

Konseptvalgutredning

Helgeland



Forord

Statnett beskrev i Områdeplan for Helgeland og Salten i 2023 behov for nettførsterkninger på Helgeland. Utgangspunktet for denne konseptvalgutredningen (KVUen) er at det ikke er kapasitet til å tilknytte forventet forbruksvekst i eksisterende nett på Helgeland. Vi vurderer samtidig hvordan vi kan tilrettelegge for tilknytning av ny produksjon slik som havvind.

Utredningen anbefaler et konsept vi mener løser behovet best, gjennom en stegvis utbygging. Analyseområdets utstrekning gjør at utredningen faller inn under ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg. Ordningen omfatter kraftledninger med spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 kilometer. Utredningen skal derfor gjennom ekstern kvalitetssikring. Kvalitetssikringen utføres av Oslo Economics. Etter kvalitetssikring leveres utredningen til Energidepartementet (ED).

Utredningen er utarbeidet av Bengt Øverli, Ingrid Eivik, Louise Bjerkås, Torkil Jara Bårdsgjerde, Alf Selmer Olaussen, Thomas Fjeld Johannessen, Ingvild Grøtterud Birkeland og Anne Sofie Ravndal Risnes med bidrag fra flere andre i Statnett.

Sammendrag

Statnetts mål og samfunnsoppdrag er å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping og tilrettelegge for bruk av elektrisitet. Samfunnets behov for sikker strømforsyning øker i takt med elektrifiseringen i det grønne skiftet. Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk. Når det ikke er driftsmessig forsvarlig å knytte til nytt forbruk i dagens nett må Statnett utrede hvilke tiltak som skal til for å knytte forbruket til. Denne konseptvalgutredningen viser hva som skal til for å knytte nytt forbruk til på Helgeland.

Planer om mye økt kraftforbruk er hovedgrunnen til å vurdere nye større netttiltak

Det er mange planer om etablering av ny industri på Helgeland, i tillegg til at noen eksisterende bedrifter ønsker å øke sitt kraftforbruk. Totalt innebærer forespørsler om tilknytning av nytt forbruk en tredobling av kraftforbruket på Helgeland, fra omtrent 920 MW i dag til ca. 3300 MW. Av dette er 2200 MW vurdert som modent, og mye av dette ønsker rask tilknytning før 2030. Av modne prosjekter har 700 MW fått reservert kapasitet i eksisterende og planlagt nett.

Per i dag er det noen få planer om økt kraftproduksjon på Helgeland. Det er planer om litt ny vannkraft/småkraft som i sum utgjør lite, samt noen planer om vindkraftverk på land som er i tidlig fase. Det er stor usikkerhet til om og eventuelt når vindkraftverk på land kan bli realisert. Regjeringen har store ambisjoner for havvind, og NVE har identifisert et område i Norskehavet utenfor Nordland som aktuelt. Vi forventer at 1400 MW havvind er aktuelt på sikt, men er lite sannsynlig før 2035.

Transmisjonsnettet på Helgeland er en del av transportkanalen for kraftflyt nord-sør i Norge, og er sentralt for kraftutvekslingen gjennom hele Nord-Norge og til Midt-Norge, samt for kraftutvekslingen med Sverige. Nettutviklingen på Helgeland har derfor betydning også for utviklingen i omkringliggende områder.

Det er noe ledig kapasitet i dagens transmisjonsnett på Helgeland, men langt fra å dekke behovet

Helgeland har i dag kraftoverskudd. Området har mye regulerbar kraftproduksjon, men også mye kraftintensiv industri i Mosjøen og Rana. Dersom flere av forbruksplanene realiseres som planlagt vil området raskt få kraftunderskudd, med behov for import.

Dagens transmisjonsnett i Helgeland har kapasitet til å tilknytte kapasitet til maksimalt 30% av forbruksøkningene som er forespurt, begrenset av nettkapasiteten inn til området. For å kunne tildele alt dette forutsettes det imidlertid at kapasiteten fordeles hensiktsmessig mellom nettnivåer og stasjonene.

I Marka er det ingen ledig kapasitet for tilknytning av nytt forbruk med ordinære vilkår, og det er allerede i dag krevende å koble ut anlegg for vedlikehold. I Rana er det ikke kapasitet i dagens nett, men når allerede planlagte tiltak i Nedre Røssåga og Rana stasjoner er gjennomført vil det bli noe økt kapasitet i disse stasjonene. Dette vil imidlertid ikke være tilstrekkelig for å møte behovet slik det ser ut nå.

Nettforsterkninger er nødvendig dersom planlagt forbruk skal kunne tilknyttes

Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Når det ikke er kapasitet i eksisterende nett, plikter vi å planlegge, søke konsesjon, og om nødvendig investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold.

Konseptvalgutredningen er utløst av forbruksplaner på Helgeland, og har derfor primært fokus på tiltak for å muliggjøre økt forbruk i området. Vi vurderer det som lite sannsynlig at alt det planlagte forbruket vil bli realisert. Basert på tilknytningsforespørselene og vurderinger har vi utviklet tre scenarioer for forbruksutviklingen. Når vi har vurdert konsepter har vi tatt utgangspunkt i at vi minimum skal tilknytte

et middelsscenario med 1900 MW nytt forbruk. Dette utgjør ca. 60% av alle tilknytningsforespørslene. Vi har også vurdert konsekvensene for nettet for scenarioer med både lavere og høyere forbruksøkning.

Forbruket skal tilknyttes på en driftsmessig forsvarlig måte. For de sentrale transmisjonsnettledningene inn til og på Helgeland innebærer dette redundant kraftforsyning (N-1), slik at ikke utfall av én ledning innebærer at forbruk i store områder mister sin forsyning eller det blir systemkollaps. Dette er også viktig for å kunne ha nødvendig vedlikehold av anlegg uten at forbruk må kobles ut.

En forbruksøkning på 1900 MW på Helgeland vil ikke være mulig eller realistisk uten økt nettkapasitet i transmisjonsnettet inn til Helgeland og inn til og i stasjonene på Helgeland. Nettet må muliggjøre tilknytning av nytt forbruk i Marka, Nedre Røssåga og Rana eller eventuelt nye stasjoner. Det er nødvendig å planlegge for høy forbruksvekst, selv om det er usikkert hvor mye av planene som bli realisert. På grunn av usikkerheten rundt behovet, vil det være rasjonelt med konsepter som har fleksibilitet til å kunne justere planene og investeringene dersom behovet skulle endres vesentlig.

En stor økning i det norske kraftforbruket må følges av ny produksjon. Nye nettforsterknings-konsepter må derfor også legge til rette for mulig tilknytning av ny kraftproduksjon, herunder vindkraft på land og fremtidig havvind. Ny kraftproduksjon i området vil også kreve økt nettkapasitet.

Flere ulike konsepter er vurdert for å møte behovene på Helgeland

Vi har vurdert fem konsepter med ulike nettforsterkningstiltak og kombinasjoner av tiltak opp mot målsettingen om å muliggjøre en forbruksøkning på 1900 MW på Helgeland samlet sett og i de aktuelle stasjonene. Alle konseptene omfatter økt nettkapasitet inn til Marka og inn til Helgeland, men i ulik grad med ulike kapasiteter. Økt nettkapasitet så raskt som mulig inn til Marka og inn til Helgeland vurderes som tidskritisk, både som følge av dagens utfordringer og lokaliseringen av forbruksplanene.

Noen av konseptene omfatter økt nettkapasitet inn til Rana. Vi vurderer det som sannsynlig at det vil bli behov for økt nettkapasitet inn til Rana, og mener det er effektivt å inkludere tiltak som gir tilstrekkelig kapasitet til aktuelle forbruksplaner og også legger til rette for mulig ny kraftproduksjon her.

Konseptene har ulik grad av fleksibilitet til å tilpasse nettutviklingen i henhold til behovene. Vi vurderer det som rasjonelt å utvikle konsepter som er helhetlige og gir tilstrekkelig kapasitet, men som kan utvikles stegvis slik at planen og investeringsbeslutninger kan tilpasses til eventuelle endringer i behovet.

To konsepter vil oppfylle målsettingene for kapasitet til nytt forbruk

To konsepter kan oppfylle målsettingene om å muliggjøre det nye kraftforbruket og samtidig legge til rette for ny kraftproduksjon. Tre konsepter gir ikke tilstrekkelig nettkapasitet og vurderes også som mindre samfunnsøkonomisk rasjonelle. De to aktuelle konseptene er:

- Konsept 1: Ny indre 420 kV forbindelse mellom Marka og Rana i en indre korridor via Nedre Røssåga, der vi i størst mulig grad følger eksisterende ledninger.
- Konsept 2: Ny ytre 420 kV forbindelse mellom Marka og Rana, i ny korridor.

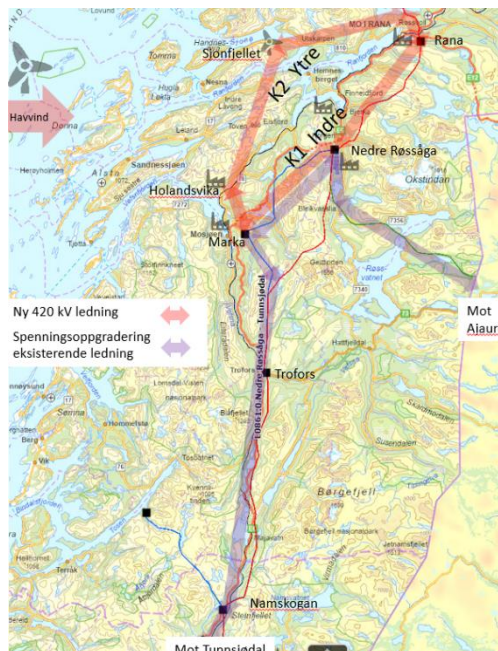
Begge konseptene omfatter i tillegg spennings-oppgradering til 420 kV av eksisterende 220 kV forbindelse fra Nedre Røssåga til Sverige og eksisterende 300 kV forbindelse fra Nedre Røssåga sørover til Tunnsjødal. Spenningsoppgraderingen er nødvendig for å øke kapasiteten inn til Helgeland, og er en forskuttering av fornyelsesbehov som vil komme i perioden 2040 og 2050.

Tiltakene internt på Helgeland er nødvendige for å øke nettkapasiteten inn til Marka og inn til Rana.

