (se Tabell 2-9 i behovsanalysen).

Hvordan de ulike aktørene påvirkes avhenger av måten kundene blir berørt dersom de ikke får tilknytning der de ønsker. Prosjektene kan bli i) utsatt, ii) skrinlagt, iii) flyttet til annet sted i Norge, eller iv) flyttet til andre steder i utlandet. Dersom prosjektene *flyttes til utlandet* eller blir *skrinlagt*, vil samfunnsverdien gå tapt (forutsatt at det er lønnsomme prosjekter). Dersom prosjektet blir *utsatt*, betyr det at forventet nytte blir realisert på et senere tidspunkt, ikke at verdiene blir tapt i sin helhet. Dersom prosjektet *lokaliseres et annet sted i Norge*, kan den samfunnsøkonomiske verdien bli redusert som følge av merkostnader eller tapte inntekter som følge av den alternative plasseringen. Dersom den alternative plasseringen ikke er forbundet med merkostnader eller tapte inntekter, vil verdien av næringsaktiviteten imidlertid være å anse som en fordelingsvirkning mellom områder, ikke tapt samfunnsverdi.

For flere av planene er det tilgjengelige tomter og lokale ønsker om at næringsliv og industri skal etableres i områdene, og flere av initiativene er fra lokale interesser. For slike prosjekter er det mer sannsynlig at planene blir skrinlagt dersom de ikke får tilknytning, heller enn at planene flyttes til andre deler av landet eller til utlandet. Det er imidlertid også planer fra større aktører i området, som dels også har planer i andre deler av landet. Disse prosjektene har antakelig en større sannsynlighet for å bli realisert uavhengig av om det gis tilknytning i dette området. Det antas dermed å være en kombinasjon av prosjekter hvor verdier vil gå tapt og prosjekter som uansett vil etablere seg i andre områder.

Sammenlignet med nullalternativet, kan det i utbyggingskonseptene knyttes til 200 MW økt forbruk.²¹ Det er dette som potensielt vil gå tapt dersom vi ikke gjennomfører tiltak, og dermed disse 200 MW forbruk vi vurderer verdien av. Dette er en dobling av dagens last i området, og kan dermed sies å være et stort omfang relativt til dagens nivå. Samtidig er ikke 200 MW nytt forbruk stort relativt til forventninger om forbruksøkninger i andre sammenlignbare områder innenfor prisområde.²² Av denne grunn vurderer vi at omfanget er middels.

Enhetsverdien av forbruket vurderes til middels

Vi legger til grunn at bedriftene som etablerer seg forventer positiv avkastning på sine investeringer, og at enhetsverdien av nytt forbruk dermed er positiv. Det er imidlertid krevende å estimere den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket. Verdien har både sammenheng med hvorvidt planene vil gå tapt, eller realiseres andre steder, og hvilken meravkastning prosjektene gir til samfunnet og i hvilken grad verdiskapingen vil øke relativt til alternativ ressursanvendelse. Industri har tradisjonelt hatt høy lønnsomhet, men det er likevel ikke åpenbart at verdien er utelukkende høy. På bakgrunn av dette legger vi til grunn at forbruket i utgangspunktet har middels verdi.

Ettersom vi vurderer at både verdi og omfang er middels i konsept A, B1 og B2, er den samfunnsøkonomiske verdien av nytt forbruk middels positiv. Tabell 5-10 oppsummerer hvordan konseptene påvirker verdi av nytt forbruk.

²¹ I nullalternativet har vi analytisk lagt til grunn at det knyttes til forbruk opp til 550 MW. Vi har lagt til grunn at det samme forbruket knyttes til i minimumsalternativet. I utbyggingskonseptene er det kapasitet til å knytte til mer forbruk. Analytisk tar vi utgangspunkt i middelsscenarioet for forbruksutvikling, og at det er dermed knyttes til 750 MW forbruk totalt. I alle utbyggingskonseptene vurderes dette som driftsmessig forsvarlig. Når vi sammenligner verdien av nytt forbruk opp mot nullalternativet, er det derfor 200 MW forbruk vi vurderer verdien av.

²² I NO4 er det et totalt forbruk på om lag 1 600 – 2 900 MW, avhengig av tidspunkt på døgnet og året.

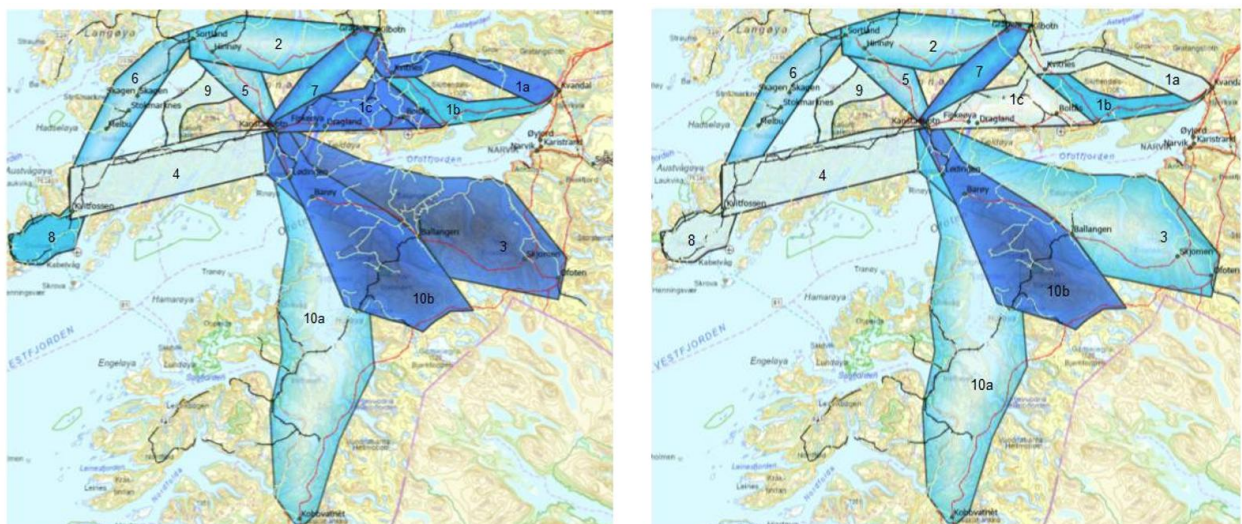
Tabell 5-10: Vurdering av 'Verdi av nytt forbruk'

	Nullalternativet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Verdi av nytt forbruk	Middels				
Omfang	-	Ubetydelig	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)
Virkning	-	Ubetydelig	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)

Areal og miljø

Vurderingen av virkninger for areal og miljø er todelt, og reflekterer både verdien av det arealet/naturen som berøres, samt omfanget av inngrep (påvirkning). Dette utgjør den samlede virkningen. Grunnlaget for vurderingen av samfunnsøkonomiske virkninger er et eget notat. Notatet vurderer konfliktpotensialet i området. Området blir delt opp i ulike delområder og konfliktpotensialet i hvert delområde blir vurdert (se nærmere beskrivelse av metoden som ligger til grunn for vurderingene i vedlegg V4).²³

Alle de ulike konseptene vil innebære inngrep i naturen, men i varierende grad for de ulike delområdene. Samtidig vil valg av trasé kunne påvirke konsekvensene, men det kan også innebære behov for lengre ledningsstrek og dermed høyere investeringskostnader. Figur 5-2 illustrerer hvilke delområder som har størst konfliktpotensial, med og uten trasétilpasninger. I den videre analysen legger vi til grunn at det gjøres trasétilpasninger for å minimere de negative konsekvensene for areal og miljø. Dette er også hensyntatt i beregningen av investeringskostnader.



Figur 5-2: Bildet til venstre viser konfliktpotensialet uten særlige trasétilpasninger. Bildet til høyre viser konfliktpotensialet med særlige trasétilpasninger. Mørkere blåfarge illustrerer høyere konfliktpotensial.

Tabell 5- oppsummerer hvilke delområder som berøres i de ulike utbyggingskonseptene. Konsept A og B2 berører alle de samme delområdene. Konsept B1 berører mange av de samme delområdene, med unntak av delområde 3. Konsept B1 berører i stedet delområde 1b og 1c.

²³ Internt notat "Mulige effekter på areal og miljø – KVV Lofoten og Vesterålen", datert 08.11.2024

Tabell 5-11: Delområder som berøres i utbyggingskonseptene

	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Delområder som berøres	1a, 2, 3, 5, 6	1a, 1b, 1c, 2, 5, 6	1a, 2, 3, 5, 6

I konsept A bygges det 132 kV-ledning, mens det i konsept B1 og B2 bygges 420 kV-ledning. 132 kV-ledninger er dimensjonert mindre enn 420 kV-ledninger, og 420 kV-ledninger innebærer dermed noe større inngrep enn 132 kV. Forskjellen anses imidlertid å være liten, ettersom det legger beslag på tilsvarende område, det vil innebære en tilsvarende anleggsperiode og ha en tilsvarende visuell betydning. Spenningsnivået har derfor ikke betydning for hvordan vi vurderer omfanget av inngrep i areal og miljø.

Flere av de samme naturinngrepene inngår i alle konseptene

I alle konseptene bygger vi ny ledning i det nordlige området mellom Kvandal og Hinnøy (delområde 1a og 2). Dette er et område med *stort* konfliktpotensial på grunn av inngrepsfri natur og friluftslivsverdier i østlige deler, samt viktig verdi for flere typer samisk kultur. Det er imidlertid mulig å redusere påvirkningen betydelig dersom vi legger traséen ved eksisterende infrastruktur. Da blir ledningen mellom Kvandal og Kilbotn omtrent 50 km, både med og uten trasétilpasninger. Ledningen mellom Kilbotn og Sortland vil være omtrent 50 km, både med og uten trasétilpasning. Med tilpasninger kan påvirkningen reduseres fra sterk forringet til noe forringet (*liten* påvirkning) for begge områdene.

I alle konseptene inngår bygging av nytt 132 kV-nett mellom Hinnøy og Kvitfossen (delområde 6). Dette området vurderes også til å ha *stor* samlet verdi. Området omfattes av mange kommunale planer, det er rikt på kulturminner og viktig for friluftsliv og det er spesielt kulturminner og friluftslivsverdier som kan bli forringet ved netttiltak. En ny ledning vil være rundt 70 km (inkludert ca. 20 km sjøkabel) dersom vi følger eksisterende ledningsnett, og dette vil minimere konfliktpotensialet. Påvirkningen vurderes til å være *liten*.

I alle konseptene vil vi også berøre delområde 5 – Hinnøy-Kanstadbotn. En ledning her vil være omtrent 25 km, dersom den følger eksisterende trasé. I området er det verdier knyttet til samisk kultur og reindrift, samt mange kommunale planer. Området vurderes til å ha *stor* verdi. Å legge ledningen i samme område som eksisterende trasé, vil være det mest gunstige. Påvirkningen blir da *liten*.

Konsept B1 har en trasé som ikke inngår i de andre konseptene

I konsept B1 vil vi bygge ledning tilbake fra Hinnøy til Kvandal gjennom Kanstadbotn. Ledningen vil berøre deler av om delområde 1b (området mellom Kvandal og Bogen). I dette området er det verdier knyttet til flere typer samisk kultur, naturreservat og andre naturverdier, samt flere kommunale planer. Området har *stor* verdi. Å følge eksisterende trasé vurderes som den mest gunstige løsningen, og påvirkningen er vurdert til *middels* (--). Denne delen av ledningen er omtrent 30 km. Ledningen vil også berøre delområde 1c, mellom Bogen til Kanstadbotn. Dette delområdet har mye reindrift og enkelte strekninger som er rasutsatt. Det er mest konfliktfyllt i området mellom Bogen og Boltås, med større rasfare, verneområder, forsvarsinteresser og flyplass (Evenes), noe som kompliserer traséplanlegging. Ved å tilpasse traséer for å unngå det mest konfliktfylte området (mellom Bogen og Boltås) kan påvirkningen vurderes til *middels* (--). Denne ledningen blir 45 km. Dersom konflikten med areal og miljø

vurderes å være for stor i dette området, er det også mulig å bygge ledningen fra Hinnøy til Kvandal i konsept B1 gjennom delområde 2 og 1a i stedet for 1b og 1c.

Konsept A og B2 går gjennom områder rundt Ballangen, hvor det er mye reindrift og et naturreservat

I konsept A og B2 berører vi også delområde 3 fra Kanstadbotn til Ofoten. Området har flere reinbeitedistrikter og vurderes til å ha betydelig verdi for flere deler av samisk kultur. Det er stor verdi og konfliktpotensialet er stort, spesielt fra Ballangen og østover. Det er et stort naturreservat ved Ballangen der det er forbudt med oppføring av nye ledninger og endringer som medfører bredere hogstkorridorer. Videre er det mange kommunedelplaner som kan bli berørt. Dersom vi gjør spesielle trasétilpasninger og går rundt naturreservatet og ikke via Ballangen stasjon, kan konfliktpotensialet reduseres. Vi legger til grunn at traséen legges utenfor naturreservatet. Påvirkningen kan da reduseres fra stor til liten (). Ved trasétilpasninger blir ledning i konsept A og B2 omtrent 90 km (inkludert 7 km sjøkabel).

Tabell 5-12: Verdi og påvirkning for ulike delområder, forutsatt trasétilpasninger

Delområde	Ledning	Inngår i konsept	Verdi	Påvirkning (med trasétilpasninger)
1a (50 km)	Kvandal-Kilbotn	A, B1 og B2	Stor	Liten
1b og 1c (75 km)	Kvandal-Kanstadbotn	B1	Stor	Middels
2 (50 km)	Kilbotn-Hinnøy	A, B1 og B2	Stor	Liten
3 (90 km)	Kanstadbotn-Ofoten	A og B2	Stor	Liten
5 (25 km)	Hinnøy-Kanstadbotn	A, B1 og B2	Stor	Liten
6 (50 km)	Sortland-Kvitfossen	A, B1 og B2	Stor	Liten

Areal og miljø vurderes til middels negativ for konseptene

For å komme frem til en samfunnsøkonomisk konsekvens vurderer vi verdi og påvirkning samlet i henhold til verdimatrixemetoden. I alle delområdene er det stor verdi. Det er liten påvirkning i alle delområdene (gitt trasétilpasninger), med unntak av 1b. Samtidig vil virkningen for areal og miljø avhenge av hvor store inngrepene er, herunder blant annet hvor lange ledningstraséene blir.

Konsept A innebærer totalt rundt 280 km med ledning, mens konsept B1 og B2 innebærer henholdsvis omtrent 265 km og 280 km ledning. Det er dermed noe mindre arealbeslag fra ledninger i konsept B1, enn i A og B2. Til gjengjeld går B1 gjennom område 1b der påvirkningen vil være middels, i stedet for liten som i de andre områdene. Basert på verdimatrixemetoden, får vi dermed middels negativ samfunnsøkonomisk virkning i alle konseptene.

Dersom vi ikke legger til grunn at det gjøres trasétilpasninger, vil alle konseptene komme vesentlig dårligere ut, fordi det er stort konfliktpotensial i særlig delområde 3 og 1b. Det må derfor være en forutsetning for den videre prosessen at vi har rom for trasétilpasninger, selv om dette vil påvirke kostnadene på grunn av lengre ledningsspenn.²⁴ Trasévalg er i utgangspunktet ikke noe som vurderes på konseptvalgstadiet, men det er viktig å påpeke at trasétilpasninger er en forutsetning for

²⁴ Det er inkludert kostnader til noe tilpasning av traséer i beregningen av investeringskostnader.

vurderingen. Det er imidlertid usikkerhet rundt endelig valg av traséer, men dette er utenfor omfanget for konseptvalgutredningen og håndteres i den videre prosessen.

Tabell 5-13 oppsummerer hvordan konseptene påvirker 'Areal og miljø', gitt at det gjøres trasétilpasninger.

Tabell 5-13: Vurdering av konsekvenser for 'Areal og miljø', med traséjusteringer.

	Nullalternativet	Minimums- alternativet	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
Areal og miljø			Stor	Stor	Stor
Omfang	-	Ubetydelig	Liten (-)	Liten (-)	Liten (-)
Virkning	-	Ubetydelig	Middels (-)	Middels (-)	Middels (-)

5.3 Vurdering av samfunnsøkonomisk lønnsomhet før vurdering av usikkerhet og fleksibilitet

Tabell 5-14 viser sammenstilte prissatte og ikke-prissatte virkninger og vår rangering av konseptene etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet, før vi vurderer usikkerhet og fleksibilitet.

Tabell 5-14: Prissatte og ikke-prissatte virkninger over analyseperioden 2026-2069, mill. kroner, ekskl. mva. 2025-kroner.

Nåverdi 2025	Null- alternativet	Minimumsalt.	Konsept A: Forsterket 132 kV nett	Konsept B1: 420 kV Indre ring Kvandal- Hinnøy- Kvandal	Konsept B2 - 420 kV Indre ring Kvandal- Hinnøy- Ofoten
Prissatte virkninger					
Investeringskostnader	0	-330	-5 560	-6 100	-6 530
Sparte reinvesteringskostnader	0	0	420	420	420
Restverdi	0	10	550	680	780
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-50	-120	-130
Redusert overføringstap	0	0	-110	-30	0
Sum prissatte virkninger	0	-330	-4 750	-5 150	-5 470
Ikke-prissatte virkninger					
Forsyningssikkerhet: Unngått N-0 i Sørnettet	0	Middels (+)	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)
Forsyningssikkerhet: Risikobildet i kraftsystemet	0	Ubetydelig	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)
Verdi av nytt forbruk	0	0	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)
Areal og miljø*	0	0/Ubetydelig	Middels (-)	Middels (-)	Middels (-)
Rangering samfunnsøkonomisk lønnsomhet, før vurdering av usikkerhet og fleksibilitet	5	1	2	4	2

*I investeringskostnadene er det lagt til grunn at det gjøres trasétilpasninger for å redusere konsekvenser for areal og miljø. Dersom det ikke gjøres trasétilpasninger vil konsept A og B2 komme vesentlig dårligere ut under Areal og

miljø, fordi det er stort konfliktpotensial i deler av korridorene. Det må derfor være en forutsetning for den videre prosessen at vi har rom for trasétilpasninger.

Det er ikke åpenbart at utbyggingskonseptene er samfunnsøkonomisk lønnsomme

Utbyggingskonseptene (konsept A, B1 og B2) innebærer store investeringer. Det bygges om lag 260-280 kilometer med ny ledning, flere transformatorstasjoner må utvides eller bygges nye, og det bygges flere nye sjøkabelanlegg. I tillegg til at dette utløser betydelige kostnader, innebærer det arealinngrep i områder med høy verdi. For at konseptet skal være lønnsomme, må nytten av investeringene overstige disse kostnadene og de negative virkningene.

Nytten kommer i form av at konseptene gir høyere overføringskapasitet i nettet. Økt overføringskapasitet gjør at vi unngår radiell drift, nettet gjøres mindre sårbart og det er mulig å knytte til mer forbruk. Unngått N-O drift gjør at avbruddskostnadene reduseres betydelig, både sammenlignet med nullalternativet og sammenlignet med minimumsalternativet. En beregningsteknisk tilnærming tilsier at det dreier seg om reduserte kostnader i størrelsesorden 1-3 milliarder kroner. Selv om dette er betydelige summer, er det ikke i seg selv nok til å veie opp for kostnadene. Spørsmålet blir videre hvorvidt verdien av nytt forbruk dekker opp for de resterende kostnadene.

I middelsscenarioet knyttes det til en forbruksvekst i størrelsesorden 10 prosent av dagens forbruk i hele prisområdet. Vi mener dette forbruket har en betydelig verdi. Deler av forbruket er en del av grønn energiomstilling for transport og industri, samt vekst i vanlig strømforbruk, og andre deler av forbruksøkningen er knyttet til ny industri. Om vi for argumentets skyld legger til grunn reduserte avbruddskostnader på 2 milliarder kroner, og at virkningene for areal og miljø og virkningen for risikobildet i kraftforsyningen nuller hverandre ut, må verdien av nytt forbruk i konsept B.2 overstige 3,9 milliarder kroner, for at konseptet skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Over analyseperioden tilsvarer dette en årlig verdi tilsvarende 300 millioner kroner, eller 1,5 mill. kroner per MW.²⁵ Det er ikke utenkelig at forbruket vil generere denne merverdien for samfunnet, men det er heller ikke åpenbart.

Minimumsalternativet er samfunnsøkonomisk lønnsomt

Minimumsalternativet innebærer også at det gjøres investeringer i nettet, men investeringskostnadene utgjør bare om lag 5 prosent av utbyggingskonseptene. Investeringene bidrar til noe høyere kapasitet (fra 350 til 400 MW over Vestsnittet), og særlig bidrar tilrettelegging av vernløsninger til reduserte avbruddskostnader sammenlignet med nullalternativet. Med vernløsninger blir det mulig å drifte nettet samlet i større grad, man unngår radiell drift og konsekvensene ved avbrudd blir derfor i stor grad redusert. Tiltakene i minimumsalternativet gir på bakgrunn av dette høy nytte til en relativt liten kostnad og har også en relativt kort gjennomføringsperiode slik at nytten kan realisere raskt. Vi anser det som sannsynlig at tiltakene i minimumsalternativet er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

På bakgrunn av vurderingene over, er det minimumsalternativet som vi har mest tro på at vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Før vi har vurdert betydningen av usikkerhet og fleksibilitet er det derfor minimumsalternativet som rangeres høyest. Deretter rangerer vi konsept A og B2 likt. Hvorvidt den økte forsyningssikkerheten i B2 veier opp for 700 mill. kroner i merkostnad, har vi ikke grunnlag til å vurdere. Vi har i utgangspunktet heller ikke grunnlag for å vurdere om forsyningssikkerheten i B2 veier opp for merkostnadene overfor konsept B1. Vi velger likevel å rangere B1 lavere enn B2. Det å være så avhengig av Kvandal for å forsyne området vurderer vi å være en stor svakhet, og vi rangerer derfor B1 bak konsept A og B2. Nullalternativet har vi valgt å rangere nederst fordi det innebærer store ulemper for forsyningssikkerheten og fordi det i liten grad tilrettelegger for grønn omstilling og nytt forbruk. Som vi

²⁵ Forutsatt en forenklet beregning hvor vi fra 2036 legger til rette for 200 MW nytt forbruk

har drøftet er det likevel ikke opplagt at utbyggingskonseptene er samfunnsøkonomisk lønnsomme og at de skal rangeres foran nullalternativet.

5.4 Usikkerhetsanalyse

I usikkerhetsanalysen vurderer vi om usikkerheten bidrar til å endre lønnsomheten eller rangeringen av konseptene. Vi skiller mellom usikkerhet rundt det prosjektutløsende behovet (*usikkerhet i forbruksutviklingen*) og usikkerhet som relaterer seg til enhetsverdier og enkeltvirkninger (*estimatusikkerhet*). Usikkerhet rundt forbruksutviklingen kan påvirke flere virkninger samtidig, mens estimatusikkerheten relaterer seg til hvordan vi har vurdert de enkelte virkningene.

Vi finner at usikkerhet i det prosjektutløsende behovet påvirker verdien av nytt forbruk og forsyningssikkerhet, og medfører risiko for både over- og underinvestering. Når det gjelder estimatusikkerhet er det særlig investeringskostnadene som bidrar til ytterligere usikkerhet rundt lønnsomheten av konseptene. Samlet bidrar både usikkerheten i det prosjektutløsende behovet og i estimatusikkerheten til enda større usikkerhet rundt den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av utbyggingskonseptene.

Usikkerhet i forbruksutviklingen

Det er betydelig usikkerhet rundt forbruksutviklingen, der mange underliggende faktorer har betydning. Endringer i aktørenes planer, lønnsomhet i ulike næringer, energieffektivisering, teknologiske løsninger for lastutjevning, grad av elektrifisering og forbruksutvikling i andre deler av NO4 er noen sentrale faktorer. Det er sannsynlig at noen av de kjente forbruksplanene vil falle fra, samtidig er det sannsynlig at det dukker opp nye aktører som vil ønske tilknytning. Videre kan teknologisk utvikling og prisutvikling gjøre energieffektivisering og flytting av last mer utbredt.

Med bakgrunn i usikkerhet i forbruksutviklingen, har vi i behovsanalysen skissert et lav- og høyscenario for forbruket. Lav- og høyscenario fra behovsanalysen bruker vi som utgangspunkt her.

Som analytisk tilnærming har vi lagt til grunn at vi knytter til forbruk opp til grensene i intakt nett. I *lavscenariet* er det med denne forutsetningen nok kapasitet til å knytte til forbruket. I nullalternativet vil det da være tilsvarende omfang av radiell drift.²⁶ Dermed vil avbruddskostnadene som følge av radiell drift også være i samme størrelsesorden, isolert sett. Ettersom vi analytisk legger til grunn at alt forbruk (520 MW) knyttes til i alle alternativene (også nullalternativet), vil imidlertid virkningen "verdi av nytt forbruk" bli verdsatt til '0'.²⁷ Isolert sett fører dette til at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konsept A, B1 og B2 svekkes relativt til nullalternativet og minimumsalternativet.

I et *høyscenario* vil konsept B1 og B2 gi nok N-1 kapasitet og derfor relativt sett komme bedre ut. I konsept A vil nettet være underdimensjonert, og det vil ikke være mulig å gi alt nytt forbruk N-1 forsyning. Hvorvidt dette vil resultere i at forbruk blir avvist eller om det tillates N-0 drift, er usikkert. Om vi som tidligere legger til grunn at vi kan knytte til forbruk opp mot grensene i intakt nett, vil vi i konsept A kunne tilknytte noe av forbruket i høyscenarioet, men det avbruddskostnadene vil være høye fordi det blir utstrakt radiell drift. Dette reduserer forsyningssikkerheten i konsept A. Vi antar likevel at det vil bli brukt vernløsninger slik at nettet driftes samlet og avbruddskostnadene begrenses. I tillegg vil forbruk også bli avvist i konsept A i høyscenarioet.

²⁶ I middelsscenarioet har vi lagt til grunn maksforbruk på 550 MW i nullalternativet og i minimumsalternativet. I lavscenariet er maksforbruket 520 MW.

²⁷ Alternativt kan vi anta at vi ikke tillater radiell drift, og at forbruk dermed blir avvist. I et slikt tilfelle vil verdsettingen av radiell drift i konseptene falle bort, mens verdien av nytt forbruk blir verdsatt.

Tabell 5-15 oppsummerer hvilke utslag forbruksutviklingen har for virkningene i konseptene, forutsatt at investeringsnivået ikke endres.

Tabell 5-15: Konsekvenser av lav- og høyscenario for forbruk, forutsatt at investeringsnivå ikke endres

Scenario (MW)	Lavscenario forbruk 520 MW vest for Vestsnittet 300 MW vest for Ytre snitt	Høyscenario forbruk 1100 MW vest for Vestsnittet 500 MW vest for Ytre snitt
Verdi av nytt forbruk	Virkningen "Verdi av nytt forbruk" faller bort (analytisk lagt til grunn at alt kan knyttes til i nullalternativet)	Tilknytter mer forbruk i B1 og B2, hvor det er kapasitet ("Verdi av nytt forbruk" øker for B1 og B2) Forbruk vil bli avvist i konsept A.
Forsyningssikkerhet (Radiell drift)	Mye radiell drift og høye avbruddskostnader i <i>nullalternativet</i> (noe lavere enn i middelsscenario) Mye N-0 drift og betydelige avbruddskostnader i <i>minimumsalternativet</i> (noe lavere enn i middelsscenario)	Mye radiell drift og høye avbruddskostnader i <i>nullalternativet</i> (tilsvarende middelsscenario) Mye N-0 drift og betydelige avbruddskostnader i <i>minimumsalternativet</i> og i <i>Konsept A</i> (tilsvarende middelsscenario)
Kapasitetsutnyttelse	I konsept A, B1 og B2 vil det være mye ledig kapasitet i nettet.	Konsept A vil være underdimensjonert, derav N-0 drift. I konsept B1 og B2 vil det fortsatt være mye ledig kapasitet i nettet.
Betydning for samfunnsøkonomisk lønnsomhet	Samfunnsøkonomiske lønnsomhet av konsept A, B1 og B2 svekkes relativt til nullalternativet Stegvis utbygging reduserer risikoen for overinvestering (se realopsjoner)	Samfunnsøkonomiske lønnsomhet av konsept B1 og B2 styrkes relativt til de andre alternativene.