Tiltakene vil legge til rette for å senere kunne øke nettkapasiteten videre nordover, i tråd med behov og planer angitt i områdeplan Nord. Tiltakene vil også legge til rette for ny kraftproduksjon, herunder vindkraft på land og fremtidig havvind.

Begge konseptene kan utvikles stegvis i fire steg. De to første stegene, ny 420 kV ledning Nedre Røssåga – Marka og forskuttert spenningsoppgradering til 420 kV Nedre Røssåga – Ajaure - Grundfors, er lik for begge konseptene.

I begge konseptene er det mulig å justere planene og investere i henhold til utviklingen av behovet. Dersom forbruksutviklingen for Helgeland totalt, og for Marka, blir lavere kan vi i begge konseptene avvente reinvestering av 300 kV forbindelsen sørover (steg 4). Begge konseptene gir også en opsjon til å fremskynde spenningsoppgradering sørover i Norge dersom det skulle bli mer krevende enn forventet å gjennomføre spenningsoppgradering mot Sverige.



Konsept 1 med ny 420 kV forbindelse i indre korridor fremstår som mest rasjonelt

Konsept 1 har følgende fordeler sett i forhold til konsept 2:

1. Lavest investeringskostnader av de to valgbare konseptene
2. Bedre realopsjoner for en gradvis utbygging, og fleksibilitet for tilpasning av konseptet i forhold til eventuelle endringer av behovet.
3. Areal- og miljøpåvirkningene vurderes å være noe lavere for indre korridor, som i hovedsak er samlokalisert med eksisterende infrastrukturinngrep.
4. Det er minst usikkerhet i konsept 1, særlig knyttet til areal- og miljøpåvirkningene og investerings-kostnader.

Det er lite som skiller konseptene systemmessig, men konsept 1 med sammenkobling i Nedre Røssåga, er noe mer robust med hensyn til utfall og gir marginalt høyere kapasitet i Marka og Rana.

Dersom Sjonfjellet vindkraftverk skulle bli etablert raskt, kan konsept 2 gi synergier med noe lavere fotavtrykk. Investeringskostnadene for konsept 1 i tillegg til produksjonsradial til Sjonfjellet vil imidlertid fortsatt være lavere enn i konsept 2.

En helhetlig vurdering er klart i favør av konsept 1, og vi anbefaler derfor å gå videre med konsept 1.

I videre prosess vil vi gjøre grundigere vurderinger av areal- og miljøkonsekvenser og konsekvenser for reindriftsnæringen i området. Det vil blant annet handle om trasévalg. Disse vurderingene gjøres mer detaljert i forbindelse med utarbeidelse av melding til NVE.

Konseptvalgutredningen sendes til Energidepartementet

Denne utredningen er basert på veilederen for konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningsaker. Utredningen er kvalitetssikret av Oslo Economics i henhold til Energidepartementets veileder.

Innhold

1	Innledning og bakgrunn	5
1.1	Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskapning	5
1.2	Store planer om industrivekst og havvind øker overføringsbehovet	6
1.3	Netttiltak på Helgeland vil legge til rette for tilknytning av nytt forbruk og produksjon	6
1.4	Nettforsterkninger på Helgeland er en del av en større plan	7
1.5	Ekstern involvering og samarbeid er viktig	7
2	Behovsanalyse	8
2.1	Konseptvalgutredningen omfatter transmisjonsnettet på Helgeland	8
2.2	Dagens kraftsystem på Helgeland	8
2.3	Det er nettkapasitet til rundt 30% av planlagt forbruk i dagens og planlagt nett	13
2.4	Oppsummering av dagens situasjon på Helgeland	17
2.5	Mange planer om svært mye nytt forbruk på Helgeland	19
2.6	Forbruksutviklingen i omkringliggende områder er også av betydning for Helgeland	22
2.7	Noen kjente planer om ny kraftproduksjon på Helgeland	23
2.8	Utviklingen på Helgeland som legges til grunn for vurdering av nettbehovet	25
2.9	Forbruksscenarioene kan ikke realiseres uten økt nettkapasitet i og inn til området	29
2.10	Oppsummering fremtidig utvikling – dagens nett vil ikke dekke fremtidig behov	34
3	Mål og rammer	36
3.1	Samfunnsmålet er å sikre tilgang til strøm og legge til rette for næringsutvikling	36
3.2	Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand	37
3.3	Rammene setter mulighetsrommet konsepter blir vurdert innenfor	37
4	Mulighetsstudie	41
4.1	Nullalternativet er referansen som konseptene skal sammenlignes mot	42
4.2	Alternativer til nett vil ikke imøtekomme behovene alene	43
4.3	Konsept 1: Ny forbindelse i indre korridor i tillegg til spenningsoppgradering til 420 kV	46
4.4	Konsept 2: Ytre korridor i tillegg til spenningsoppgradering til 420 kV	52
4.5	Andre nettforsterkningskonsepter som er vurdert	55
4.6	Oppsummering av konseptene – Konsept 1 og 2 tas videre til Alternativanalysen	60
5	Alternativanalyse og samlet vurdering	62
5.1	Vi anbefaler konsept 1 – indre korridor	62
5.2	Usikkerhet	70
5.3	Fordelingsvirkninger og ringvirkninger	71
5.4	Begge konseptene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og konsept 1 er mest rasjonelt	73
5.5	Oppsummering – Vi anbefaler konsept 1 Indre korridor	74
6	Forutsetninger for en vellykket gjennomføring	75
	Vedlegg 1: Bibliografi/kildeliste	78
	Vedlegg 2: Tilknytningsforespørsler	79
	Vedlegg 3: Kraftsystemanalyser	81
	Vedlegg 4: Verdsetting av virkninger	83

1 Innledning og bakgrunn

Det er mange planer om etablering av ny industri på Helgeland, i tillegg til at noen aktører ønsker å øke sitt eksisterende kraftforbruk. Det er begrenset kapasitet i transmisjonsnettet til å tilknytte mer forbruk utover det som allerede er reservert.

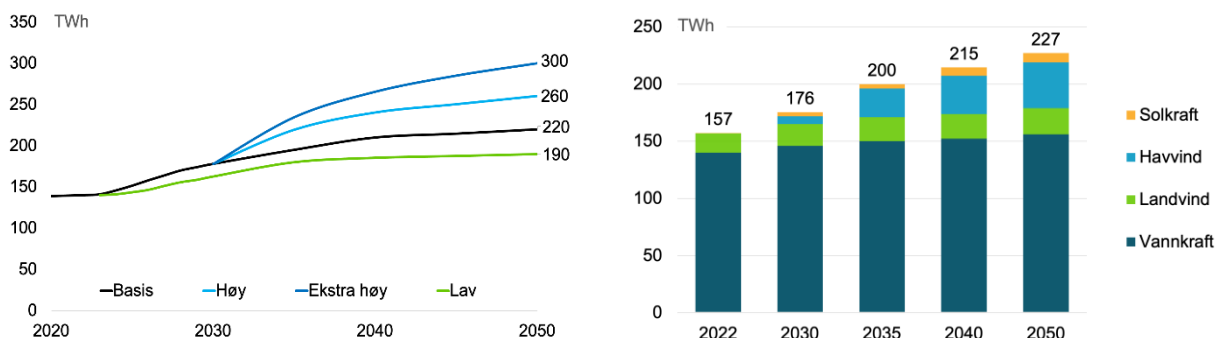
Statnett plikter å gi tilknytning til kunder som ønsker å knytte seg til nettet for å forbruke eller produsere kraft¹. Der det ikke er kapasitet i dagens nett, plikter vi å utrede hvilke tiltak som er nødvendige for å få dette til. Dette er bakgrunnen for denne konseptvalgutredningen. Behovet for utredning av tiltak fremgår av *Områdeplan Helgeland og Salten* (mars 2023).

1.1 Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping

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.

Omstillingen til nullutslipp og etablering av ny grønn industri vil føre til stor vekst i kraftforbruket i Norge. Statnett opplever allerede stor pågang fra aktører som ønsker å knytte ny, grønn virksomhet til nettet eller elektrifisere eller utvide eksisterende virksomhet. Våre langsiktige markedsanalyser viser at forbruksveksten vil fortsette, og Norge vil i løpet av få år gå fra kraftoverskudd til underskudd, og tilgang på energi blir en økende utfordring. Utstrakt elektrifisering vil alene gi anslagsvis 40–60 TWh økt kraftforbruk. I tillegg kommer kraftbehov fra ny industri. Uten stor ny kraftproduksjon de nærmeste årene er det et sentralt spørsmål hvor kraften skal komme fra, før det kommer vindkraft til havs i større volum. Betydelig nytt forbruk forutsetter at det også etableres ny kraftproduksjon.

Statnett har utarbeidet fire scenarier for norsk forbruk og produksjon frem mot 2050, se figur 1. Alle scenarier innebærer en betydelig forbruksvekst fra dagens nivå på i underkant av 140 TWh/år.



Figur 1: Forbruks- og produksjonsutvikling skissert i Statnetts Systemutviklingsplan 2023. Til venstre: Ulike scenarier for forbruksutvikling. Til høyre: Utvikling av kraftproduksjon i basisscenario.

Et sterkere overføringsnett i Norge vil legge til rette for vekst i forbruk og produksjon og begrense forskjeller i prisnivå mellom regioner. Statnett er i gang med omfattende investeringer for å fornye og øke kapasiteten i transmisjonsnettet. Netttiltak har lange ledetider, og med klare mål knyttet om utslippskutt og elektrifisering er det rasjonelt å modne tiltak frem mot endelig investeringsbeslutning. Ti områdeplaner beskriver behov og tiltak over hele landet.

¹ [Dette er tilknytningsplikten - NVE](#)

1.2 Store planer om industrivekst og havvind øker overføringsbehovet

Siden 2018 har Statnett behandlet tilknytningssaker på over 30 000 MW, der det aller meste er forbruk. På Helgeland er det forespurt ca. 3300 MW nytt forbruk. De store volumene indikerer mange planer og høy vekst, men er ikke i seg selv en prognose på hvor mye forbruk som faktisk blir realisert. Selv om størrelsen på forbruksveksten er usikker, ser vi en tydelig økende trend i norsk kraftforbruk. Usikkerheten med tanke på forbruksutviklingen er i mindre grad knyttet til om det kommer mer forbruk, og mer om hvor og når det kommer.