Usikkerhet i produksjon

En annen faktor, utover forbruksveksten, som kan påvirke behovet for økt kapasitet, er usikkerhet i produksjon. Selv om det i dag ikke foreligger konkrete planer om ny produksjon, viser en mulighetsstudie, gjennomført av Thema, at det er potensial for kraftproduksjon i området. Som en del av analysen, har vi vurdert kraftproduksjon som alternativ til nett, men konkludert med at dette ikke er et reelt alternativ til nett i seg selv. Dersom det kommer ny kraftproduksjon i området, vil dette imidlertid kunne redusere behovet for tiltak som øker kapasiteten. Hvorvidt produksjon kan påvirke behovet for netttiltak, avhenger av hvorvidt produksjonen er regulerbar, hvor produksjonen er plassert og omfanget. Det er betydelig usikkerhet rundt produksjon, som trekker i favør av null- og minimumsalternativet (ettersom produksjon vil redusere behovet for tiltak).

Tilsvarende vil gjelde dersom batteriløsninger blir mer kostnadseffektivt og kan bidra til å øke fleksibiliteten i nettet. Usikkerhet i utvikling av løsninger som øker produksjonen eller fleksibiliteten i nettet, vil være i favør av null- og minimumsalternativet, og dermed kunne svekke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av utbyggingskonseptene.

Estimatusikkerhet

Estimatusikkerhet inkluderer antakelsene som er lagt til grunn i beregningen av investeringskostnader, muligheter for sparte reinvesteringskostnader, kostnader ved trasévalg, og omfang av feil og avbrudd i nettet.

For å vurdere utslag på lønnsomheten i konseptene som følger av disse usikkerhetsmomentene, bruker vi følgende skala:

- Stort utslag på lønnsomheten
- Middels utslag på lønnsomheten
- Lite utslag på lønnsomheten

Tabell 5-16 oppsummerer vurderingene av estimatusikkerhet, og betydningen av usikkerheten for vurderinger av konseptene.

Tabell 5-16: Oppsummering av vurderinger og betydning av estimatusikkerhet

Virkning	Utslag på lønnsomhet	I favør av	Beskrivelse
Investeringskostnader	●	Nullalternativet og minimumsalternativet	Investeringskostnadene har stor betydning for lønnsomheten, og usikkerheten er høy på dette stadiet. Usikkerhet rundt trasévalg og markedsusikkerhet er relativt lik, og vil dermed ha tilsvarende usikkerhet i alle utbyggingskonseptene. Det er noe større usikkerhet i konsept B2 og A som inkluderer sjøkabel. Konsept A har likevel noe lavere usikkerhet fordi det er lavere investeringer totalt sett. Relativt sett liten/ingen usikkerhet i nullalternativet og minimumsalternativet.
Sparte reinvesteringskostnader	●	Konsept A, B1 og B2	Det er lagt til grunn like reinvesteringene i alle konseptene. Det er noe usikkerhet rundt de antatte sparte reinvesteringskostnadene i regionalnettet.
Forsyningssikkerhet	●	Konsept B2	Flere usikre momenter som kan påvirke forsyningssikkerheten. Konsept B2 er mest robust med tanke på kapasitet, spenningsnivå og tilknytningspunkter til øvrige deler av transmisjonsnettet.
Areal og miljø	●	-	I usikkerhetsbetraktningene rundt kostnader tas det høyde for at trasétilpasningene kan vise seg å bli både mer eller mindre utfordrende enn det som er lagt til grunn. På denne måten er usikkerhet i virkningen på areal og miljø i hovedsak dekket gjennom usikkerheten i kostnadene.
Restverdi	●	-	En endring i restverdi vil gi lite utslag på lønnsomheten. Usikkerheten vil slå ut relativt likt for alle konseptene, da usikkerhet rundt levetid og verdsettelse av utstyr er lik.
Drift- og vedlikeholdskostnader	●	-	Endringer i drift- og vedlikeholdskostnader har liten betydning for lønnsomheten ettersom kostnadene er relativt lave. Usikkerheten er lik for alle utbyggingskonsepter.

Overføringstap



-

Endringer i overføringstap gir lite utslag på lønnsomheten.

Usikkerhet i kostnader

Det er stor usikkerhet knyttet til investeringskostnadene, som påvirkes av flere faktorer.

Idriftsettelsestidspunkt av konseptene vil påvirke nåverdien, som blir høyere (dyrere) dersom tiltakene gjennomføres tidligere. Samtidig kan da nytten av tiltakene realiseres tidligere. Prisstigning vil også ha et utslag på kostnadene, og vi har de senere årene sett en betydelig prisøkning på sentrale komponenter. De estimatene som er gjort på dette tidspunktet er grove og vil med stor sannsynlighet endre seg.

I analysen har vi vurdert ulike korridorer, men vi har ikke vurdert eller tatt stilling til konkrete traséer. Når de konkrete trasévalgene beslutes, vil det sannsynligvis føre til flere (eller færre) kilometer med ledning enn det som er estimert foreløpig. For øvrig tar forventningsverdiene utgangspunkt i middels/vanskelig vanskelighetsgrad. Terrenget for traséene kan vise seg å være både mer krevende enn det som er lagt til grunn, og dermed føre til høyere kostnader og økt byggetid, men det kan også gå i retning av enklere terreng enn det som er lagt til grunn.

Det er også betydelig usikkerhet rundt kostnadene knyttet til stasjonene. Vi vet ikke nøyaktig omfang av stasjonsutbyggingene og om det vil komme tomtekostnader på grunn av en eventuell utvidelse. Stasjonskomponenter har også hatt store markedssvingninger de seneste årene (særlig har enhetskostnader hatt en økning), og det er fortsatt betydelig usikkerhet rundt disse.

Alle disse momentene vil være med på å påvirke investeringskostnadene. Usikkerheten i kostnadene vil i størst grad treffe utbyggingskonseptene, hvor det gjøres betydelige investeringer.

En forskjell mellom konsept A og B2, og B1, er at det i konsept B1 ikke investeres i ny kabel over Ofotfjorden. Usikkerheten relatert til sjøkabel er høy, og påvirkes særlig av trasévalg (lengde og kompleksitet), markedsusikkerhet og teknologivalg. På denne måten er usikkerheten i favør av konsept B1. På den annen side er det i B1 krevende å finne egnede traséer mellom Kvitnes og Kvandal, hvor det vil være mange forbindelser. Særlig i området rundt Bogen hvor det allerede er trangt. Det kan føre til fordyrende løsninger. Det er også krevende å finne nok plass i Kvandal stasjon til flere transformatorer og felt, noe som kan være fordyrende.

En forskjell mellom 420 kV-konseptene B1 og B2, og 132 kV-konseptet A, er at det bygges for ulike spenningsnivå. Kostnadsforskjellen mellom 420 kV-ledning og 132 kV-ledning er det usikkerhet rundt. I kostnadsanslagene antar vi en samlet enhetskostnad på 20 mill. kroner/km. for 420 kV-ledning, og 11 mill. kroner/km. for 132 kV-ledning. Flere av usikkerhetsfaktorene rundt enhetskostnadene vil være de samme for både 132 og 420 kV ledninger. Det gjelder for eksempel markedsusikkerhet rundt råvarepriser og leverandørmarked. Samtidig er det usikkerhet rundt den reelle kostnadsforskjellen. Uansett anses det å være betydelige kostnadsforskjeller mellom 420 kV-ledninger og 132 kV-ledninger. 420 kV-ledninger må ha større avstand til bakken og mellom faseledningene, og dimensjoneres derfor større. Dette krever større fundament, mer materiell, større master, og mer omfattende montasje, samt mer omfattende grunnerverv, trasérydding m.m.

Oppsummert påvirker usikkerheten rundt investeringskostnadene i minst grad nullalternativet og minimumsalternativet, hvor det gjøres få eller ingen investeringer. Usikkerheten er betydelig for alle utbyggingskonseptene. Det er noe større usikkerhet i konsept B2 og A som inkluderer sjøkabel, og noe lavere usikkerhet i konsept A pga. lavere investeringer totalt sett. Usikkerheten anses å være noenlunde

lik i konsept A og B1. Usikkerheten synes å være størst i konsept B2, som har de høyeste investeringskostnadene.

Sammenheng mellom usikkerhet i areal og miljø og usikkerhet i kostnader

Virkningene for areal og miljø kan påvirkes av avbøtende tiltak eller traséjusteringer. På denne måten kan økte kostnader bidra til å redusere konsekvensene for areal og miljø i konseptene.

Det er i forventningsverdiene lagt til grunn at det gjøres trasétilpasninger for å redusere virkningene for areal og miljø. I usikkerhetsbetraktningene rundt kostnader tas det høyde for at trasétilpasningene kan vise seg å bli både mer eller mindre utfordrende enn det som er lagt til grunn. På denne måten er usikkerhet i virkningen på areal og miljø i hovedsak dekket gjennom usikkerheten i kostnadene. Nærmere vurderinger av trasévalg og trasétilpasninger gjøres i de neste fasene av prosjektet. Da gjøres bla. en nærmere om mer detaljert samfunnsøkonomisk vurdering av trasé vs. areal og miljø.

Usikkerhet i sparte reinvesteringer i regionalnettet

Noranett planlegger å erstatte dagens 33 kV fra Kvitnes til Skoddeberg med en ny 132 kV ledning. Denne går i samme område/trasé som kan være aktuell for ny transmisjonsnettledning mellom Kvandal og Kilbotn. Dersom ny forbindelse mellom Kvandal og Kilbotn bygges i samme område, kan Noranett spare disse investeringene dersom Statnett og Noranett koordinerer investeringer i stasjoner og ledninger. Det er lagt til grunn at en slik koordinering er gjennomførbar i alle konseptene. Det forutsetter imidlertid at det er mulig å regulere samarbeid om driften i stasjonene og ivareta forskriftskrav, samt regulering av den videre utvikling av nettet i området.

Usikkerhet i forsyningssikkerhet

Det er flere kilder til usikkerhet i vurderingen av forsyningssikkerhet, blant annet hvordan feilratene vil utvikle seg over tid og reelle konsekvenser av utfall.

Det er usikkert hvor ofte det vil være feil på ledningene i fremtiden. På den ene siden har noen av ledningene blitt oppgradert og dermed antakelig blitt mer solide enn de har vært, noe som kan bidra til å trekke ned feilratene. På den annen side øker værutsatthet sannsynligheten for feil, hvor av noen typer feil kan medføre langvarige utfall som rammer mange aktører, for eksempel mastehavari. Mange av ledningene i Sørnettet er allerede i dag utsatt for hardt vær, som mye vind, ras og ising på ledningene. På grunn av klimaendringer ventes det at det oftere vil oppstå ekstremvær med store nedbørsmengder og vind i områdene. Dette kan bidra til å øke sannsynligheten for både vindfeil og havari i forbindelse med ras. Det er også ventet at feil som følge av lynnedslag vil øke i sommerhalvåret.

Flere usikkerhetsmomenter tilsier situasjoner med svekket forsyningssikkerheten, som påvirker omfanget av avbruddskostnader, og forverrer risikobilde i kraftsystemet generelt. For eksempel kan det oppstå flere feil samtidig, menneskelige feil, tekniske feil (for eksempel brytersvikt) eller risiko for skadelige overspenninger som senere kan føre til feil. Økt forekomst av slike hendelser vil føre til dårligere forsyningssikkerhet.

I utgangspunktet vil slike situasjoner som svekker forsyningssikkerheten treffe likt for alle konseptene. Samtidig vil vi i et 420 kV-nett ha et mindre sårbart kraftsystem, slik at både sannsynligheten for slike hendelser, og konsekvensene av slike hendelser, kan være lavere. Derfor kommer både konsept B1 og B2 bedre ut, sammenlignet med null- og minimumsalternativet, og konsept A. Videre vil vi i konsept B2 ha et mindre sårbart nett, enn i konsept B1, fordi vi ikke blir like avhengig av ett punkt i nettet. Verdien av et mer robust 420 kV nett mellom Kvandal og Ofoten påvirkes også av utviklingen i forbruk og produksjon nord for Kvandal og sør for Ofoten, samt fra Sverige. Mer forbruk og produksjon vil

sannsynligvis øke verdien av forsyningssikkerheten i konsept B2. Samlet vil usikkerheten i forsyningssikkerhet være i favør av konsept B2.

Usikkerhet i øvrige virkninger påvirker i liten grad forskjellene mellom konseptene

Det er betydelig usikkerhet knyttet til flere av de andre virkningene, for eksempel omfanget av drift og vedlikehold eller reduserte overføringstap. Disse virkningene har imidlertid mindre betydning for den samlede lønnsomheten, og er ikke avgjørende for vurderingene og rangeringen av konsepter.

Konklusjon av usikkerhetsanalysen

Usikkerhet i det prosjektutløsende behovet påvirker verdien av nytt forbruk, forsyningssikkerhet, og medfører risiko for både over- og underinvestering. Det er særlig dette som påvirker vurderingen av konseptene. Dersom det prosjektutløsende behovet er lavere enn forventet (lavscenario) vil verdi av nytt forbruk falle bort i konseptene, samtidig som kostnadene fortsatt er like høye. Konsept A, B1 og B2 vil da innebære lavere lønnsomhet relativt til null- og minimumsalternativet, og kan føre til at vi overinvesterer. Dersom behovet er høyere enn forventet (høyscenario) vil derimot konsept B1 og B2 komme bedre ut, ettersom disse tilrettelegger for enda mer forbruk. Konsept A svekkes relativt til nullalternativet, fordi vi enten må avvise forbruk eller tillate redusert forsyningssikkerhet for de forbruket som tilknyttes. Vi risikerer en underinvestering. Usikkerhet i enhetsverdiene og enkeltvirkninger kan også påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene, men er ikke tydelig i favør av enkelte av konseptene.

Det er allerede i middelscenario uklart om konseptene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og usikkerheten i det prosjektutløsende behovet medfører enda større usikkerhet rundt den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene.

5.5 Realopsjoner og fleksibilitet

Usikkerhetsanalysen viser hvilke usikkerheter som påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Mer informasjon om kritiske usikkerhetsfaktorer er verdifullt. Muligheten å vente med beslutninger til vi har mer informasjon kalles en realopsjon. Det er et verktøy for å håndtere usikkerhet ved å skape fleksible alternativer, slik at enkelte valg kan tas senere.

I denne utredningen er det flere usikkerhetsfaktorer som påvirker lønnsomheten, særlig knyttet til forbruket og behovet for overføringskapasitet. Etter hvert vil vi få mer informasjon om hvilke prosjekter som faktisk blir realisert. Derfor har fleksibilitet til å tilpasse konseptene vært en viktig del av analysen, og stegvis utbygging vurderes allerede i mulighetsstudien. Å kunne utsette investeringsbeslutninger til vi har mer informasjon har en positiv verdi, særlig fordi tiltakene krever store investeringer og medfører irreversible inngrep i areal.

Vi finner at opsjonsverdiene er høyest om vi i denne omgang kun gjennomfører tiltakene i minimumsalternativet og å bygge en ny dublert ledning fra Kvandal til Kilbotn, klargjort for 420 kV. Tiltakene har relativt sett en lav kostnad og bidrar til en betydelig økning i overføringskapasiteten sammenlignet med dagens kapasitet. Med dette reduserer vi risiko for overinvestering, samtidig har vi mulighet til å på senere tidspunkt fortsette å bygge for 420 kV, dersom etterspørselen etter kapasitet blir høy.

Alle konseptene innebærer fleksibilitet for stegvis utvikling

Gitt at vi går videre med konseptene, vil det være fleksibilitet og muligheter til å tilpasse de videre stegene etter ny informasjon. I konsept B1 og B2 er det særlig en positiv virkning at vi kan drifte 420 kV-ledningen på 132 kV, og utsette valget om å drifte på 420 kV til vi vet om det er behov. I en slik situasjon kan vi også koble oss til andre stasjoner som ligger på veien, for eksempel Kilbotn og Kanstadbotn. Det

vil gi økt kapasitet i de stasjonene og vil være nyttig dersom det viser seg å komme forbruk rundt de stasjonene. I steg 3 er det mulig å bygge ny 132 kV-ledning Kanstadbotn-Kvitfossen, i stedet for Sortland-Kvitfossen, for å forsterke over Ytre snitt dersom plasseringen av nytt forbruk tilsier at dette er mer hensiktsmessig.

Det er også noen forskjeller mellom konsept B1 og B2 når det kommer til fleksibilitet. Som nevnt tidligere, vil det på et tidspunkt være behov for å vurdere tiltak som øker overføringskapasiteten inn mot Ofoten-snittet, som er utenfor denne konseptvalgutredningen. Dersom det skal bygges ny 420 kV-forbindelse mellom Ofoten og Kobbvatnet, vil konsept B2 kunne innebære reduserte oppfølgingsinvesteringer. Dette fordi dersom det skal bygges ledning til Kobbvatnet, vil vi kunne utnytte 420 kV-ledningen fra Hinnøy til Ofoten i konsept B2.

I konsept B1 og B2 tilrettelegger vi for høyt forbruk i fremtiden ved å bygge ut 420 kV-nett. I konsept A vil vi også ha muligheter til å gjøre ytterligere tiltak i fremtiden dersom det viser seg å komme høyere forbruksøkning som tilsier behov for 420 kV-nett. I et slikt tilfelle kan 132 kV-ledningene som skal reinvesteres på 2050-tallet, heller bygges som 420 kV-ledninger. Så kan de nye 132 kV-ledningene fungere som erstatning for dagens ledninger. På denne måten vil konsept A bli det samme som konsept B2, men vi utsetter investeringene i 420 kV-ledningene og ser an forbruksutviklingen. I konsept B1 og B2 tilrettelegges det for økt forbruk i forkant, også dersom det viser seg å komme mer forbruk enn forventet. En fordel her er at forbruksøkningen kan komme raskere. Ettersom det er mulig å drifte 420 kV-ledningene på 132 kV, vil det også være mulig å tilpasse til en situasjon der det kommer mindre forbruk enn forventet.

Ny Kvandal-Kilbotn (steg 2a) gir høy kapasitet per investerte krone

Det første utbyggingstrinnet, fra Kvandal-Kilbotn, er likt for alle konseptene. Ettersom det er usikkert om nettet bør bygges ut for 420 kV eller 132 kV, er det en mulighet å gjennomføre kun dette steget og deretter avvente videre utbygging. Fordelene ved dette er at det muliggjør tilknytning av forbruk i lavscenariet, som er behovet på kort sikt. Kapasiteten over Vestsnittet øker til 550 MW og over Ytre snitt øker kapasiteten til 300 MW. Det vil også redusere sannsynligheten for overinvesteringer i nettet fordi vi kan tilpasse neste utbyggingstrinn med forbruksutviklingen. Det er også steg 2a som gir høyest nytte per investerte krone.

Tabell 5-17 illustrerer mill. kroner investering per økt MW for de ulike stegene (se vedlegg V4 for mer informasjon om kapasitetsøkning per steg i konseptene). Den illustrerer kostnad per steg og kostnader akkumulert. For eksempel tilsvarer kostnaden for steg 3b i konsept A 97 mill. kroner per MW, fordi det gir 10 MW økt kapasitet og koster 970 mill. kroner. Akkumulert er kostnaden per MW ved steg 3b på 19,3 mill. kroner, fordi det totalt har gitt 190 MW økt kapasitet til en samlet kostnad på 3 660 mill. kroner. Tabellen sammenligner bare konsept A og B2 ettersom konsept B1 er rangert lavest.

Tabell 5-17: Kostnad per MW økt N-1 kapasitet (mill. kroner, nominell verdi)

	Konsept A Per steg	Konsept A Akkumulert	Konsept B2 Per steg	Konsept B2 Akkumulert
Steg 2a: Dublert Kvandal-Kilbotn	9,2	9,2	9,5	9,5
Steg 2b: Dublert Kilbotn-Hinnøy	27,4	12,6	25,6	12,3

Steg 3a: Dublert Sortland-Stokmarknes	33,7	14,9	67,4	13,0
Steg 3b: Dublert Stokmarknes-Kvitfossen	97,2	19,3	48,6	15,8
Steg 4: Dublert Ofoten-Kanstadbotn	23,9	20,9	28,3	19,5
Steg 5: Dublert Kanstadbotn-Hinnøy	12,3	19,4	4,2	11,2

*Note: I konsept B2 øker kapasiteten i steg 5 betydelig, da spenningen økes til 420 kV.
Se også vedlegg V4 som oppsummerer kapasitetsøkninger per steg i de ulike konseptene.*

Det er steg 2a som gir laveste kostnader per MW økt kapasitet. De øvrige stegene gir mindre kapasitet per krone.

Det kan diskuteres om steg 2b, 3a, 3b og 4 egentlig er reelle steg, når de gir såpass lite ny overføringskapasitet per steg. Dersom det skal legges til rette for større forbruksøkninger, må alle stegene gjennomføres. Etter steg 2a er det først i steg 4 og 5 at det blir store økninger i kapasiteten.

Vi har for lite informasjon til å avgjøre hvilket av 420 kV konseptene som utgjør det langsiktige målbildet
Som en del av vurderingen av fleksibilitet og realopsjoner er det sentralt å balansere de ulike hensynene som gjør seg gjeldende.

En stegvis utbygging gir mulighet til å tilpasse investeringene etter faktisk utvikling av behovet, noe som kan redusere sannsynligheten for overinvesteringer. Samtidig må det tas hensyn til tilknytningsplikten, som kan tilsa at planleggingen må omfatte flere steg allerede i tidlige faser. Med lange ledetider for netttiltak, ofte opp mot 10 år eller mer, er det viktig å være i forkant for å kunne reagere raskt dersom behovet oppstår tidligere enn forventet. Dette reduserer risikoen for mangel på kapasitet som kan forsinke næringsutvikling eller samfunnskritiske prosjekter.

Vår vurdering er at det ved å planlegge for minimumstiltakene (steg 1) og Kvandal-Kilbotn (steg 2a), vil være tilstrekkelig kapasitet til å dekke økning i vanlig forbruk og energiomlegging av eksisterende næringsliv på kort og mellomlang sikt. Eventuelle større forbruksøkninger kan knyttes til nettet på vilkår og/eller komme som en følge av at tiltakene legger til rette for økt produksjon i området. Oppstart på 420 kV-nivå legger til rette for en raskere utvikling av nettet i området på dette nivået, dersom det viser seg samfunnsmessig rasjonelt.

Klare målbilder for langsiktig utvikling av nettet er viktige verktøy for øvrige aktører som vurderer utvikling i regionen – herunder de regionale nettselskapene. I dag er det for stor usikkerhet knyttet til den videre utviklingen av forbruk og produksjon i området forbi 2035 og til hvilke målbilder som vil være rasjonelle for å legge til rette for denne utviklingen. Et nytt målbilde må også ta hensyn til og ses i sammenheng med behovet for og nytten av en forsterkning av transportkanalen fra Helgeland til Ofoten og kraftbalansen i NO4.

Oppsummering av fleksibilitet og realopsjoner

Oppsummert vurderer vi opsjonsverdiene å være høyest om vi kun gjennomfører steg 1 og 2a. Deretter vurderer vi konsept B2 og A til å ha noe større fleksibilitet enn konsept B1, fordi det i større grad legger til rette for økt overføringskapasitet og oppfølgingsinvesteringer nord-sør i transmisjonsnettet. Tabell 5-18 oppsummerer vår vurdering av verdien av realopsjoner i konseptene.

Tabell 5-18: Vurdering av realopsjoner

	Nullalternativet	Minimumsalternativ	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2	Kun steg 1 og 2a
Virkning	-	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)	Middels (+)	Stor (+)

5.6 Samlet vurdering

Tabell 5-19: Samlet vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger for konseptene. Mill. kroner, neddiskontert, 2025 kroneverdi, ekskl. mva. og finansieringskostnader.

Nåverdi 2025	Null-alternativet	Minimumsalt.	Konsept A: Forsterket 132 kV nett	Konsept B1: 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Kvandal	Konsept B2: 420 kV Indre ring Kvandal-Hinnøy-Ofoten	Kun steg 1 og 2a: Tiltak i minimums-alternativ + dublert Kvandal-Kilbotn
Prissatte virkninger						
Investeringskostnader	0	-330	-5 560	-6 100	-6 540	-1 400
Sparte reinvesteringskostnader	0	0	420	420	420	420
Restverdi	0	10	550	680	780	130
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-50	-120	-130	-20
Redusert overføringstap	0	0	-110	-30	0	n.a.
Sum prissatte virkninger	0	-330	-4 750	-5 150	-5 470	-870
Ikke-prissatte virkninger						
Forsyningssikkerhet: Unngått N-0 i Sørnettet	0	Middels (+)	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)
Forsyningssikkerhet: Risikobildet i kraftsystemet	0	Ubetydelig	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)	Ubetydelig
Verdi av nytt forbruk	0	0	Middels (+)	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)
Areal og miljø*	0	Ubetydelig	Middels (-)	Middels (-)	Middels (-)	Liten (-)
Realopsjoner	0	Middels (+)	Middels (+)	Liten (+)	Middels (+)	Stor (+)
Rangering ikke-prissatte virkninger	5	4	2	3	1	2
Vurdering av usikkerhet og fleksibilitet						
Opsjonsverdiene er høyest om vi i denne omgang kun gjennomfører tiltakene i minimumsalternativet og bygger en ny dublert ledning fra Kvandal til Kilbotn, klargjort for 420 kV. Tiltakene har relativt sett en lav kostnad og bidrar til en betydelig økning i overføringskapasiteten sammenlignet med dagens kapasitet (fra 350 til 550 MW N-1 kapasitet over Vestsnittet). Med dette reduserer vi risiko for overinvestering, samtidig har vi mulighet til å på senere tidspunkt fortsette å bygge for 420 kV, dersom etterspørselen etter kapasitet blir høy.						
Rangering samfunnsøk. lønnsomhet	6	2	3	5	3	1
Andre beslutningsrelevante forhold						

*I investeringskostnadene er det lagt til grunn at det gjøres trasétilpasninger for å redusere konsekvenser for areal og miljø. Dersom det ikke gjøres trasétilpasninger vil konsept A og B2 komme vesentlig dårligere ut under *Areal og miljø*, fordi det er stort konfliktpotensial i deler av korridorene. Det må derfor være en forutsetning for den videre prosessen at vi har rom for trasétilpasninger.

Utbyggingskonseptene innebærer store kostnader, sammenlignet med nullalternativet, og er ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk lønnsomme

Alle utbyggingskonseptene innebærer høye kostnader, på i overkant av 5 milliarder kroner. Det er konsept B2 som innebærer høyest kostnader, mens minimumsalternativet og kun steg 1 og 2a innebærer lavest kostnader, sammenlignet med nullalternativet.

Kostnadene skal veies opp av nyttevirkningene for at konseptene skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Nyttevirkningene er i hovedsak økt forsyningssikkerhet og verdi av nytt forbruk. Basert på disse vurderingene, kommer minimumsalternativet best ut, og vår vurdering er at det ikke er åpenbart at de andre utbyggingskonseptene har nyttevirkinger som veier opp for kostnadene.

Vi vil gå videre med minimumsalternativet og ny 420 kV Kvandal-Kilbotn for å dekke forbruksvekst og være godt posisjonert med tanke på videre nettutvikling

Det er stor usikkerhet rundt flere faktorer som påvirker vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet og rangeringen av konseptene. Den mest avgjørende faktoren er usikkerhet rundt hvor mye nytt forbruk som faktisk vil komme og hvor forbruket vil komme. Ved valg av konsept og videre prosjektutvikling legger vi til grunn at det er hensiktsmessig å ligge i forkant med planlegging av nytt nett (Regjeringens handlingsplan fra 2023) og at konsekvensene av å investere for lite eller for sent normalt vil være større enn konsekvensene av å investere for mye (Nettmeldingen fra 2011).