Vi ser generelt en utvikling mot at det kommer flere tilknytningssaker også for produksjon. Statnett har det siste året mottatt saker om til sammen 15 000 MW ny produksjon. En stor andel av disse saken er forespørsler om kapasitet til effektoppgraderinger av eksisterende vannkraftverk. Så langt er det svært begrensede planer om ny kraftproduksjon på Helgeland.

Det er også store planer om havvind fra Regjeringens side. Det er ambisjoner om å tildele arealer med potensiale for 30 000 MW havvind innen 2040 for Norge som helhet. Dette tilsvarer om lag 75% av produksjonskapasiteten i dagens kraftsystem. Havvind er også aktuelt utenfor Helgeland.

1.3 Netttiltak på Helgeland vil legge til rette for tilknytning av nytt forbruk og produksjon

Statnett har mottatt mange forespørsler om svært mye nytt kraftforbruk til eksisterende og ny industri på Helgeland. Forespurt nettkapasitet er langt over kapasiteten i dagens nett. Dagens nett har kapasitet til å tilknytte maksimalt ca. 30% av forespurt forbruk, forutsatt at lokaliseringen er tilpasset kapasiteten til de enkelte stasjonene.

Statnett har tilknytningsplikt og plikt til å utrede tiltak når det ikke er kapasitet i eksisterende nett. Statnett plikter å planlegge, søke konsesjon og om nødvendig, investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold. Tilknytningsplikten for forbruk veier tungt slik at mulighetene for å søke unntak fra denne er svært begrenset. Det kan søkes om unntak kun i ekstraordinære tilfeller.

Helgeland har i dag kraftoverskudd med flere store magasinkraftverk og kraftintensiv industri. Stor forbruksvekst uten ny kraftproduksjon, vil medføre at kraftoverskudd endres til kraftunderskudd, og transmisjonsnettet i, og inn til, området blir begrensende.

Det er planer om ny vindkraftproduksjon på land og på lengre sikt aktuelt med havvind utenfor Helgelandskysten. Dette er i tidlig fase, og Statnett har så langt ikke mottatt forespørsler om tilknytning. Det er stor usikkerhet rundt vindkraft på land, og havvind vil først komme noe ut i tid. Det er rasjonelt at transmisjonsnettet likevel utvikles for også å kunne tilknytte fremtidig ny kraftproduksjon.

Økt kapasitet i nettet på og inn til Helgeland er viktig for å legge til rette for økt forbruk og økt produksjon, redusere flaskehals og videre forsterkning av nettet både nordover og sørover. Nettforsterkningstiltak på Helgeland inngår i trinn 2 i Områdeplan Helgeland og Salten² og er løftet som prioriterte nettforsterkninger i Statnetts Systemutviklingsplan³.

I denne konseptvalgutredningen beskriver vi ulike løsninger i kraftsystemet på Helgeland som vil legge til rette for stor forbruksøkning og tilknytning av mulig ny kraftproduksjon i området. I konseptet inngår det også økt utvekslingskapasitet med Sverige (NO3-SE2).

²[Områdeplan Helgeland og Salten](#)

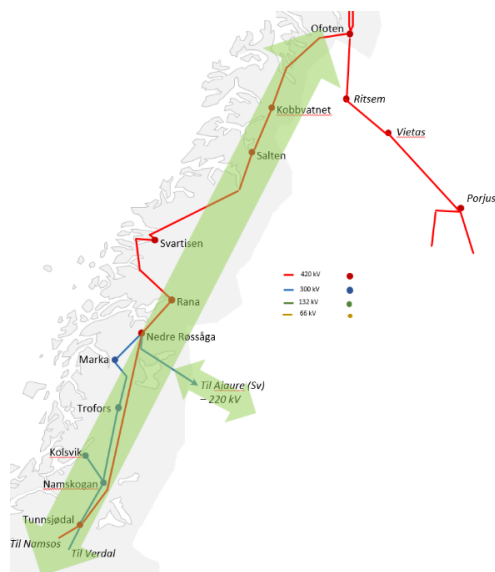
³[Systemutviklingsplan 2023](#)

1.4 Nettførsterkninger på Helgeland er en del av en større plan

Transmisjonsnettet på Helgeland må forsterkes for å kunne tilknytte mye nytt forbruk og/eller ny kraftproduksjon som beskrevet i Områdeplan for Helgeland og Salten.

Transmisjonsnettet på Helgeland er også sentralt for kraftutvekslingen nordover i Nordland mot Troms og Finnmark, sørover mot Trøndelag, og med Sverige. Nettutviklingen på Helgeland må derfor også ta hensyn til utviklingen i disse områdene der det også er mange planer om mye nytt forbruk.

I områdeplan Nord⁴ (nord for Ofoten) er det angitt en tredje ledning inn til Ofoten fra Nedre Røssåga for å kunne gi en vesentlig økning i kapasiteten. For at en slik forbindelse skal ha effekt må det være tilstrekkelig kapasitet i transmisjonsnettet på og inn til Helgeland, noe som det anbefalte konseptet i denne KVUen vil legge til rette for.



Figur 2: Skisse over dagens transmisjonsnett, der grønne piler synliggjør at nettførsterkninger på Helgeland er en del av en større plan for nettutvikling både nord og sør for Helgeland.

For en helhetlig oversikt over planer for nettutvikling og aktuelle nettførsterkningstiltak vises det til Statnetts Systemutviklingsplan 2023 og Analyse av transportkanaler 2023-2050⁵.

1.5 Ekstern involvering og samarbeid er viktig

Utredningen omhandler behov og tiltak i transmisjonsnettet på Helgeland, men dette ses også i sammenheng med behov og tiltak i regionalnettet. I arbeidet med konseptvalgutredningen har det vært tett dialog med regionalt nettselskap Linea for å sikre god koordinering mellom utviklingen i regionalnettet på Helgeland og transmisjonsnettet. Videre har det vært dialog med aktører som planlegger nytt industriforbruk og ny kraftproduksjon på Helgeland.

I mars 2024 ble det avholdt åpent informasjons- og dialogmøte om KVUen i Mosjøen. Møtet ble gjennomført i samarbeid mellom Statnett og Linea. Både Nordland Fylkeskommune og de berørte kommunene Vefsn, Hemnes og Rana var bidragsytere i møtet. Videre orienterte Statsforvalteren i Nordland avdeling for reindrift, og Norske Reindriftsamers Landsforbund (NRL) om utfordringer knyttet til konsekvenser for reindrift. De påpekte blant annet behovet for samarbeide for å i fellesskap finne gode løsninger som ivaretar reindriften. Gjennom panelsamtaler med flere aktører som har planer om ny industri i området fikk vi et innblikk i aktørenes planer, og det ble også gjennomført panelsamtaler med aktører med eksisterende kraftproduksjon og nye produksjonsplaner i området. Det var stort oppmøte både fysisk og deltakelse på nett, med nærmere 100 deltakere totalt. Flere kommuner og aktører deltok i møtet. Statnett anmodet i møtet deltakerne om å oversende skriftlige innspill, men har ikke mottatt slike etter møtet.

Vi hadde i juni 2024 møte med Statsforvalteren i Nordland, Landbruks- og reindriftsavdelinga, der vi presenterte konseptvalgutredningen og fikk innspill.

⁴[Områdeplan Nord](#)

⁵[Analyse av transportkanaler 2023-2050](#)

2 Behovsanalyse

I behovsanalysen beskriver vi dagens kraftsystem og fremtidige utfordringer på Helgeland. Først gir vi en gjennomgang av dagens kraftsystem, herunder dagens forbruk, kraftproduksjon, nett og kraftflyt. Vi beskriver også fornyelsesbehov og driftsmessige utfordringer i dagens nett. Deretter redegjør vi for planer om økt forbruk og kraftproduksjon i området. Vi beskriver ulike scenarioer for vekst i forbruk og produksjon og drøfter behov for tiltak i lys av disse.

2.1 Konseptvalgutredningen omfatter transmisjonsnettet på Helgeland

Området Helgeland som inngår i denne utredningen er fra Rana i nord til Tunnsjødal i sør, vist i figur 3 innenfor den grønne ringen. Helgeland inngår i prisområde NO4 med forbindelse til NO3 sør for Tunnsjødal og SE2 i Sverige.

Økt nettkapasitet i og inn til Helgeland er helt sentralt for å kunne legge til rette for både økt forbruk og kraftproduksjon på Helgeland. Videre er transmisjonsnettet gjennom Helgeland og mot Sverige sentrale transportkanaler, der økt nettkapasitet er viktig for utviklingen både videre nordover og i Midt-Norge.

Utredningen inkluderer mulig spenningsoppgradering av dagens 220 kV ledning mot Sverige, Nedre Røssåga – Ajaure (-Grundfors), samt 300 kV ledningene mellom Nedre Røssåga og Tunnsjødal. Berørte transmisjonsnettstasjoner er Rana, Nedre Røssåga og Marka.

Utredningen inkluderer ikke vurdering av systemløsning for fremtidig nedtransformering sør for Marka (dagens stasjoner Trofors, Kolsvik og Namsskogan), da dette er problemstillinger som er mer hensiktsmessig å vurdere separat. Det vil gjennomføres en egen studie av dette.

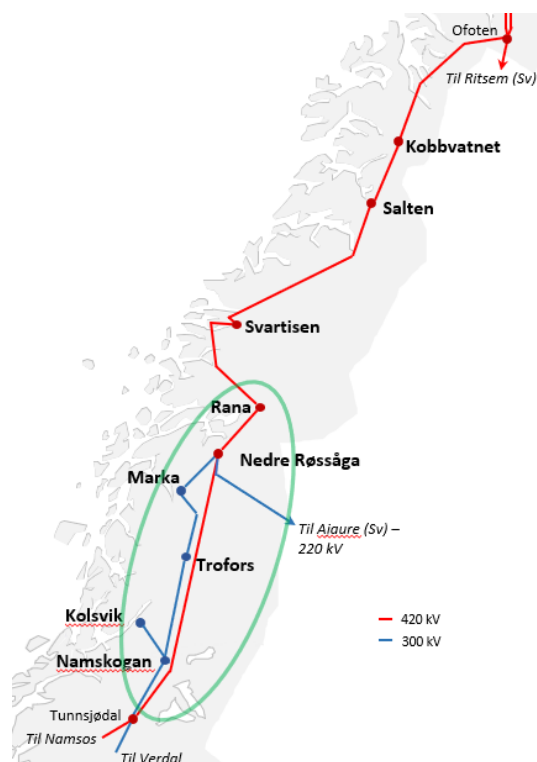
For å oppnå en rasjonell nettutvikling i området, er det nødvendig at utviklingen av transmisjonsnettet og regionalnettet ses i sammenheng og er koordinert. Der det er relevant vil vi derfor også kommentere på muligheter og konsekvenser i regionalnettet. Vi gjør imidlertid ikke konkrete vurderinger av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

2.2 Dagens kraftsystem på Helgeland

Transmisjonsnettet på Helgeland – dagens nett

Transmisjonsnettet på Helgeland består i dag av:

- En 420 kV forbindelse nord-sør gjennom hele området, fra Rana til Tunnsjødal. Helgeland er videre nordover knyttet sammen med Nordre Nordland med en 420 kV forbindelse via Svartisen til Ofoten og Troms. Sørover fra Tunnsjødal er det 420 kV gjennom Midt-Norge.