I tillegg til tiltakene i minimumsalternativet, planlegger vi å gå videre med Kvandal-Kilbotn og bygge denne for 420 kV. Dette innebærer at vi konseptuelt anbefaler konsept B – Indre ring. Å bygge for 420 kV innebærer noe høyere kostnader og inngrep i areal og natur enn 132 kV. Likevel gir det noe økt overføringskapasitet og større fleksibilitet til at vi på et senere tidspunkt kan bygge resten av nettet for 420 kV hvis det kommer mer forbruk og produksjon som tilsier at det er behov for økt kapasitet. Videre må både minimumstiltakene og ny ledning mellom Kvandal og Kilbotn gjennomføres så raskt som mulig (steg 1 og 2a). Basert på en samlet vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, vurderer vi at dette alternativet vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi reduserer risikoen for overinvesteringer, og tilrettelegger for at vi kan se den videre utbyggingen i sammenheng med en fremtidig forsterkning av forbindelsen nord-sør i transmisjonsnettet.

Det er ikke rasjonelt å lande videre løsning utover første trinn nå. De neste stegene i konseptene bidrar med liten kapasitetsøkning i forhold til kostnadene og må sees opp mot videre utvikling av transportkorridorene. Vår vurdering er at minimumstiltakene (steg 1) og Kvandal-Kilbotn (steg 2a), som øker N-1 kapasiteten betydelig, gir tilstrekkelig kapasitet til å dekke økning i vanlig forbruk og omlegging til elektrisitet i eksisterende næring på kort og mellomlang sikt. Eventuelle større forbruksøkninger kan knyttes til nettet på vilkår. Vi vil, sammen med de regionale nettselskapene, følge utviklingen i regionen tett for å ikke komme for sent i gang med videre steg i utviklingen.

5.7 Fordelingsvirkninger

Ved økt forbruk kan prisendringer i området føre til en endring i konsument- og produsentoverskuddet. Økt forbruk vil isolert sett medføre økte kraftpriser, slik at produsentene kan oppleve større overskudd, mens konsumentene får et mindre overskudd. Det er egenskaper ved organiseringen av kraftutbygging i Norge som bidrar til å endre den reelle fordelingen. Eksempelvis eies mange av de store kraftprodusentene i Norge av det offentlige, hvilket også gjelder for enkelte av kraftverkene i Lofoten og Vesterålen. Utbytte og skatteinngang fra disse produsentene kan fordeles tilbake til samfunnet på ulike måter. Eksempler på dette er lavere skatter og/eller bedre tilgang til offentlige goder for konsumentene. Kommunal og statlig skattlegging vil også virke omfordelende.

Videre vil verdien av det nye forbruket tilfalle de virksomhetene som har søkt om tilknytning, mens kostnadene for tiltak i transmisjonsnettet fordeles på kundene over nettleien. Dette kan dermed anses som en form for fordelingsvirkning. Samtidig vil tiltakene muliggjøre økt alminnelig forbruk også.

Tiltakene i denne utredningen har en negativ virkning for areal og miljø, og vil særlig påvirke den lokale befolkningen som bruker naturområdene og som har et ønske om å bevare naturen. Dette gjelder enkeltpersoner, turister, interesseorganisasjoner, samisk kultur og reindrift. Miljøvirkninger vil være gjenstand for grundig myndighetsbehandling og er en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt.

6 Forutsetninger for en vellykket gjennomføring

Denne utredningen viser at det er behov for å forsterke transmisjonsnettet i Sørnettet, og at det bør legges til grunn en stegvis utvikling. Vi anbefaler å gå videre med tiltakene i minimumsalternativet og å bygge 420 kV-ledning mellom Kvandal og Kilbotn som driftes på 132 kV (steg 1 og 2a i konsept B2). Behov og muligheter for videre utvikling vil vurderes i følge med utrulling av områdeplanene som skjer hvert andre år. I dette kapittelet tar vi for oss noen elementer som er viktige for en vellykket gjennomføring av netttiltakene.

Vi anbefaler å starte prosesser med konsesjonssøknader så raskt som mulig

Tiltakene vi anbefaler i denne konseptvalgutredningen bør gjennomføres raskt for å bedre dagens drift- og kapasitetssituasjon, spesielt tiltakene i minimumsalternativet. Flere av disse tiltakene krever konsesjon, for eksempel dublering av ledninger, temperaturoppgraderinger, kondensatorbatteri i Hinnøy, og ny 420 kV-linje mellom Kvandal og Kilbotn. Ettersom det kan ta tid å søke og få konsesjon, bør prosessen rundt dette starte så fort som mulig. Med gode prosesser legger vi til grunn at de to første stegene kan utføres og stå ferdig omtrent rundt 2032.

Rask oppstart av 420 kV mellom Kvandal og Kilbotn gir rom for betydelig utvikling av forbruk og produksjon på mellomlang sikt og gir gode alternativer i den videre planleggingen, som både må tilpasses behov og muligheter regionalt, og ses i sammenheng med behovet for forsterking av transportkorridoren mellom sør og nord. Det siste beskrives nærmere i oppdatert Områdeplan for Nord og Helgeland og Salten.

God involvering av berørte parter

Netttiltak legger beslag på areal, og har innvirkning på miljø. Dette innebærer at mange blir berørt av tiltakene. Det er derfor viktig med god samhandling med kommuner, reindriftsnæringen, interesseorganisasjoner, nettselskaper og andre som blir berørt, enten av behovet eller av tiltaket. Det er viktig å skape god forståelse for tiltakene så tidlig som mulig, slik at de riktige avveiningene kan gjøres. Foruten en god prosess i seg selv vil dette kunne gjøre myndighetsbehandlingen av netttiltak mer effektiv og raskere. Denne involveringen har allerede begynt, spesielt i forbindelse med arbeidet med Statnett sine områdeplaner og dialogmøter for denne konseptvalgutredningen. Dialogen vil fortsette og forsterkes i det videre arbeidet med de aktuelle nettforsterkningstiltakene.

Bygging av 420 kV ledningen mellom Kvandal og Kilbotn må koordineres med Noranett, som har planer om bygging av ny 132 kV-ledning i samme området. Ved å koordinere arbeidet, kan Noranett spare investeringer, det legges til rette for sanering av anlegg og inngrepene i natur og reinbeiteområder reduseres. Gjennom god planlegging kan vi unngå at det ikke oppstår hindre i senere utvikling av systemet (for eksempel dersom ledningen på et tidspunkt skal driftes på 420 kV).

Sørnettet berører mange viktige verdier

Statnett har en ambisiøs bærekraftstrategi, og negativ konsekvens for naturverdier skal i første rekke forsøkes unngått. Det er faste mål for konseptutvalgsfasen: konseptet som velges skal gi videre prosjektutvikling mulighetsrom for å kunne unngå store, sammenhengende naturområder, sårbare og verdifulle naturtyper, myr og høybonitetsskog.

Det er flere hensyn knyttet til samfunnsinteresser som må ivaretas ved utbygging av kraftnettet i Sørnettet. Samisk kultur er en av disse. Reindrift og retten til å drive med samisk reindrift har et sterkt vern i Norge, gjennom nasjonal lovgivning og internasjonale konvensjoner som skal sikre urfolks rettigheter. Disse forpliktelsene må vi ta hensyn til gjennom hele prosjektutviklingsløpet, også i planleggingsfasen. Gjennom tidlig involvering vil Statnett legge til rette for åpen samhandling om

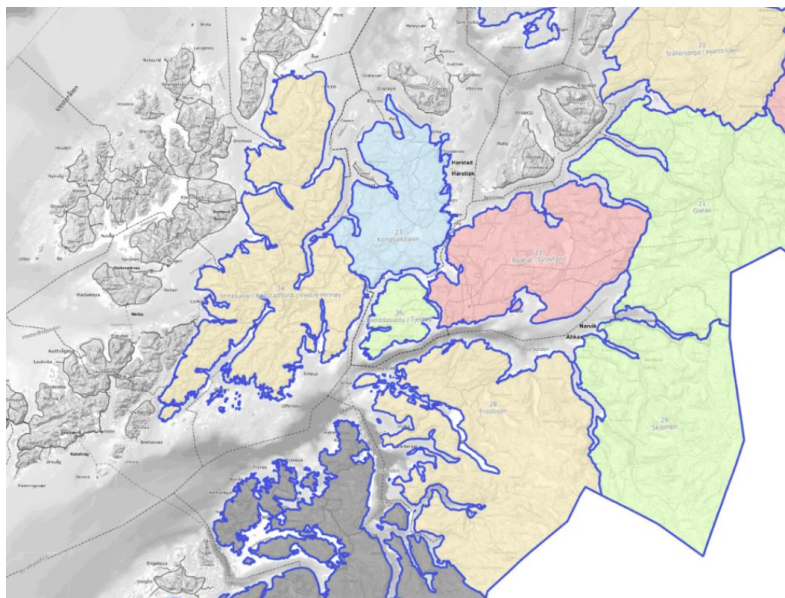
relevante tilpasninger og tiltak. Denne dialogen starter allerede ved overordnede områdeplaner og fortsetter videre frem til konsesjon er gitt, detaljplan for anleggsarbeidene er utviklet og videre i byggefase og hele anleggets levetid.

Området er også preget av mye friluft- og reiseliv. Dette bør hensyntas slik at beboere og innreisende kan fortsette å benytte seg av naturområdene rundt selv om kraftnettet utvikles. Lofoten og Vesterålen har også høye fjell som øker risikoen for ras flere steder, og det er harde værforhold ut mot kysten. Dette må også hensyntas i vurderingen av nettutbygging.

I forbindelse med denne konseptvalgutredningen har Statnett gjennomført en grundig areal- og miljøvurdering av Sørnettet. Formålet er å kunne vurdere konfliktpotensialet av konseptene for areal og miljø, og andre viktige interesser. Vurderingen viser forskjellen mellom ulike delområder og korridorer, og dermed også konseptene, men holdes på et overordnet nivå, ettersom trasévalg i utgangspunktet holdes utenfor en konseptvalgutredning. Det har likevel blitt gjort vurderinger av hvordan konfliktpotensial kan endres ved trasévalg, og i vår anbefaling ligger det til grunn at vi gjør trasétilpasninger for å minimere konflikten. Det er derfor en forutsetning at miljøvurderingens anbefalinger om trasétilpasninger blir fulgt opp i senere prosjektfaser, og at det eventuelt gjøres ytterligere grundigere analyser av dette.

Konsekvenser for reindriften må utredes grundigere i neste fase

For å ivareta reindriften interesser, har vi invitert distriktslederne for hvert reinbeitedistrikt i Vesterålen og Hålogaland møter. Figur 6-1 viser oversikten over reinbeitedistriktene som berøres i Sørnettet. Hensikten med møtene har vært å informere om dagens situasjon i Sørnettet og hvilke konsepter vi har utviklet. Videre ønsket vi å få innspill fra distriktslederne på hvordan vi kan ivareta deres interesser på best mulig måte.



Figur 6-1: Oversikt over reinbeitedistriktene som berøres av Sørnettet.

Alle konseptene innebærer inngrep i områder med verdi for samisk kultur og reindrift. Trolig vil det være vanskelig å finne løsninger som ikke berører noen reinbeitedistrikter, men det bør være mulig å finne traséer som minimerer konsekvensene. I anleggsperioden kan det også bli utfordrende for reindriften, men Statnett vil jobbe for å finne omforente løsninger. Konsekvensene for reindriften vil være avhengig av flere forhold, ikke minst helt konkrete traséer, og mastplasseringer og -høyde. Disse virkningene må vurderes nærmere ved hver beslutningsport i prosjektmodellen når vi er på et mer definert

konseptstadium enn det vi er nå. God dialog og involvering vil være viktig hele veien for å minimere de negative virkningene av tiltakene.

Grensen for vanlig forbruk bør økes gradvis fra 1 til 5 MW

Den raske forbruksveksten i Sørnettet gjorde at Statnett i mai 2024 satte ned grensen for vanlig forbruk fra 5 til 1 MW. Det betyr i praksis at det per i dag ikke er mulig å tilknytte forbruk over 1 MW uten individuell vurdering og/eller uten særlige vilkår. Statnett har et mål om å heve denne grensen så raskt som mulig. Dette vil måtte skje gradvis. Beslutningene vil bygge på en vurdering avhenge av hvor raskt vi får på plass de ulike kortsiktige tiltakene, hvilken effekt de gir, kombinert med vurdering av risiko knyttet til forbruksutviklingen og karakteristika ved forbruket i området.

Det må gjøres nærmere utredning av behovet for direktejording av Sørnettet

Det er uklart på hvilket tidspunkt det er behov for å legge om Sørnettet til direktejording. Spolejordingen gir allerede i dag utfordringer i driften av nettet (se kapittel 2.2). Statnett sine vurderinger per nå er at driften er på bristepunktet av hva som er forsvarlig. Lastøkningen forsterker problemene, og flere sjøkabler og økt ladeytelse vil etter Statnett sitt syn ikke være håndterbart. Ingen av de vurderte konseptene løser utfordringen på kort eller mellomlangt sikt. Problemstillingen må dels ses i en større nasjonal sammenheng og de tekniske og samfunnsøkonomiske kostnadene og gevinstene i de enkelte områdene må vurderes i nært samarbeid med regionale nettselskap.

V1 Bibliografi/kildeliste

 Statnett Områdeplan Nord Nordre Nordland, Troms og Finnmark November 2022	Områdeplan Nord, 2022. Områdeplan-nord-2022.pdf (statnett.no)
 Statnett Systemutviklingsplan 2023	Systemutviklingsplan, 2023 Systemutviklingsplan Statnett 2023
 Analyse av transportkanaler 2023-2050 November 2023 Statnett	Analyse av transportkanaler 2023-2050 ATK 2023-2050 (statnett.no)
 Statnett Langsiktig Markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2024-2050 Februar 2023	Langsiktig markedsanalyse 2024-2050 langsiktig-markedsanalyse-2024-50 (1).pdf

V2 Tilknytningsforespørsler

Tabell V2-6-1: Tilknytningsforespørsler i Sørnettet, fordelt på stasjoner og etter modenhet

	Stasjon	Reservert kapasitet	Kapasitetskø (vurdert som modent)	Forespurt, men ikke modent	Vanlig forbruk (reservert mellom 5 og 1 MW)	Sum
Vest for Ytre snitt	Sortland	18	0	0	9,2	27
	Stokmarknes	10	30	0	12	52
	Melbu	0	0	0	0	0
	Kvitfossen	8,5	0	0	61,4	70
	Sum	36,5	30	0	82,6	149
Vest for Vestsnittet	Kanstadbotn	5,5	0	60	0	66
	Hinnøy	21,6	25	0	0	47
	Lødingen	10	0	18	2,5	31
	Boltås	23,5	0	40	0	64
	Kvitnes	0	0	0	0	0
	Kilbotn	3	50*	0	0	53
	Sum	63,6	75	118	2,5	259
Øst for Vestsnittet	Kvandal	135	0	0	0	135
	Sildvik	10	90**	0	0	100
	Narvik	0	0	12	0	12
	Skjomen	0	0	0	0	0
	Ofoten	0	0	0	0	0
	Ballangen	0	0	130	0	130
	Niingen	0	6	0	0	6
	Hergot	0	0	200	0	200
	Sum	145	96	342	0	583
	Totalsum	245	111	460	85	991

*Foreløpig ikke bekreftet, men vurdert som modent **Ikke vurdert som modent, men i kapasitetskø.

V3 Alternativer til nett og mindre tiltak

Vurdering av alternativer til nett

Som en innledende del av mulighetsstudien har vi undersøkt om det er aktuelt med kapasitetsøkende tiltak som ikke innebærer nettiltak. Slike tiltak ligger typisk på forbruks- eller produksjonssiden, og flere av dem ligger derfor utenfor Statnett sitt ansvarsområde. Det er mulig å øke overføringskapasiteten i nettet ved å redusere forbruket, øke kraftproduksjonen eller tilgjengeligheten av andre energikilder.

Forbruket i Sørnettet har ikke N-1 forsyningssikkerhet i dag, og løsningen er å dele nettet i radialer. Dersom vi skal dekke forbruksvekst lik middelsscenarioet i Sørnettet uten å gjøre nettiltak, er de mest aktuelle tiltakene å:

- Redusere forbruk
- Tilknytning på vilkår
- Ny kraftproduksjon
- Vernløsninger innenfor Statnett sitt ansvarsområde
- Eget prisområde

Vanlig forbruk utgjør størsteparten av dagens forbruk

Dagens forbruk i området er dominert av husholdningers forbruk. Ellers består mye av resterende forbruk av små, mindre bedrifter. Det er dermed lite realistisk at vi i noe særlig grad kan redusere forbruk som et energieffektiviseringstiltak, og vi vurderer ikke dette som et reelt alternativ til nett.

Tilknytning på vilkår – utnytte fleksibiliteten hos forbrukerne

Regelverk for tilknytning på vilkår trådte i kraft i april 2021 og i 2024 ble det inngått en rammeavtale for tilknytning på vilkår. Regelverket innebærer at nettselskap og forbrukskunder kan inngå frivillige avtaler om tilkobling til strømmettet med vilkår om utkobling eller reduksjon i strømforsyning når det er lite kapasitet i nettet. Slike avtaler kan gjøre at forbrukskunder kan tilknyttes tidligere i påvente av nye nettinvesteringer som midlertidig tiltak, eller som permanent tiltak for å unngå nettinvesteringer. Rammeavtalen ble utviklet for å sikre standardisering, likebehandling og god oppfølging i driften av tilknytningene. Generelt må alle avaler om tilknytning være utformet på en slik måte at tilknytningen er driftsmessig forsvarlig og ikke medfører problemer for eksisterende kunder.

Tilknytning på vilkår er mer relevant for kunder som ønsker større forbruk. De som ønsker tilknytning i Sørnettet, er for det meste mindre eller mellomstore forbrukere. I slike tilfeller vil ikke tilknytning på vilkår ha stor effekt. I Kvandal er det derimot reservert til sammen 230 MW, der 100 MW er reservert på vilkår. Når man kommer opp i slike volum, vil tilknytning på vilkår kunne bidra. Vi vurderer at dette alternativet til nett alene ikke vil bidra nok til å oppfylle effektmålene i kapittel 3. Likevel vil det kunne være et relevant alternativ som en midlertidig løsning, og det kan være relevant i kombinasjon med nettiltak og vernløsning.

Lite regulerbar kraft bak Vestsnittet og foreløpig ingen planer om ny produksjon i Sørnettet

Generelt kan regulerbar produksjon i nærheten av forbruket bidra til mindre overføringsbehov og redusere flaskehalser i nettet. Etableres det ett eller flere regulerbare kraftverk nært forbruket som i størrelsesorden er likt middelsscenarioet, kan det i teorien fungere som et alternativ til nett.

Det er per nå ingen konkrete planer om ny produksjon i Sørnettet. Statnett er imidlertid kjent med noen lokale initiativ som ser på muligheter for etablering av ny kraftproduksjon, men dette er i såpass tidligfase at vi ikke tar det med som et reelt alternativ til nett.

Vernløsning med nettsplitt kan gi bedre utnyttelse av dagens nett

Vernløsninger er et annet alternativ til nett. To alternative vernløsninger er automatisk utkobling av forbruk, også kalt tilknytning på vilkår, og nettsplitt. Tilknytning på vilkår har til hensikt å redusere behovet for radiell drift og å utnytte eksisterende nett bedre. I utgangspunktet vil tilknytning på vilkår av forbruk muliggjøre samlet drift av Sørnettet i perioder der N-1-kapasiteten blir overskredet. Ettersom det i dag er flere utfordringer med radiell drift i Sørnettet, vil en slik løsning øke driftssikkerheten i området.

Tilknytning på vilkår fungerer slik at lastobjekter kobles ut ved overlast på linjer i nettet. En slik vernløsning forutsetter tilstrekkelig store og fleksible forbrukere, heretter kalt gunstige lastobjekter. Gunstige lastobjekter må akseptere at ikke alt forbruk kan kobles inn ved langvarige feil. Dette er fordi det er minimal kapasitet for oppregulering av kraftproduksjon vest for Vestsnittet. Last bak vern som har fleksibilitet til å ligge utkoblet over lengre tid, vil kunne tillate en kapasitetsøkning uten reduksjon i forsyningssikkerheten for annen last.

I Sørnettet er det ingen store industrilaster som peker seg ut som gunstige lastobjekter. Derfor vil ikke en fullverdig vernløsning med utkobling av forbruk fungere her. Et alternativ er å etablere en vernløsning med nettsplitt. Denne løsningen fungerer slik at nettet deles opp i radialer ved utfall av en linje som fører til overlast på gjenværende nett. En slik løsning gjør det mulig å utnytte N-0-kapasiteten i et samlet nett, og vi unngår dermed ulempene radiell drift medfører før et utfall. Forutsatt gunstige nettsplittpunkter i vernløsningen, vil konsekvensene også etter utfall bli mindre enn det hadde vært ved utfall i radiell drift. I tillegg vil en slik vernløsning muliggjøre at nettet driftes med N-1 i situasjoner som ville ført til mørklegging av et større område dersom nettet ble driftet radielt.

En vernløsning med nettsplitt er trolig den raskeste løsningen for å øke driftssikkerheten og utnyttelsen av eksisterende nett i Sørnettet. Likevel vil det være nødvendig med andre nettiltak for å knytte til planlagt forbruk i regionen på lengre sikt. Vernløsning med nettsplitt er noe vi vil ta med videre i minimumsalternativet vårt. Tiltaket, i kombinasjon med andre mindre nettiltak, vil kunne gi økt forsyningssikkerhet til dagens forbruk og i en overgangsfase ved behov for større nettutbyggingstiltak.

Batteriløsninger kan gi midlertidig økt fleksibilitet i nettet, men er ikke en fullverdig løsning

Batterier er en av fleksibilitetsteknologiene som vokser raskest globalt. En viktig driver til denne utviklingen er den økende andelen uregulerbar produksjon i energisystemet. Det er dermed en gunstig løsning for Sørnettet da det er mye uregulerbar produksjon vest for Vestsnittet. Andre sentrale årsaker til vekst på batterifronten er batteriets allsidige bruksområder sammen med raskt synkende kostnader. Batterier kan tilby flere tjenester og hente inntekter fra blant annet salg av system- og balansetjenester, og utnyttelsen av mer variable kraftpriser.

Fra et nettselskaps perspektiv kan en batteriløsning tilby fleksibilitet i forbruk og produksjon, samt systembærende tjenester som spenningsregulering, frekvensstabilisering, syntetisk inertia, black start og bidra til økt kortslutningsytelse. I Sørnettet vil både et batteris aktive og reaktive kapasitet være svært gunstig for å øke kapasiteten til systemet.

Et batterisystem i Sørnettet bør plasseres vest for Ytre snitt for å kunne avlaste både Ytre snitt og Vestsnittet. Utfordringen med bruk av batteri i Sørnettet er at lastprofilen i tunglastperioder typisk er veldig flat på dagtid. Dersom et batteri alene skal dekke toppplasttimene vil det kreve svært stor energikapasitet, opp mot 8-10 ganger batteriets effektkapasitet. I Sørnettet anses derfor å integrere et batteri i en vernløsning som det beste og mest effektive kapasitetsøkende tiltaket. Hensikten med dette er å redusere behovet for radiell drift og utnytte eksisterende nett bedre, samt tilrettelegge for tilknytning av nytt forbruk. Et batteri vil kunne avlaste nettet i tunglastperioder og være en viktig back-

up i feilsituasjoner. Ved utfall av en linje i snittene, vil et batteri med tilstrekkelig effekt- og energikapasitet kunne hindre eller utsette at vernløsningen med nettsplitt slår inn, og at en større region umiddelbart mørklegges. I tillegg til dette vil et batteri kunne tilby viktig nødeffekt hvis en feil oppstår i driftstansperioder når nettet er oppdelt i radialer.

Ettersom lasttoppene i Sørnettet varer over flere, sammenhengende timer vil det kreve stor batterikapasitet. Dette kan komme opp i kostnader på 3 til 5 milliarder kroner²⁸. Vi anser derfor ikke batterier som noen rasjonell løsning for å forsyne nytt forbruk i Sørnettet. I beste fall kan en batteriløsning i kombinasjon med andre, mindre netttiltak bidra til mer fleksibilitet i nettet, både før og etter eventuelle større nettutbyggingstiltak. Statnett utreder dette videre.

Sørnettet er et for lite område til å være et eget prisområde

I utgangspunktet kan et eget prisområde gi en bedre disponering av kraft, men vil ikke nødvendigvis bidra til å øke kapasiteten inn eller ut av et område. Ved å gjøre Sørnettet til et eget prisområde, vil vi derfor ikke løse problemet med at det er for liten overføringskapasitet over Vestsnittet og Ytre snitt. Det er også et såpass lite område at det ikke er hensiktsmessig å gjøre det om til et eget prisområde, og vi forkaster dermed dette som et alternativ til nett.

Vurdering av mindre tiltak

Det er vurdert om det er mulig å gjøre mindre tiltak for å øke kapasiteten i nettet.

Temperaturoppgradering av kraftledninger innebærer å øke den maksimale driftstemperaturen en kraftledning kan tåle. Det gjøres for å øke overføringskapasiteten uten å måtte bygge nye linjer. Ved å oppgradere eksisterende ledninger til å tåle høyere temperaturer, kan man overføre mer elektrisk energi gjennom de samme ledningene. Det tar i gjennomsnitt mindre enn tre år å få temperaturoppgradert en ledning og kostnadene er på omkring 5 pst. av investeringskostnadene for nybygging. Et slikt tiltak kan også utsette behovet for reinvestering.

Det er kun for luftledninger at man gjennomfører temperaturoppgradering, og det er i hovedsak to måter å gjøre det på. Enten hever man faselinen og/eller så senker man terrenget under ledningen. Alle terrengtiltak skal til NVE for konsesjonspliktavurdering, noe som kan ta fra 3-12 måneder.

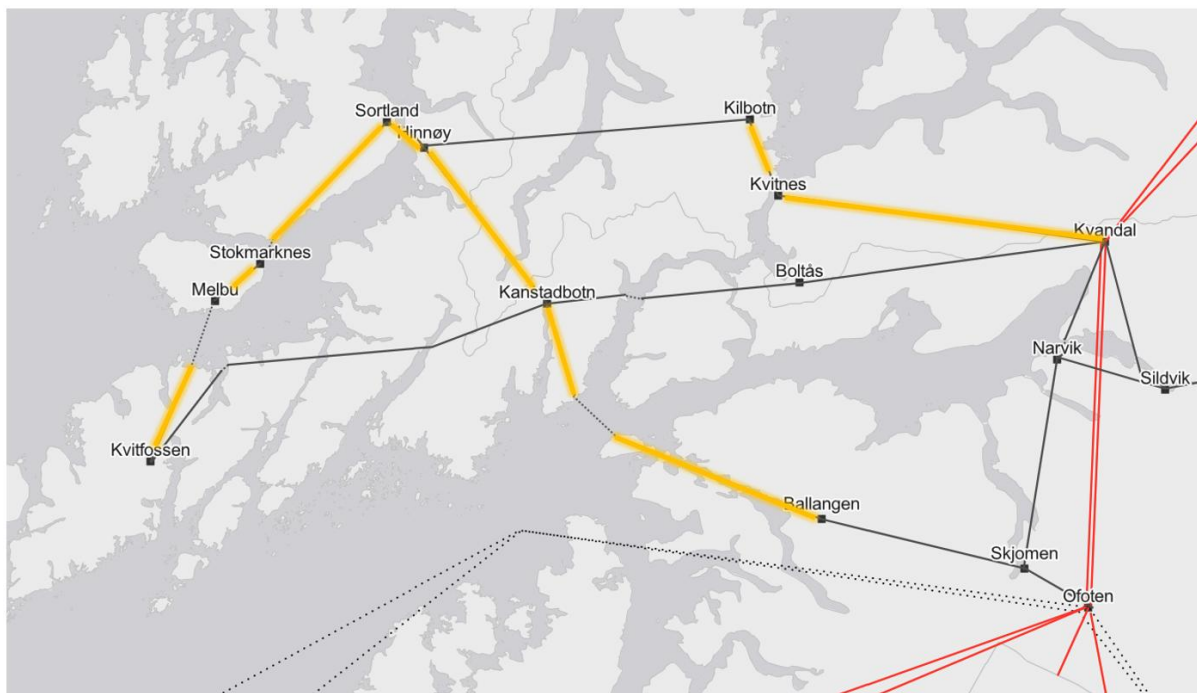
Eldre ledninger er som regel dimensjonert for ledertemperatur på 50 grader, som vil si at det er satt en strømgrense på ledningene som gjør at temperaturen ikke overgår 50 grader. Dette gjelder for de fleste ledninger i Sørnettet. Når man skal temperaturoppgradere, har det tidligere vært vanlig å oppgradere til 80 grader. Da økes tillatt linetemperatur til 80 grader, og dermed kan vi øke strømgrensen tilsvarende. Utetemperaturen vil avgjøre hvor mye kapasiteten øker, men den kan øke opp mot 30 pst. ved 0 grader ute.