Figur 3: Dagens transmisjonsnett på Helgeland, markert med området som omfattes av konseptvalgutredningen.

- En 300 kV forbindelse fra Nedre Røssåga til Marka, Trofors, og via Namskogan til og gjennom Midt-Norge
- En 220 kV ledning fra Nedre Røssåga til Sverige (Ajaure og videre til Grundfors).

Nedre Røssåga er et sterkt punkt i dagens nett med flere ledninger inn til stasjonen; to 420 kV ledninger (nordover og sørover), en 300 kV ledning (til Marka og videre sørover) og en 220 kV ledning (til Sverige).

Rana har to 420 kV ledninger inn og en transformator 420/132 kV. Betydelige utfordringer med flimrer fra Celsa sin stålovn i Svabo gjør det nødvendig med delt drift i 132 kV nettet under Rana for å unngå at andre kunder lokalt blir påført flimrer. Dagens 420/132kV transformator i Rana beslaglegges av Celsas stålovn, mens øvrig forbruk i Svabo forsynes fra Nedre Røssåga via regionalnettsledninger (132 kV).

Marka er et mye svakere punkt med to 300 kV ledninger inn til stasjonen (nordover og sørover) og to transformatorer 300/132 kV. Mosjøen, inkludert aluminiumsbedriften Alcoa, forsynes fra Marka.

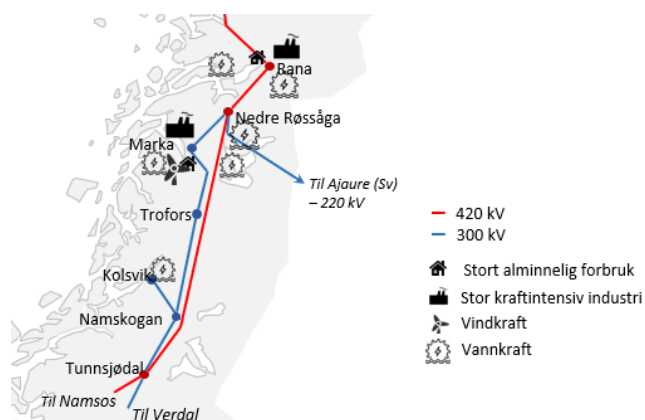
Forbruk i Kolsvik-området kan til dels forsynes fra Marka, og utviklingen av Kolsvik vil påvirkes av utviklingen i Marka og regionalnettet mot Kolsvik.

Kraftoverskudd og mye regulerbar kraftproduksjon

Helgeland har i normalår et energioverskudd på rundt 1,5 TWh. Området har ca. 7-8 TWh/år produksjon og noe over 6 TWh årlig forbruk. Kraftproduksjonen kan variere relativt mye mellom år da den er vannkraftdominert og nedbørsavhengig.

Området har god produksjonskapasitet med installert effekt på ca. 1600 MW vannkraft og 400 MW vindkraft. Flere store magasinkraftverk under Rana og Nedre Røssåga bidrar til god reguleringsevne, og det er også flere andre kraftverk med reguleringsevne i området. I tillegg er det en del småkraft. Øyfjellet vindkraftverk er tilknyttet under Marka og kom i full drift i 2023.

Maksimalt effektforbruk for Helgeland er i dag ca. 920 MW. Det er mye kraftintensiv industri, der Mo Industripark og Alcoa Mosjøen til sammen utgjør nærmere 80% av energiforbruket og 65% av effektforbruket. Alminnelig forbruk er størst i Mo i Rana og Mosjøen.



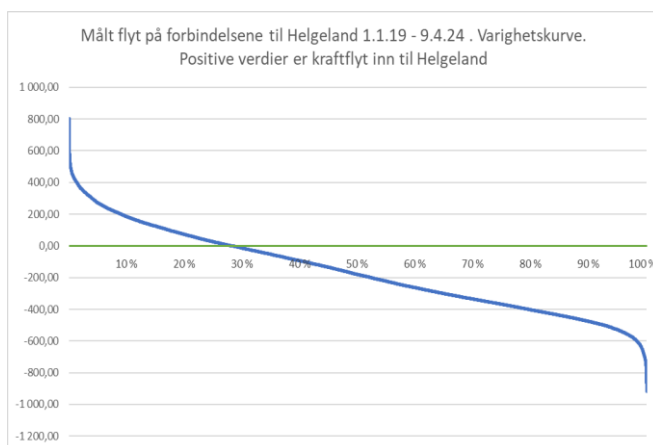
Figur 4: Dagens transmisjonsnett på Helgeland, med eksisterende stor industri og stor kraftproduksjon.

Figur 4 viser lokaliseringen av stor industri og stor kraftproduksjon på Helgeland.

Det er kraftflyt ut av Helgeland i underkant av 75% av tiden. Maksimal flyt ut av området siste fem år har vært ca. 900 MW. I driftssituasjoner der mange av kraftverkene står, er det netto import til Helgeland spesielt fra Sverige. Det er svært sjelden kraftflyt inn til Helgeland over 600 MW. Figur 5 viser en varighetskurve for målt kraftflyt de siste 5 år.

Kraftoverskuddet på Helgeland flyter primært sørover til Midt-Norge og østover til Sverige. I noen perioder er det også kraftflyt nordover, men som regel er det kraftflyt fra Svartisen inn til Helgeland (85% av tiden).

Kraftflyten nord-sør i Norge er sterkt påvirket av det betydelig sterkere nettet nord-sør parallelt i Sverige som har lavere motstand. Det medfører at mye kraft trekkes mot Sverige på forbindelsene fra Ofoten og fra Nedre Røssåga ved kraftoverskudd og tilsvarende motsatt i driftssituasjoner ved kraftunderskudd. Både i eksport- og importsituasjoner møter vi mye raskere kapasitetsbegrensninger mot Sverige enn internt i Norge. Dette betyr også at nettførsterkninger internt i Norge må ses i sammenheng med overføringskapasiteter og nettbegrensninger mellom Norge og Sverige, og internt i Sverige.



Figur 5: Målt kraftflyt på forbindelsene til Helgeland 1.1.19-9.4.24. Positive verdier er kraftflyt inn til Helgeland.

I Salten-området (nord for Helgeland) er det også kraftoverskudd, med blant annet høy kraftproduksjon i Svartisen, Kobbelv og Salten. Om vinteren er det flyt videre nordover for å dekke underskudd i Troms og Finnmark, mens det typisk flyter mye mot Sverige over Ofoten-Ritsem i sommersessongen.

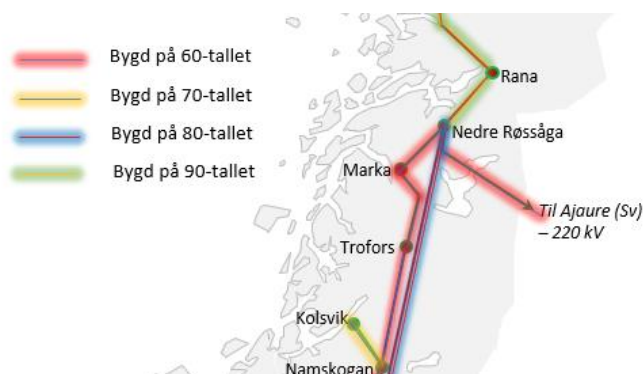
Transmisjonsnettet på Helgeland – pågående nettførsterkninger

Det er igangsatt to nettinvesteringsprosjekter på Helgeland, som i denne konseptvalgutredningen er forutsatt å være implementert:

- Ombygging av Nedre Røssåga stasjon er investeringsbesluttet og forventes ferdigstilt i løpet av 2026. Transformeringsen vil endres fra 300/132 kV til 420/132 kV. Tiltaket vil øke kapasiteten til nytt forbruk under Nedre Røssåga og Marka samlet, som i dag begrenses av en autotransformator 420/300 kV i Nedre Røssåga.
- Ombygging og økt transformeringskapasitet 420/132 kV i Rana stasjon er konsesjonssøkt, men ikke investeringsbesluttet. Dette vil gi kapasitet til økt forbruk under Rana og Nedre Røssåga. Ombygging og økt transformeringskapasitet vil ikke være rasjonelt uten en løsning på flimmeret som forårsakes av stålovn i Svabo, da dette vil medføre dårligere leveringskvalitet for flere kunder ved at de blir påført flimmer, og/eller at nettkapasiteten ikke vil kunne utnyttes. Tiltaket er derfor satt på vent i påvente av avklaring av løsning for flimmerproblemene.

Fornylsesbehov av 220 og 300 kV ledninger i transmisjonsnettet i 2040-2050

Figur 6 viser byggeperiode for transmisjons-nettledninger på Helgeland. Normalt legger vi til grunn en levetid for stålmasleddninger på 80 år. Det er flere ledninger bygd på 60-tallet som må vurderes reinvestert rundt 2040. Dette er forbindelser mellom Helgeland og nabo-områdene, dvs. østover til Sverige og sørover til Midt-Norge. Disse forbindelsene er i dag helt sentrale for overføring av dagens kraftoverskudd ut av området og for forsyningen inn til området når det er lite kraftproduksjon.



Figur 6: Transmisjonsnettet på Helgeland med byggeperiode for ledningene.

Statnetts strategi er å heve spenningen til 420 kV ved fornyelse av eldre 300 kV ledninger, og dette vil også vurderes for 220 kV ledningen mot Sverige.