Det går også an å temperaturoppgradere en ledning til 90/100 grader. Det vil si at ledningen oppgraderes til å tåle en ledertemperatur på 90 grader kontinuerlig og 100 grader kortvarig (15 min). Dette er som regel mer kostbart enn å oppgradere til 80 grader, fordi omfanget av tiltaket er større ettersom det må bygges større master da ledningene har større tverrsnitt og er dermed tyngre. Kapasitetsøkningen vil også her være avhengig av utetemperatur, men den kan øke opp mot 6 pst. når man går fra 80 grader til 90/100 og utetemperaturen er 0 grader.

Systemanalyser av Sørnettet viser at det vil være særlig gunstig å gjøre temperaturoppgraderinger av følgende ledninger:

²⁸ National Renewable Energy Laboratory – US Dept of Energy

- Ballangen-Kanstadbotn
- Kvandal-Kvitnes
- Kvitnes-Kilbotn
- Hinnøy-Kanstadbotn
- Hinnøy-Sortland
- Melbu-Kvitfossen
- Sortland-Stokmarknes
- Stokmarknes-Melbu



Figur V3-1: Illustrerer hvilke ledninger som skal temperaturoppgraderes.

Endepunktskomponenter kan være begrensende og det er mulig å gjøre tiltak på disse for å utnytte nettet bedre. Det er i hovedsak tre typer endepunktskomponenter det er relevant å gjøre tiltak på; skillebrytere, effektbrytere og strømtrafoer. I Sørnettet er det spesielt strømtrafoer og skillebrytere som er begrensende.

For å forbedre kapasiteten til skillebrytere og effektbrytere, kan man bytte ut eldre med nye. De nye er ofte designet for å håndtere større strømmer og høyere spenninger. Man kan også implementere bedre kjølesystemer eller øke avstander mellom komponentene slik at det blir god luftstrøm som reduserer sannsynligheten for overoppheting. Overoppheting reduserer gjerne ytelsen og levetiden til komponentene.

Man kan gjøre de samme tiltakene for strømtrafoer som for skillebrytere og effektbrytere, men i tillegg er strømtrafoer ofte mulig å omkoble. En strømtrafo er gjerne koblet til et bryterfelt og har en kapasitet oppgitt i ampere (strøm). De har to innstillinger – én innstilling på et lavt ampere-nivå og én innstilling på et høyere ampere-nivå, og de kan overbelastes 20 pst. langvarig. Ved å omstille strømtrafoen fra lavt til høyt nivå, vil kapasiteten i nettet øke, gitt at strømtrafoen er begrensende.

Systemanalyser av Sørnettet viser at det vil være gunstig å bytte ut skillebryterne i Kilbotn og Kvandal, og strømtrafoene i Kvandal, Kvitnes, Kilbotn og Melbu.

Reaktiv kompensering vil det være behov for når det er for høy eller for lav spenning på en ledning. Et kondensatorbatteri redigerer spenningen opp, mens en reaktor redigerer spenningen ned. STATCOM og SVC redigerer spenningen i begge retninger, og er ment for å raskt rette opp endringer i nettet. Hvis en ledning får spenningskollaps før den får en termisk begrensning, kan man plassere et kondensatorbatteri i nærheten av den reaktive belastningen slik at spenningen kan redigeres opp. Da fjerner man spenningsbegrensningen, og kan utnyttet ledningen helt frem til den får en termisk begrensning.

Hvis det er høy spenning på en ledning, typisk ved tunglast, kan man plassere en reaktor i nærheten av den reaktive belastningen. Reaktoren vil holde spenningen nede slik at man ikke går over tillatt spenningsgrense og man opprettholder en sikker drift.

Systemanalyser av Sørnettet viser at det er behov for reaktiv kompensering i Hinnøy. Etter dette vil nettet være fullt utnyttet med hensyn til reaktiv kompensering, og ytterligere kompenseringskapasitet vil ha avtakende grensenytte og stadig mindre effekt.

Dublere enkelte ledningsstrekninger vil bidra til å øke kapasiteten i nettet. Istedenfor å bygge et helt nytt målnett kan det gi god nok kapasitet å dublere ledninger på kortere traséer i deler av et nett. Dublerte ledninger øker forsyningssikkerheten. Hvis en ledning faller ut, vil den andre ledningen kunne opprettholde forbindelsen. Dette er spesielt viktig i kritiske nettområder der det er viktig å ha en reserve for å sikre at systemet fortsetter å fungere ved en feil eller ved vedlikehold.

Systemanalyser av Sørnettet viser at det vil være gunstig å dublere forbindelsen mellom Sortland-Hinnøy.

Forskutterte reinvesteringer

Når vi snakker om å fremskynde en reinvestering, refererer vi til å erstatte eller oppgradere eksisterende anlegg før det når slutten av sin tekniske levetid. Dette kan gjøres av ulike grunner, for eksempel for å forbedre ytelsen, redusere vedlikeholdskostnader eller øke kapasiteten. Det er viktig å merke seg at en fremskyndet reinvestering vil resultere i en høyere nåverdikostnad sammenlignet med å vente til slutten av den tekniske levetiden.

Selv om den økonomiske kostnaden ved å fremskynde reinvesteringer kan være høyere, kan det være lønnsomt dersom nytten er høy nok. En fremskyndet reinvestering gir økt nytte dersom det gir mulighet for økt forbruk eller effektivitet. Et eksempel er når eksisterende ledning har en viss dimensjon som man ved reinvestering oppgraderer til en ledning med større dimensjon. Da øker kapasiteten. Videre kan man reinvestere i komponenter som har bedre kvalitet og levetid enn eksisterende komponent. Dette kan bidra til å redusere framtidige vedlikeholdskostnader.

En fremskyndet reinvestering kan dermed være økonomisk fordelaktig hvis de langsiktige fordelene, som økt kapasitet og/eller lavere vedlikeholdskostnader, rettferdiggjør den høyere nåverdikostnaden.

For Sørnettet sin del vil fremskutte reinvestering i liten grad bidra til økt kapasitet da eksisterende ledninger vil reinvesteres på 132 kV, og vi vil dermed ikke oppnå middelsscenariet.

Tabell V3-16-2: Forventet reinvesteringstidspunkt og kostnad for reinvestering av luftledninger i området.

Luftledningsstrekk	Byggeår	Tidspunkt for reinvestering	Lengde luftledning (km)	Lengde sjøkabel (km)	Nåverdi reinvesteringer (2024-MNOK)
Kvandal – Kvitnes	1970	2050	49	0	- 155

Kvitnes – Kilbotn	1970	2050	11	0	- 35
Kilbotn – Hinnøy	1972	2052	47	0	- 135
Hinnøy – Sortland*	1972	2028/2052	4	2	- 85
Sortland Stokmarknes –	1973	2030	22	5	- 305
Stokmarknes – Melbu	1973	2030	8	0**	- 55
Kanstadbotn – Hinnøy	1973	2053	25	0**	- 70
Kvandal – Ofoten 1	1982	2062	51	0	- 155
Kvandal - Sildvik	1960	2040	37	0	- 175
Sildvik – Narvik	1960	2040	15	0**	- 70
Narvik – Skjomen	1970	2050	31	0	- 100
Skjomen – Ofoten	1977	2057	10	0**	- 25
Skjomen – Ballangen	1976	2056	30	0	- 70
Ballangen Kanstadbotn –	1976	2056	42	8	- 100

* Fornyelse av sjøkabel gjøres i 2028

** Lengden på sjøkabelen er under 1 km

V4 Beregning av kapasitet per steg i konseptene

Vi har beregnet hvor mye økt kapasitet hvert steg i konseptene bidrar til, for å illustrere hvilke steg som er særlig viktig for kapasitetsøkning over Vestsnittet og Ytre snitt (Tabell V4-1 og V4-2). I beregningen har vi avrundet analyseresultatene til nærmeste hele 10 MW. Resultatene er sensitive for justeringer i forutsetningene, men resultatene gir likevel en indikasjon på den inkrementelle virkningen av de ulike stegene.

Vestsnittet

Tabell V4-1: Økt N-1 kapasitet per steg i konseptene

Steg	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2	Konsept B3	Konsept C
Nullalternativet	+0 (350 MW)				
1 Tiltak i minimumsalternativet	+50 (400 MW)				
2a Kvandal - Kilbotn (A: 132 kV ledning, B og C: 420 kV ledning, 132 kV drift)	+130 (530 MW)	+150 (550 MW)			
2b Kilbotn – Hinnøy (A: 132 kV ledning, B og C: 420 kV ledning, 132 kV drift)	+30 (560 MW)	+40 (590 MW)			
3a Sortland – Stokmarknes (132 kV)	+10 (570 MW)	+10 (600 MW)			
3b Stokmarknes – Kvitfossen (132 kV)	+10 (580 MW)	+20 (620 MW)			
4 B1: Ofoten/B2: Kvandal/B3: Kobbvatnet – Kanstadbotn B1 og B2: 420 kV ledning med 132 kV drift, Konsept B3: 420 kV Konsept C: Ofoten – Kvitfossen (420 kV)	+100 (680 MW)	+80 (700 MW)		+410 (1100 MW)	
5 Kanstadbotn – Hinnøy, ink. Hinnøy – Sortland 3 (A: 132 kV, B: 420 kV)	+80 (760 MW)	+400 (1100 MW)			

Ytre snitt

Tabell V4-2: Økt N-1 kapasitet per steg i konseptene

Steg	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2	Konsept B3	Konsept C
Nullalternativet	+0 (180 MW)				
1 Tiltak i minimumsalternativet	+20 (200 MW)				

2a Kvandal - Kilbotn (A: 132 kV ledning, B og C: 420 kV ledning, 132 kV drift)	+90 (290 MW)	+90 (290 MW)		
2b Kilbotn – Hinnøy (A: 132 kV ledning, B og C: 420 kV ledning, 132 kV drift)	+0 (290 MW)	+0 (290 MW)		
3a Sortland – Stokmarknes (132 kV)	+20 (310 MW)	+40 (330 MW)		
3b Stokmarknes – Kvitfossen (132 kV)	+10 (320 MW)	+10 (340 MW)		
4 B1: Ofoten/B2: Kvandal/B3: Kobbvatnet – Kanstadbotn B1 og B2: 420 kV ledning med 132 kV drift, Konsept B3: 420 kV Konsept C: Ofoten – Kvitfossen (420 kV)	+40 (360 MW)	+40 (380 MW)	+180 (550 MW)	+220 (630 MW)
5 Kanstadbotn – Hinnøy, ink. Hinnøy – Sortland 3 (A: 132 kV, B: 420 kV)	+60 (420 MW)	+ 170 (550 MW)		

V5 Verdsetting av virkninger

I dette vedlegget gir vi en beskrivelse av metoden for å vurdere og verdsette virkninger.

Når vi vurderer virkningene av de ulike konseptene, deler vi dem inn i prissatte og ikke-prissatte virkninger. Virkningene som kan verdsettes i kroner omtaler vi som prissatte virkninger. Noen virkninger er imidlertid vanskelige å prissette på en allment akseptert måte. Disse virkningene verdsettes derfor ikke i kroner, men basert på estimert kvantum og enhetsverdi.

Prissatte virkninger

De prissatte virkningene fremstilles som en netto nåverdi over en analyseperiode. Følgende forutsetninger er lagt til grunn for analysen.

Overordnede forutsetninger:

- **Analyseperiode og kroneverdi:** 2025-2070. Analyseperioden settes til 40 år fra første ledningstiltak er satt i drift (Hinnøy-Sortland 2 i 2030), ref. hovedregel for valg av analyseperiode iht. NVE sin veileder for samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak.
- **Kalkulasjonsrente:** Vi benytter standard risikojustert kalkulasjonsrente på 4 prosent, i henhold til Finansdepartementets rundskriv R-109/21.
- **Levetid:** Levetid ledning: 80 år. Levetid kabel: 50 år. Levetid stasjoner: 55 år.
- **Restverdi:** Det gjøres investeringer i anleggsdeler som har lengre levetid enn analyseperioden. Vi beregner derfor restverdier ved utløpet av analyseperioden. Restverdien fastsettes basert på en lineær avskrivning av de relevante anleggsdelene.
- **Byggeår og planlegging:** Vi legger til grunn at planlegging av nettiltak utgjør tre år. For ledning antar vi at det kan bygges 25 km. ledning per år. For tiltak i stasjoner og kabel antar vi en byggeperiode mellom 1 og 2 år, avhengig av omfanget. Det antas at 10 prosent av kostnadene er planleggings- og prosjekteringskostnader som påføres lineært i planleggingstiden, og de resterende 90 prosent av kostnadene påføres lineært i gjennomføringsfasen.
- **Investeringskostnader:** Alle investeringskostnader i den samfunnsøkonomiske analysen er ekskl. mva. og ekskl. finansieringskostnader (lønns- og prisstigning, byggelånsrenter, valutapåslag).
- **Sentrale enhetskostnader, investeringskostnader:**

Enhet	Kostnad (mill. kroner)
132 kV ledning, per km.	16
420 kV ledning, per km.	20
Komplett 132 kV felt, stasjon	22,5
Komplett 420 kV felt, stasjon	40
420/132 kV transformator, inkl. felt og grunnarbeider	210
420 kV reaktor, inkl. felt og grunnarbeider	225
132 kV sjøkabel, per km.	52
420 kV sjøkabel, per km.	100

Alle enhetskostnader inkluderer byggherrekostnader. Feltkostnader inkluderer også fundament, apparater, kontrollanlegg og IKT.