220 kV ledningen Nedre Røssåga - Ajaure ble satt i drift i 1963 og har fornyelsesbehov rundt 2040. Kapasiteten på ledningen er i perioder begrensende i dag, og Statnetts "Analyse av transportkanaler" viser stor system- og markedsmessig nytte av å spenningsoppgradere forbindelsen til 420 kV. Med mye nytt kraftforbruk eller ny produksjon på Helgeland vil kapasiteten på denne ledningen bli en stor begrensning. En forsering av reinvesteringstidspunktet for å få økt kapasitet fremstår som rasjonelt. Ledningen er ikke forberedt for spenningsoppgradering til 420 kV, og spenningsoppgradering må derfor skje ved nybygging og rivning av eksisterende ledning. En spenningsoppgradering må avtales og koordineres med Svenska Kraftnät (SvK), og det er avtalt en felles analyse med SvK høsten 2024.

300 kV forbindelsen Nedre Røssåga - Marka - Trofors - Namsskogan - Tunnsjødal ble bygd på slutten av 1960-tallet og må fornyes før 2050. Ledningene er bygd med simpleks faseline og er ikke forberedt for spenningsoppgradering til 420 kV. Spenningsoppgradering av disse ledningene må derfor skje ved nybygging og deretter rivning av eksisterende ledninger. Det kan være aktuelt å forsere oppgradering av denne forbindelsen i forhold til fornyelsesbehovet, for å oppnå økt overføringskapasitet mellom Trøndelag og Helgeland.

420 kV ledningene Tunnsjødal - Nedre Røssåga - Rana og videre nordover ble bygd på 1980- og 1990-tallet med fornyelsesbehov først rundt 2060. Da dette er såpass langt frem tid legger vi ikke til grunn fornyelsesbehov på disse ledningene i denne utredningen.

I Trofors vil vi på kort sikt rehabilitere en transformator 300/22 kV for å forlenge levetiden i påvente av spenningsoppgradering til 420 kV. Fremtidig utvikling av Trofors vil vurderes grundigere i sammenheng med egen studie for Sør-Helgeland (Linea og Statnett). Løsning for Kolsvik og Namsskogan vil være sentralt i en slik studie for å finne mest mulig rasjonelle løsninger for Sør-Helgeland.

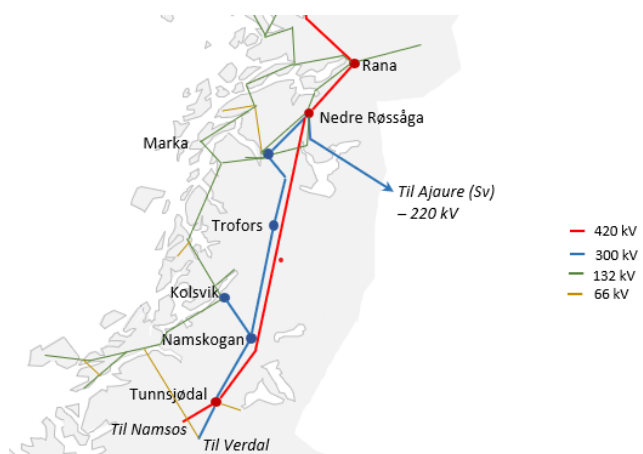
Når vi skal spenningsoppgradere til 420 kV sørover fra Marka til Trøndelag vil vi også vurdere løsninger i Namsskogan og Kolsvik. Dette behandler vi ikke i denne konseptvalgutredningen.

Regionalnettet på Helgeland

Figur 7 viser en skisse av både transmisjons- og regionalnettet på Helgeland.

Regionalnettet forsyner forbruket i ytre strøk på Helgeland med 132 kV nett mellom Rana og Kolsvik og flere transformatorstasjoner. Det er tilknyttet noe kraftproduksjon med tilknytning i Sjona (71 MW) og i Grytåga (ca. 67 MW), samt flere småkraftverk.

Planlagt forbruk i ytre strøk gir behov for noe økt kapasitet, og Linea planlegger å forsterke deler av ledningsnettet og etablere nye transformeringspunkter. Blant annet planlegger Linea en ny stasjon - Strendene, for å tilknytte nytt forbruk i området rundt Sandnessjøen. Linea planlegger også å spenningsoppgradere 66 kV forbindelsen mellom Mosjøen, Holandsvika, Kaldåga og Meisfjord til 132 kV. Forventet forbruksøkning i ytre strøk gir behov for økt nettkapasitet på et nivå som tilsier 132 kV spenningsnivå (regionalnett) og ikke transmisjonsnett.



Figur 7: Skisse over regionalnett og transmisjonsnett på Helgeland.

I indre strøk er det 132 kV regionalnettforbindelser mellom Marka og Nedre Røssåga via Bleikvassli og mellom Mosjøen og Nedre Røssåga, som alle har begrenset kapasitet med linetemperatur 50°C. Kraftproduksjonen i Øvre Røssåga kraftverk som er tilknyttet i Bleikvassli fordeles normalt mot Nedre Røssåga og mot Marka som følge av begrenset kapasitet i 132 kV nettet. Dette samt planer om mye økt forbruk i Mosjøen gjør det relevant å vurdere muligheter for og nytte av økt kapasitet på disse regionalnetts-ledningene.

Mellom Marka og Mosjøen er det i dag to 132 kV ledninger, en nyere kraftig dupleksledning og en svakere eldre dobbeltkursledning. Som følge av planlagt mye nytt forbruk i Mosjøen planlegger Linea en ny kraftig dupleksledning som erstatning for den gamle dobbeltkursledningen.

Videre nordover fra Nedre Røssåga til Svabo (Rana) er det dublert 132 kV forbindelse. Det meste av dagens forbruk i Svabo og videre ut til kysten nord for Alsten forsynes i dag fra Nedre Røssåga over disse ledningene, som følge av utfordringene med flimmer i Svabo/Rana. Ledningene har begrenset kapasitet (50 grader linetemperatur) og er i dag til tider svært høyt belastet. Dette gir dermed begrensninger for tilknytning av nytt forbruk i regionalnettet i Svabo og i ytre strøk. En løsning på flimmerproblemene vil gjøre at dagens transformeringskapasitet i Rana kan utnyttes bedre, og at planlagt økt transformeringskapasitet i Rana kan gjennomføres og legge til rette for nytt forbruk. Dersom det skal tilknyttes nytt forbruk før dette kommer på plass, er det behov for å øke kapasiteten på 132 kV ledningene. Linea vurderer å temperaturoppgradere ledningene, noe som vil gi noe økt kapasitet.

Sør på Helgeland er det knapp kapasitet både fra transmisjonsnettet og i regionalnettet, og derfor svært lite kapasitet til nytt forbruk. Dette vil følges opp i egen studie i samarbeid mellom Statnett og Linea.

Kapasiteten på ledningene i regionalnettet er tilpasset tidligere/dagens overføringsbehov, og Linea betrakter forsyningssikkerheten og leveringspåliteligheten for regionen som god⁶. Planer om mye økt forbruk gir imidlertid økte utfordringer og behov for tiltak i regionalnettet, spesielt knyttet til nytt forbruk på kysten.

Mulig tilknytning av nytt forbruk i regionalnettet vil også avhenge av kapasiteten i transmisjonsnettet, og kapasitetsbehov og tiltak ses i sammenheng. Nye transmisjonsnettleddninger kan medføre mindre behov for å reinvestere eksisterende eldre forbindelser i regionalnettet, noe som vil vurderes nærmere på et senere tidspunkt. Det vil også ses på muligheter for å utnytte eksisterende regionalnetts-traséer til nye ledninger i transmisjonsnettet.

Utfordringer i driften av dagens nett

Transmisjonsnettet

Hovedfokus i driften av transmisjonsnettet i Helgeland og Salten har vært å håndtere kraftoverskudd ut av området mot Trøndelag, Sverige og nord (Ofoten-Kobbvatnet) ved høy kraftproduksjon, og import ved kraftunderskudd når de store magasin kraftverkene i området ikke produserer. Nettet på Helgeland er tilstrekkelig for dagens forbruk og produksjon, dog med systemvern for produksjonsfrakobling ved utfall av sentrale nettanlegg samtidig med høy kraftproduksjon. Videre håndteres produksjonsvariasjonene gjennom prisområde NO4 og med snittbegrensninger på transmisjonsnettleddningene inn og ut av prisområdet.

⁶ Kraftsystemutredning Helgeland (RKSU) 2022, Grunnlagsrapport

Når en stor andel av kraftproduksjonen står, vil nettets evne til å håndtere feilhendelser være svekket. Utfall av mellomlandsforbindelsene Ofoten – Ritsem – Vietas - Porjus eller Klæbu – Nea – Järpstrømmen har stor påvirkning på nettet i Helgeland både ved over- og underskudd.

For 420 kV ledningene mot Sverige og sørover i Norge er det ofte aktivert systemvern med produksjonsfrakobling for å håndtere stort kraftoverskudd ved utfall.

Enkelte av ledningene har stort behov for vedlikehold. Spesielt gjelder dette 420 kV ledningene nordover fra Rana til Svartisen og Salten som går i traséer som er utsatt for mye vind og ising, der det er behov for årlig utkobling for vedlikehold og reparasjoner. Utkoblinger av disse ledningene i sommerhalvåret medfører sjelden store problemer for driftssikkerheten, men reduserer kapasiteten ut av NO4 (og NO3).

Utfordringer med forsyningen under Marka ved revisjoner/utfall i transmisjonsnettet

Marka transmisjonsnettstasjon forsyner Mosjøen by og Alcoa aluminiumsverk på til sammen ca. 400 MW. Det er også 132 kV regionalnettlinjer inn til Marka fra Nedre Røssåga via Bleikvassli og fra Grytåga, og inn til Mosjøen fra Nedre Røssåga. Flyten på disse ledningene er i utgangspunktet styrt av bakenforliggende kraftproduksjon. For å ha nødvendig kontroll på flyten inn mot Marka og Mosjøen, driftes disse 132 kV ledningene normalt som radialer.

Ved revisjoner eller utfall av transmisjonsnetts- anlegg i eller inn til Marka blir Marka og Mosjøen ensidig forsynt, og ved en eventuell langvarig feil kan det i enkelte situasjoner være utfordrende å få til gjenoppbygging av alt forbruket. Forbruket i Mosjøen er svært sårbar for langvarig feil og krever kort gjeninnkoblingstid ved utfall. Tilgang på kraftproduksjon og tilstrekkelig overføringskapasitet i regionalnettet er da viktig for å få rask gjenoppbygging. 132 kV linjene i regionalnettet inn mot Marka / Mosjøen har begrenset kapasitet. Øyfjellet vindkraftverk er tilkoblet Marka stasjon, men produksjonen er uregulerbar og ingen sikker reserve for forsyningen av forbruket under Marka.