Investeringskostnader

Til å beregne enhetskostnader og investeringskostnader tar vi utgangspunkt i Statnetts modell *Estimatklasse 5*. Estimatenes er basert på erfaringstall gjennomførte prosjekter og sett opp mot priser på nylig inngåtte leverandørkontrakter. Versjonen som er benyttet ble sist oppdatert 20.12.2024. Estimatklasse 5 inkluderer et spenn bestående av høyeste og laveste estimat. Vi har som hovedregel benyttet snittverdien som forventningsverdi.

For 420 kV ledningskostnader har vi lagt til grunn at det bygges som duplex ledninger med middels/vanskelig vanskelighetsgrad. Duplex er det som ligger til grunn for kapasitetsberegningene. Middels/vanskelig er valgt med bakgrunn i at terreng og topografi i området generelt er noe mer krevende enn gjennomsnitt og fordi det legges til grunn at det gjøres enkelte traséjusteringer.

For 132 kV ledninger har ikke Statnett et tilsvarende omfang av erfaringstall å basere estimatene på som for 420 kV. Enhetskostnadene for 132 kV ledninger er derfor basert på antatte forholdstall mellom 420 kV og 132 kV. Vurderinger fra ekspertressurser tilsier at 132 kV er 15-20 pst. rimeligere enn 420 kV, forutsatt 132 kV stålmaster. Erfaringer viser at arbeidsmengden er nesten den samme om vi bygger 420 kV eller 132 kV. Vi sparer riktignok noe på materiellet, men materialkostnaden utgjør bare en andel av totalkostnaden. Installasjonskostnadene er nesten like, ettersom det er logistikken og apparatet rundt som koster, og operasjonene og antall folk er nesten det samme. Erfaringene er særlig basert på den nylig idriftsatte 132 kV-ledningen Kvandal-Boltås-Kanstadbotn.

For ny 420 kV stasjon på Hinnøy har vi beregnet kostnader gitt følgende forutsetninger: AIS-anlegg, enkel justering av vei, 2 stk. 420 kV felt, 4 stk. 132 kV felt, 3 stk. 420/132 kV transformatorer, 1 stk. 420 kV kondensatorbatteri og 1 stk. reaktor. Basert på estimatklasse 5 gir det en estimert forventningsverdi på 1 240 mill. kroner.

På hvilke tidspunkt de ulike tiltakene settes i drift vil påvirke konseptenes nåverdi. Vi har lagt til grunn at det i beste fall tar 7-8 år fra konseptvalg til første lengre ledning er satt i drift. Vi antar derfor at Steg 2a kan settes i drift i 2032. For øvrig legger vi til grunn at det er lange ledetider for utbygging av nett. Erfaringer tilsier at det tar 10-15 år. Tabell V5-1 under viser hvilke idriftsettelsestidspunkter av de ulike stegene som er lagt til grunn for nåverdiberegningene i konseptene.

Tabell V5-13: Forutsetninger for årstall for idriftsettelse av stegene.

Steg	Minimums-alternativ	Konsept A	Konsept B1	Konsept B2
1 Tiltak i minimumsalternativet	2030	2030	2030	2030
2a Kvandal - Kilbotn (A: 132 kV ledning, B: 420 kV ledning, 132 kV drift)	-	2032	2032	2032
2b Kilbotn – Hinnøy (A: 132 kV ledning, B: 420 kV ledning, 132 kV drift)	-	2032	2032	2032
3a Sortland – Stokmarknes (132 kV)	-	2034	2034	2034
3b Stokmarknes – Kvitfossen (132 kV)	-	2034	2034	2034
4 B1: Ofoten/B2: Kvandal/B3: Kobbvatnet – Kanstadbotn	-	2036	2036	2036

B1 og B2: 420 kV ledning, 132 kV drift, Konsept B3: 420 kV				
5 Kanstadbotn – Hinnøy, ink. Hinnøy – Sortland 3 (A: 132 kV, B: 420 kV)	-	2038	2042	2042

Reinvesteringskostnader

Til å beregne reinvesteringskostnader benytter vi de samme enhetskostnadene som for investeringskostnader. Til å beregne nåverdi har vi benyttet antatte reinvesteringstidspunkter som oppgitt i kap. 2.3.

Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er basert på erfaringstall. Det er liten usikkerhet til disse tallene, og eventuelle systematiske over- eller underinvesteringer vil på samme måte som usikkerhet i investerings- og reinvesteringskostnader, medføre at konseptene hvor vi investerer i mest nytt blir mindre lønnsomme enn de andre konseptene.

Vi legger til grunn følgende årlige enhetskostnader når vi estimerer drift- og vedlikeholdskostnader (avrundet til nærmeste hele tusen kroner):

- 420 kV ledning, per km: 16 000 kroner
- 132 kV ledning, per km: 8 000 kroner
- Sjøkabel, per km: 63 000 kroner
- Stor ny stasjon: 6,4 mill. kroner

Restverdi

I denne analysen omtaler vi restverdi som verdien av å drifte anleggsdelene utover analyseperioden. Vi har satt en analyseperiode på 40 år fra første ledningstiltak er satt i drift. Ledninger har en teknisk levetid på 80 år. Stasjoner har en levetid på 55 år.

Restverdien skal gi et anslag på samlet samfunnsøkonomisk nåverdi for konseptene etter utløpt analyseperiode. Det er altså ikke skrapverdien som menes med restverdi her. Restverdien anslås ved lineær avskrivning av investeringene og reinvesteringene som inngår i konseptene. Tiltakenes investeringskostnad gis en nominell verdi ut fra en antakelse og gitt levetid, og tiltakets verdi synker lineært gjennom analyseperioden. Restverdien legges inn i siste år i analyseperioden.

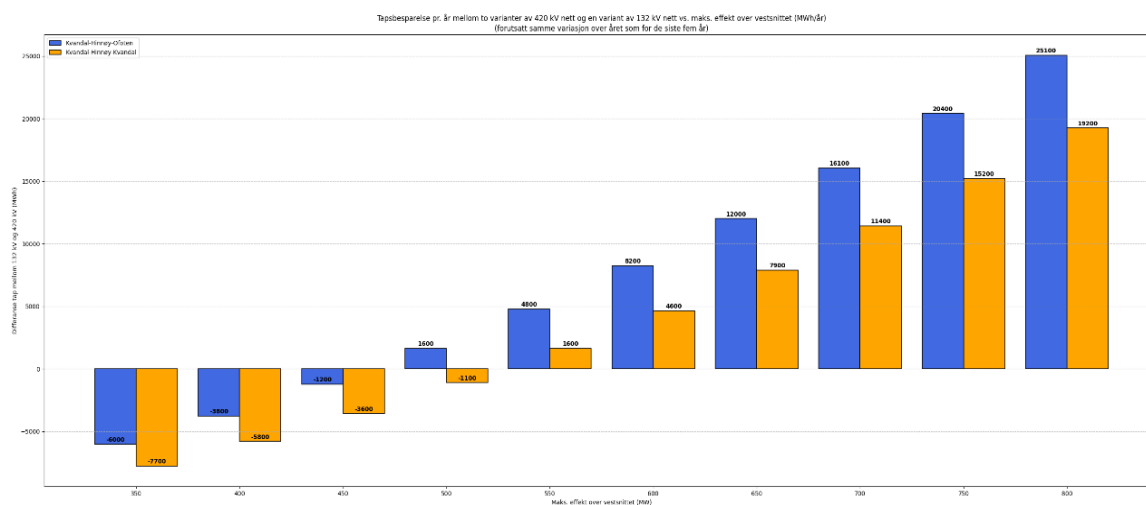
Metoden for restverdi underestimerer etter all sannsynlighet den økte verdien av transmisjonsnett som bygges. Det medfører at tiltak med forholdsvis mye investeringer fremstår som noe mindre attraktive enn de ville vært med en mer nøyaktig verdsetting. Metoden er den best anvendbare Statnett kjenner til. Ettersom den anvendes likt for alle konsepter, vurderer vi at usikkerheten i restverdi ikke påvirker konseptvalget. I virkeligheten vil størrelsen på restverdien av de ulike konseptene avhenge av om det må reinvesteres i andre komponenter for å kunne realisere restverdien. Fremtidig utvikling av forbruk, både forbruksvekst og geografisk plassering, vil også påvirke restverdiene. Det er liten usikkerhet i omfanget av økt restverdi. Økt restverdi følger investerings- og reinvesteringsprofilen til de ulike konseptene.

Overføringstap

Tiltak i kraftnettet kan innebære en endring i overføringstap. Verdien av overføringstapet er endringen i mengden overføringstap verdsatt med tilhørende kraftpris.

Overføringstap reduseres med økt spenning og kapasitet, men kan øke med økt belastning på ledningene hvis forbruk og produksjon er på forskjellige steder. Nettoeffekten av overføringstap vil avhenge av hvor mye og hvor forbruk realiseres, og når tiltakene blir gjennomført.

Det er gjennomført lastflytberegninger vha. programmet PSS/E for intakt nett i de ulike nettkonfigurasjonene, og tap er beregnet i dette programmet. Basert på tap ved ulik kraftflyt over Vestsnittet og tilsvarende forutsetninger for lastøkninger som i kapasitetsberegningene, beregnes årlige tap i nettet. Analysene viser at i konsept B2 reduseres de årlige tapene med 20,4 GWh sammenlignet med konsept A (forutsatt maksforbruk som i middelsscenarioet). I konsept B1 er tapene 15,2 GWh lavere, sammenlignet med konsept A. Figur V5-1 viser funnene fra analysen av overføringstap. Vi har tatt utgangspunkt i resultatene ved maks. effekt over Vestsnittet på 750 MW (ref. middelsscenarioet).



Figur V5-1: Resultatene av analyse av overføringstap

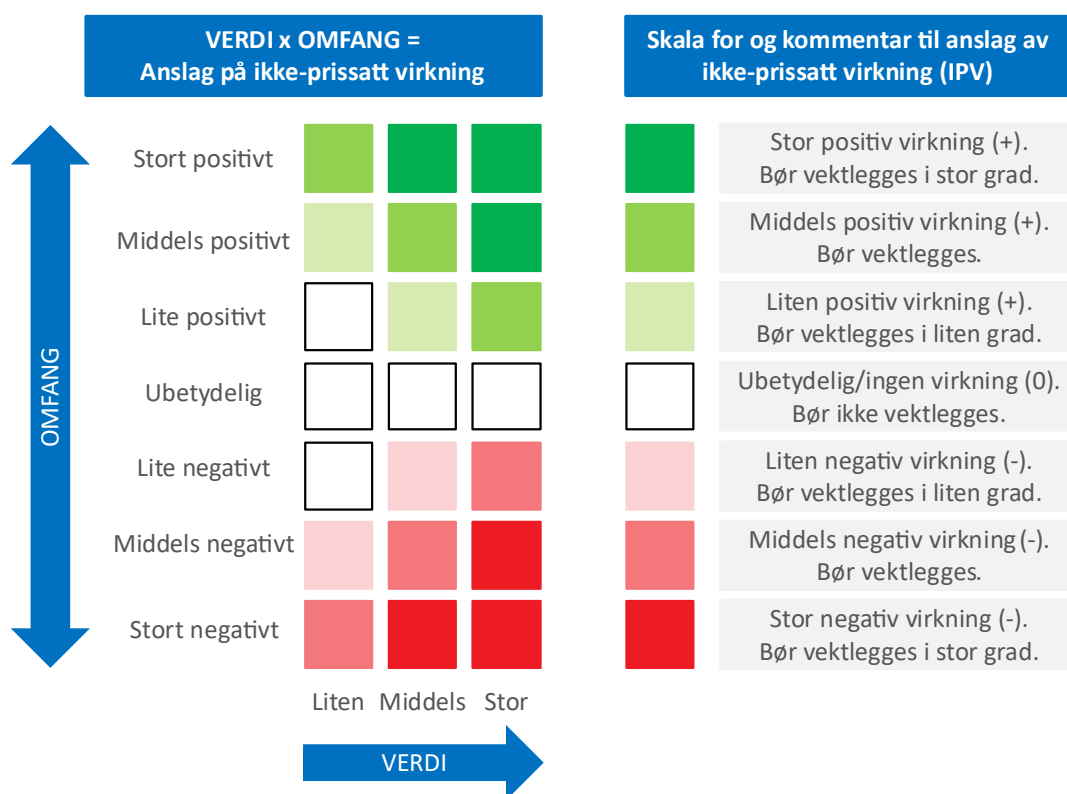
Vi benytter basisscenarioet fra kraftprisprognosene i Statnetts langsiktige markedsanalyse til å beregne hvilken verdi tapsbesparelsene representerer. Dette utgjør ca. 600 kr per MWh i NO4. Vi har lagt til grunn at de reduserte overføringstapene vil løpe fra det året vi har antatt at spenningen oppgraderes til 420 kV (år 2042).

Ikke-prissatte virkninger

Ikke-prissatte virkninger vurderes kvalitativt med utgangspunkt i virkningens verdi for samfunnet.

Verdimatrisemetoden ligger til grunn for vurderinger av ikke-prissatte virkninger. I

verdimatrisemetoden vurderes omfang og verdi. Omfang gir et anslag på hvor mange som blir berørt av tiltaket og hvor stor påvirkningen er. Verdi viser til hvor mye virkningen påvirker folks velferd. Den samlede samfunnsøkonomiske virkningen er et resultat av verdi og omfang. Disse utgjør anslaget for den ikke-prissatte virkningen på en skala fra *Stor positiv verdi* til *Stor negativ verdi* (se Figur V5-2).



Figur V5-2: Verdimatrisen

I denne analysen er følgende ikke-prissatte virkninger vurdert i henhold til verdimatrisemetoden:

- Areal og miljø
- Forsyningssikkerhet
 - Unngått N-0 i Sørnettet
 - Risikobildet i kraftsystemet
- Verdi av nytt forbruk

For nærmere detaljer, viser vi til notat 4098515 "Notat KVV Lofoten og Vesterålen" om areal og miljøvirkninger, og notat "Avbruddskostnader i Sørnettet, uten tiltak i nett" hvor vi har gjort en eksempelberegning av avbruddskostnader.