Ineffektiv driftsløsning i Rana / Svabo og mot Nedre Røssåga

I Rana har det over mange år vært store utfordringer med flimrer fra stålovn tilknyttet i Svabo. Flimmet er langt over tillatte grenser i forskrift om leveringskvalitet (fol). For å redusere problemer for øvrige kunder er det en driftskobling i Rana/Svabo der 132 kV i Svabo er delt i to adskilte drifter, for å redusere utbredelsen av flimmernivået mot Mo by. Celsa ligger som eneste forbrukskunde under Statnetts transformator, og transformeringskapasiteten utnyttes dårlig (25-30%). Andre forbrukskunder har ikke ønsket å ligge forsynt sammen med Celsa. Øvrig forbruk i Svabo må forsynes via 132 kV regionalnettet fra Nedre Røssåga, som også strekker seg vestover til kysten. Dagens løsning er ineffektiv, da den gir dårlig utnyttelse av transformatorkapasiteten, flaskehals med behov for mye spesialregulering og høye tap i regionalnettet. Det har over tid pågått prosesser for å løse flimmerproblemer, bl.a. ved samarbeid mellom Celsa og nettselskapene i området og ved vedtak fra RME. Dette har så langt ikke ført til at Celsa har gjennomført nødvendige tiltak for å holde flimmet innenfor forskriftskravene, slik at nettkapasiteten i området kan utnyttes effektivt.

2.3 Det er nettkapasitet til rundt 30% av planlagt forbruk i dagens og planlagt nett

Som følge av mange forespørsler om økt industriforbruk på Helgeland har Statnett gjennomført driftsmessig forsvarlig-analyser (DF-analyser) for å avklare hvor mye forbruk som kan tilknyttes i dagens og planlagt nett på Helgeland.

Planlagt nett omfatter igangsatte prosjekter, dvs. ombygging i Nedre Røssåga stasjon og ombygging og økt transformeringskapasitet i Rana stasjon. Vi har ikke forutsatt ny kraftproduksjon av særlig omfang,

fordi det er få modne planer som i sum vil utgjøre lite. Analysen og resultatene gjelder transmisjonsnett. Begrensninger i regionalnettet er her ikke omtalt.

Tilknytning av nytt forbruk skal være driftsmessig forsvarlig (DF)

Når en kunde ønsker tilknytning eller kapasitetsøkning, må Statnett utrede og vurdere om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Vi analyserer om tilknytningen eller kapasitetsøkningen gir akseptable virkninger slik nettet er i dag eller det nettet som er planlagt satt i drift før kunden ønsker tilknytning.

For at en tilknytning eller kapasitetsøkning skal vurderes som *driftsmessig forsvarlig* skal minimum følgende kriterier overholdes:

- At vi ikke bryter forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser.
- At eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålitelighet.

Når vi vurderer om eksisterende kunder fortsatt har akseptabel leveringspålitelighet, legger vi for masket transmisjonsnett på 300 kV og 420 kV som hovedregel til grunn at forbruket skal kunne forsynes ved utfall av en ledning (N-1). I de enkelte sakene gjør vi likevel en vurdering av konsekvensene av utfall mht. omfanget forbruk som blir berørt, type forbruk, og muligheten for rask gjenoppbygging av nettet etter utfall. Det er avgjørende at vi i utfallssituasjoner fortsatt har kontroll slik at et utfall ikke medfører systemkollaps med mørklegging av store områder.

Når vi vurderer om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig må vi også vurdere om vi kan gjennomføre vedlikehold som krever utkoblinger. Vi planlegger og koordinerer utkoblinger i nettet slik at det skal gi minst mulig konsekvens for både forbrukerne og produsentene i området. Å *planlegge* for N-0-forsyning av forbruk vil medføre at muligheten for å gjennomføre vedlikehold uten å koble ut forbruk reduseres.

Vi vurderer muligheten for tilknytning av det nye forbruket med redusert forsyningssikkerhet (N-0), gitt at det ikke svekker forsyningssikkerheten til eksisterende kunder. Dette innebærer avtaler med kunden om tilknytning med særlige vilkår om utkobling ved utfall av komponenter i kraftsystemet. For å unngå konsekvenser for annet forbruk forutsettes det rask/momentan utkobling av det nye forbruket, noe som krever sikre automatiske vernløsninger. Et stort omfang av slike vernløsninger knyttet til transmisjonsnettledninger i masket nett medfører betydelig økt kompleksitet og risiko. Utfall av én ledning kan medføre ytterligere utfall (kaskade), med mørklegging av større områder. Dette reduserer dermed forsyningssikkerheten også for eksisterende kunder.

Vilkår om utkobling knyttet til utfall av transformatorer vil som regel være enklere å håndtere.

For DF-kapasiteten i transmisjonsnett inn til og gjennom Helgeland legger vi til grunn N-1

Ledningene i transmisjonsnett inn til og gjennom Nordland, nord-sør og mot Sverige, er sentrale for kraftforsyningen til store områder med mye stor industri i tillegg til alminnelig forbruk. For aluminiumsindustrien i Mosjøen er det kritisk dersom de mister forsyningen mer enn 1-2 timer, der konsekvensene vil være svært store og kostbare dersom aluminium størkner i ovnene.

I DF-analysen har vi for transmisjonsnettledningene inn til Helgeland lagt til grunn at forbruket skal kunne forsynes ved utfall av én ledning (N-1). Vi vurderer at en N-0 tilnærming for transmisjonsnett inn til hele Helgeland er uakseptabelt, da det innebærer for høy risiko for mørklegging med store konsekvenser for store områder. Utfall av en ledning kan medføre ytterligere utfall (kaskade), med konsekvenser for hele Nord-Norge eller også større områder i Norden. Det vil være for høy risiko for at nettet ikke kan gjenoppbygges raskt, noe som kan gi store konsekvenser spesielt for aluminiumsindustrien i området. Vi har derfor vurdert at det ikke er relevant eller gir nevneverdig merverdi å legge til grunn N-0 og beregne avbruddskostnader i denne utredningen.

For transmisjonsnettet gjennom Helgeland har vi også lagt til grunn N-1, men vi har også vurdert at det kan være akseptabelt å midlertidig tilknytte et begrenset forbruk på særlige vilkår om utkobling. Omfattende bruk av slike vilkår knyttet til stamnettet gjennom Helgeland vurderes ikke som akseptabelt pga. for høy risiko for mørklegging og systemkollaps.

For transformeringskapasiteten i de enkelte stasjonene har vi vurdert det som driftsmessig forsvarlig å tilknytte nytt forbruk med vilkår (N-0), da dette er enklere å håndtere, konsekvensene er mer begrenset og risikoen er mindre. Langvarig feil på transformatorer har relativt lav sannsynlighet, og vi har vurdert mulighetene for rask gjenoppretting av forsyningen ved feil på transformator. Vi tilbyr tilknytning med særlige vilkår til kunder der konsekvensene vurderes å være akseptable både for nettselskapene og kunden. Det inngås da avtale om tilknytning på særlige vilkår om utkobling ved redusert transformeringskapasitet (vedlikehold eller utfall). Vår erfaring i dialogen med aktuelle nye kunder på Helgeland så langt er at alle primært ønsker god forsyningsikkerhet (N-1). En del kunder vil imidlertid akseptere redusert forsyningsikkerhet (N-0 og avtale om særlige vilkår) midlertidig inntil nytt nett er på plass, for å få rask tilknytning.

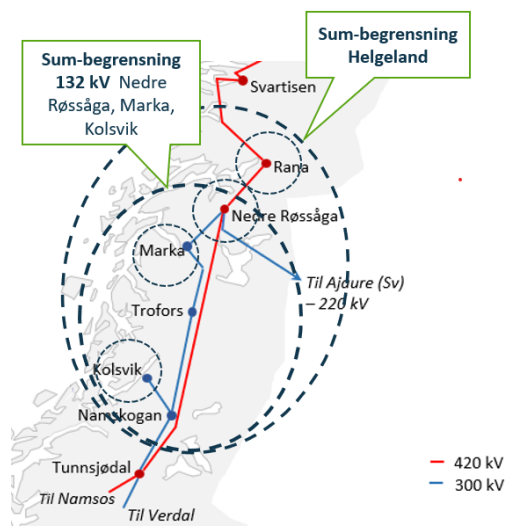
I DF-analysen har vi tatt høyde for at det skal være mulig å forsyne forbruket når anlegg må kobles ut for vedlikehold. Dette skjer i all hovedsak i sommerperioden. Forbruket på Helgeland er imidlertid høyt også i lavlast (sommer) på grunn av mye industri som har jevnt forbruk hele året. Der det er mulig og hensiktsmessig koordinerer vi driftsstanser for nettanlegg og industriforbruk-/kraftverk. Dersom det kun er vedlikehold som er utfordringen for å tilknytte nytt forbruk er det aktuelt å tilby tilknytning på særlige vilkår der forbruket må ligge ute i vedlikeholdsperioder.

Kapasitet til i sum ca. 1000 MW nytt forbruk på Helgeland i dagens og planlagt nett

Våre DF-analyser viser at det i dagens og planlagt nett er kapasitet til rundt 1000 MW nytt forbruk i sum for Helgeland, gitt at forbruket plasseres hensiktsmessig. Det er litt mer enn en dobling av dagens kraftforbruk. For å kunne utnytte hele denne kapasiteten må kapasiteten tildeles hensiktsmessig mellom nettnivåer og stasjoner, for å ta hensyn til flere nivåer av begrensninger. Det er i dagens og planlagt nett ikke ledig kapasitet til forbruksplanene i Marka og Rana, noe som skyldes både begrenset ledningskapasitet i transmisjonsnettet og nedtransformeringskapasitet. Det er også begrensninger i Nedre Røssåga, som må ses i sammenheng med Rana.

Figur 8 illustrerer at det i dagens nett er nettbegrensninger på flere nivåer. Ytterste ring viser sum-begrensningen for Helgeland for nytt forbruk, som er rundt 1000 MW, og er begrenset av kapasiteten i transmisjonsnettet inn til området (N-1)⁷. Begrensningene er knyttet til utfall av sentrale transmisjonsnettledninger nord for Helgeland, der utfall kan gi spenningskollaps eller overlast på forbindelsen fra Sverige inn til Nedre Røssåga.

En indre ring viser at det i tillegg er en sum-begrensning på tilknytning av nytt forbruk på 132 kV på Helgeland sør for Rana, som er ca. 190 MW i dagens nett. Denne begrensningen løses opp når vi har



Figur 8: Sentrale nettbegrensninger inn til og på Helgeland.

⁷ N-1 innebærer at vi skal kunne tåle utfall av en komponent uten at dette får konsekvenser for forsyningen.

gjennomført pågående prosjekt med ombygging i Nedre Røssåga stasjon, som er forventet ferdigstilt til 2027.

Sumkapasiteten til nytt forbruk på Helgeland på rundt 1000 MW er inkludert kapasitet som per august 2024 er reservert til nytt forbruk (695 MW). Det er dermed rundt 300 MW ledig kapasitet på Helgeland ut over det som er reservert, gitt at forbruket tilknyttes gunstig med tanke på begrensninger i nettkapasiteten internt i området og/eller at forbruket tilknyttes med særlige vilkår⁸.

Hvor mye som kan tilknyttes i de enkelte transmisjonsnettstasjonene begrenses av ledningskapasitet inn til de enkelte stasjonene og for tilknytning på 132 kV-nivå i tillegg transformeringsskapasitet.

I dagens nett frem til Nedre Røssåga er ombygd (i løpet av 2026) er det totalt på 132 kV spenningsnivå N-1 kapasitet plass til i underkant av 200 MW nytt forbruk. Dette øker til i underkant av 300 MW når Nedre Røssåga er ombygd. Når flimmerproblemene er løst og Rana er ombygd med økt transformeringsskapasitet, vil det være mulig tilknytte i underkant av 700 MW forbruk i sum på 132 kV nivå med ordinære vilkår (N-1). Tilknytning ut over dette, inntil rundt 1000 MW, må enten tilknyttes direkte på 420 kV eller på 132 kV med særlige vilkår.

Lite ledig nettkapasitet til nytt forbruk i Marka og i Rana

I dette delkapitlet beskrives begrensningene for tilknytning av forbruk i de enkelte transformatorstasjonene isolert sett, som følge av nettkapasiteten inn til stasjonen og/eller transformeringsskapasitet. Sumbegrensningen inn til Helgeland setter en øvre begrensning.

Under Rana er det per i dag i praksis ikke tilgjengelig nettkapasitet til å tilknytte nytt forbruk, på grunn av flimmer. Alt forbruk i Svabo, unntatt Celsa, må forsynes via regionalnettet (132 kV) fra Nedre Røssåga. Regionalnettet mellom Nedre Røssåga til Svabo er høyt belastet, og det er ikke kapasitet til økt forbruk som belaster disse ledningene ytterligere. Når det kommer en løsning på flimmerutfordringene vil systemansvarlig kunne fastsette nytt koblingsbilde og investere i økt transformering, som kan muliggjør tilknytning av nytt forbruk. Ved ca. 400 MW nytt forbruk i Rana vil dagens nettkapasitet fra Nedre Røssåga inn til Rana bli begrensende (spenningsutfordringer).

Nedre Røssåga er det sterkeste punktet i dagens nett på Helgeland. Når stasjonen er ombygd er det kapasitet til inntil i underkant av 400 MW økt forbruk med ordinære vilkår (N-1), avhengig av utviklingen i Rana. Vi forutsetter da at alt forbruk i Svabo vil forsynes fra Rana. I tillegg vil det være mulig å utnytte noe N-0 kapasitet på transformatorene for tilknytning av forbruk på vilkår, primært da som en midlertidig løsning.

I Marka er det høy utnyttelse av dagens kapasitet og det er ikke tilgjengelig kapasitet til nytt forbruk på ordinære vilkår. Det vil være behov for særlige vilkår på alt nytt industriforbruk. Vi har satt av noe kapasitet (20 MW) til økning i vanlig forbruk⁹. Ut over dette er det kapasitet med særlige vilkår til ca. 170 MW forbruk, der 58 MW tidligere er reservert. I tillegg til særlige vilkår om utkobling knyttet til vedlikehold av anlegg, vil det til dels også forutsette at vi får på plass nødvendige vernløsninger og støttesystemer for håndtering av vilkår og vern for automatisk utkobling ved utfall av transmisjonsnettledning inn til og transformator i Marka. Dette som midlertidige løsninger frem til økt

⁸ Eksempel på særskilte vilkår kan være at forbruket må reduseres/kobles ut ved revisjoner eller feil i kraftnettet, eller overlast på ledninger. Vi skiller på enkle og kompliserte vilkår, og enkle og kompliserte vernløsninger.

⁹ Vanlig forbruk er tilknytningsforespørsler under 5 MW med en øvre grense for årlig energiforbruk på 20 GWh. [Statnett frigir nettkapasitet til vanlig strømforbruk | Statnett](#)

nettkapasitet kommer på plass. De store kundene som har forespurt forbruk under Marka ønsker primært ordinære vilkår, men har formidlet at de er interessert i særlige vilkår som midlertidig løsning.

Tabell 1 oppsummerer kapasiteter til tilknytning av nytt forbruk for de enkelte stasjonene isolert sett. Summen må være innenfor sum-kapasiteten inn til Helgeland på 1000 MW. Kapasitetene som er angitt inkluderer også kapasitet som allerede er reservert til nytt forbruk og økning i alminnelig forbruk.

Kapasitet i MW	Rana		Nedre Røssåga		Marka	
	Ordinære vilkår	Særlige vilkår	Ordinære vilkår	Særlige vilkår	Ordinære vilkår	Særlige vilkår
Dagens Nett	0	0 pga. flimmer	180	210	0	170+20 midlertidig
Etter planlagte tiltak i Nedre Røssåga (2027)	0	0 pga. flimmer	210	180	0	170+20 midlertidig
Etter planlagte tiltak i Rana	230 (400)	400	380 (210)	180	0	170+20 midlertidig

Tabell 1: Nettkapasitet (MW) for tilknytning av nytt forbruk i de enkelte stasjonene isolert sett.

2.4 Oppsummering av dagens situasjon på Helgeland

Kraftsystemet på Helgeland	<p>Transmisjonsnettet på Helgeland består av en 220 kV forbindelse mellom Nedre Røssåga og Sverige, en 300 kV og en 420 kV forbindelse fra Nedre Røssåga sørover til Midt-Norge, der 300 kV forbindelsen går via Marka (Mosjøen), samt en 420 kV forbindelse fra Nedre Røssåga til Rana som går videre nordover.</p> <p>Helgeland har i dag i normalår et kraftoverskudd på ca. 1,5 TWh. Det er mye regulerbar vannkraft og også mye stor kraftintensiv industri i Mosjøen og i Rana. Fokus i driften har i hovedsak vært på å håndtere kraftoverskudd ut av området.</p>
Forbruk	Maksimalt effektforbruk på Helgeland er ca. 920 MW. Det er mye kraftkrevende industri, primært i Mosjøen (aluminiumsindustri) og i Mo i Rana.
Produksjon	Innstallert produksjonskapasitet er 1600 MW vannkraft og 400 MW vindkraft. Det er mye regulerbar vannkraft, hvorav mesteparten er tilknyttet i Nedre Røssåga og i Rana.
Kapasitet i nettet	Dagens kapasitet inn til Helgeland begrenses av flere snitt, og varierer med flytfordelingen i nettet. I kapasitetsanalysene har vi lagt til grunn situasjoner som tilsier rundt 1500 MW (forutsatt produksjon inne i området på rundt 500

	<p>MW¹⁰). Ut fra området er kapasiteten rundt 700 MW¹¹ (N-1, men med flere systemvern for produksjonsfrakobling knyttet til utfall av ledninger). Første og største begrensning er overlast på 220 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga til Sverige ved utfall av 420 kV forbindelsen nord for Helgeland.</p> <p>N-0-kapasitet inn til et område med såpass stort forbruk, herunder stor industri som er svært sårbar for utfall med utetid over 1-2 timer, vurderes ikke som relevant. Økt risiko for at feil/havari kan gi mørklegging og langvarig utetid er ikke akseptabelt. Det er også problematisk å gjennomføre vedlikehold samtidig som forsyningen opprettholdes.</p> <p>Det er kapasitet til ca. 1000 MW nytt forbruk i sum på Helgeland, forutsatt at kapasiteten tildeles hensiktsmessig mellom nettnivåer og stasjoner for å ta hensyn til flere nivåer av begrensninger. Dette forutsetter at kapasiteten inn til Helgeland og i de enkelte stasjonene kan utnyttes optimalt.</p> <p>Det er ikke ledig kapasitet med ordinære vilkår til nytt forbruk under Marka og Rana.</p>
Tilstand i nettet	<p>Tilstanden i transmisjonsnettet på Helgeland, fra Rana og sørover, er i all hovedsak god med lite feilhendelser. Ledningene inn til Helgeland (Rana) nordfra er værutsatte, noe som gir flere utfall og økt vedlikeholdsbehov som krever utkoblinger.</p> <p>220 kV ledningen til Sverige og 300 kV ledningene fra Nedre Røssåga og sørover har reinvesteringsbehov rundt 2040. Høy alder vil normalt medføre høyere vedlikeholdsbehov med behov for utkoblinger. 420 kV forbindelsen gjennom Helgeland til Midt-Norge vil først ha reinvesteringsbehov rundt 2060.</p>
Problem	<p>Kapasiteten i dagens transmisjonsnettledninger på Helgeland vurderes å være tilstrekkelig for dagens forbruk og produksjon. Dog er det flere systemvern for produksjonsfrakobling ved utfall av sentrale nettanlegg samtidig med høy produksjon. I tillegg kan det i vedlikeholdsperioder være utfordrende å opprettholde tilstrekkelig god forsyningssikkerhet til forbruket under Marka, der det kreves kort gjeninnkoblingstid. Dette som følge av at mye av forbruket (aluminiums-produksjon) er svært sårbart for utkoblinger over 1-2 timer og konsekvensen av langvarig utkobling er svært stor.</p>

¹⁰ Kapasitet inn til området vil variere med produksjonen inne i området pga. varierende grad av spenningsstøtte.

¹¹ Kapasiteten inn til området (underskudd) er i beregnet med utgangspunkt vinter, og utetemperatur på 0 gr. C, mens kapasitet ut av området er på sommer, og utetemperatur på 20 gr. C. Forskjellen i kapasitet inn/ut skyldes hovedsakelig at belastbarheten på ledningene reduseres med økende utetemperatur.

2.5 Mange planer om svært mye nytt forbruk på Helgeland

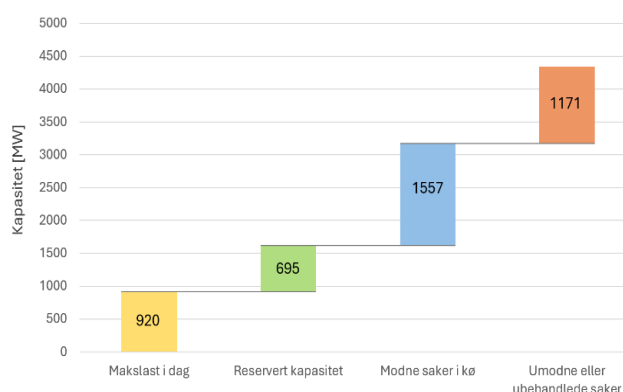
Planer om nytt forbruk utgjør mer enn tre ganger dagens forbruk på Helgeland

Det er mange planer om til sammen svært mye nytt forbruk på Helgeland. Statnett har per april 2024 mottatt forespørsler om tilknytning av i overkant 3000 MW nytt forbruk, fordelt på i overkant av 40 prosjekter. Dette er forespørsler om forbruk større eller lik 5 MW eller maksimalt årsforbruk over 20 GWh. Dersom all forespurt kapasitet skulle bli realisert, vil det innebære et forbruk på Helgeland som er mer enn 3 ganger dagens effektforbruk på ca. 920 MW.

Av forespurt volum er 600 MW ønsket med direkte tilknytning i transmisjonsnett på 420 kV, resten i regionalnettet på 132 kV.

Figur 9 viser oversikt over tilknytningsforespørsler på nytt forbruk på Helgeland. Kjente planer hvor det ikke er sendt inn forespørsel til Statnett, er ikke inkludert i figuren. Per mars 2024 er status som følger:

- I underkant av 700 MW er vurdert som modent og har fått reservert¹² kapasitet i transmisjonsnett.
- Ca. 1550 MW er vurdert som modent, men er i "kapasitetskø"¹³ på grunn av mangel på kapasitet eller uavklart kapasitet for tilknytning med vilkår
- Nærmere 1200 MW er ikke vurdert som modent og/eller ikke behandlet.



Figur 9: Forespørsler til Statnett om tilknytning av nytt/økt forbruk på Helgeland, per august 2024.

I tillegg kjenner vi til at det er noen planer om mindre forbruksøkning i Mo i Rana (Mo Industripark).

Det er viktig å merke seg at dette er et øyeblikksbilde, som vil endre seg over tid. Vi må forvente at ytterligere nye forespørsler vil komme, og at prosjekter vil falle fra.

Forespurt forbruk er i all hovedsak industri som ønsker jevnt høyt forbruk. Det vil derfor ikke være særlig grad av sammenlagring¹⁴. For alminnelig forbruk vil sammenlagring være av betydning, men vi forventer ingen nevneverdig endring i alminnelig forbruk fremover sett i forhold til de store industriplanene. Sammenlagring vil derfor være av liten betydning og er ikke vurdert nærmere i denne utredningen.

¹² Reservert kapasitet innebærer at Statnett har vurdert søknad om tilknytning mht. ledig overføringskapasitet og driftsmessig forsvarlig, og ut fra dette holdt av kapasitet til forbruket.

¹³ Kapasitetskø innebærer at Statnett har vurdert tilknytningens påvirkning på transmisjonsnett og konkludert med at det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet og dermed ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til forbruket. Dette forutsetter at prosjektet er modent for reservasjon.

¹⁴ Med sammenlagring menes at ikke alt forbruk vil belaste nettet maksimalt samtidig

Forbruket som til nå har fått reservert er kapasitet i transmisjonsnettene har fått ordinære vilkår innenfor N-1 kapasitet¹⁵, eller det er gitt tilknytninger som kun krever enkle særlige vilkår om begrensning eller utkobling av forbruket.

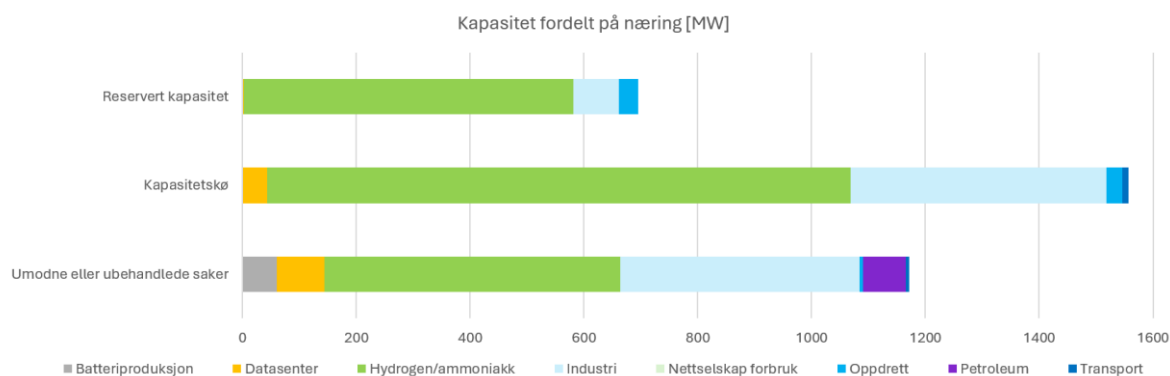
Alminnelig forbruk vil ikke pålaste transmisjonsnettene samtidig.

Forespurt forbruk er i stor grad knyttet til ny grønn industri¹⁶

Størstedelen av forbruksplanene er knyttet til ny grønn industri. En stor andel av forespørslene om tilknytning er hydrogen- og ammoniakkproduksjon samt produksjon av e-fuel (grønt drivstoff), som forventes å bli sentrale innsatsfaktorer i energiomstillingen for å kutte utslipp i eksisterende og ny industri og i transportsektoren. Flere av disse forespørslene som er vurdert som modne prosjekter og har kommet langt i planleggingen, har avtaler om leveranser og også i noen grad inngått egne kraftkontrakter (PPA) for deler av sitt forbruk. 845 MW¹⁷ av disse har bedt om nettkapasitet for tilknytning før 2030. Dette er forbruk som i noe grad er fleksibelt og kan tilpasses variasjoner i kraftproduksjon eller periodevise begrensninger i nettkapasitet.

Av forespurte saker er det svært lite som gjelder direkte omstilling av eksisterende lokal industri på Helgeland. Vi forventer at det også vil komme slike forespørsler etter hvert som det nærmer seg tidspunktene for målsatte klimautslipp og CO₂-prisene øker. For øvrig vises det til Statnetts langsiktige¹⁸ og kortsiktige¹⁹ markedsanalyse.

Figur 10 viser hvordan reservert kapasitet, saker i kapasitetskø og andre saker som er umodne eller ikke behandlet fordeler seg på type virksomhet.



Figur 10: Fordeling av forespurt kapasitet på type virksomhet. Inndelt i reservert kapasitet, modne saker i kapasitetskø og saker som ikke er vurdert som modne / ikke behandlet. Per august 2024.

Få planer om elektrifisering av petroleum utenfor Helgeland

Statnett har mottatt én forespørsel om elektrifisering av petroleum for ett felt utenfor Helgeland (Skarv), men saken har ligget i bero og er ifølge underliggende nettselskap ikke moden. Vi kjenner ikke til at det foreligger andre planer om elektrifisering av petroleum i dette området. Næringen har generelt kommet langt når det gjelder utslippsreduksjoner, men for feltene utenfor Helgeland er det i liten grad

¹⁵ N-1 er en driftsform i kraftnettet som innebærer at forbruk ikke vil bli berørt ved utfall av en ledning eller en komponent i en stasjon

¹⁶ Virksomhet som omstiller fossilt til CO₂-fritt forbruk

¹⁷ Gjelder hydrogen, ammoniakk, og e-fuel.

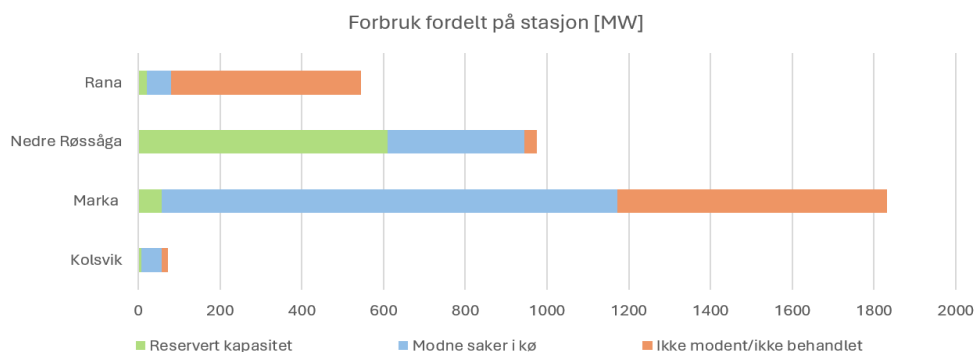
¹⁸ [Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050](#)

¹⁹ [Kortsiktig markedsanalyse \(KMA\) 2023-2028](#)

iverksatt elektrifiseringsprosjekt. Basert på tilgjengelig informasjon om restlevetid og gjenværende produksjonspotensial for feltene, vurderes det p.t. å være begrenset potensiale for storstilt elektrifisering fra land i dette området. Feltene Kristin, Norne og Skarv forventes utfaset fra 2035-2039, mens Snorre og Heidrun har vurdert gjenværende levetid til etter 2040.

Lokalisering av det nye forbruket er viktig for de nettløsninger som velges

Figur 11 viser forespørsler om nytt/økt forbruk på Helgeland per august 2024 fordelt på dagens transmisjonsnettstasjoner. Figuren skiller mellom saker der vi har reservert kapasitet, modne saker som er plassert i kapasitetskø (ikke reservert), og saker som per august 2024 ikke er modne og/eller ikke er behandlet.



Figur 11: Fordeling av forespurt kapasitet og kjente planer om nytt forbruk på eksisterende transmisjonsnettstasjoner. Status per mars-24.

Under Marka er det seks modne prosjekter i kapasitetskø (ca. 1100 MW), som på grunn av begrenset kapasitet i og inn til Marka ikke kan tilknyttes på ordinære vilkår (N-1) i dagens nett. En mindre andel av dette vil kunne tilknyttes med særlige vilkår. Dette vil i stor grad være kompliserte vilkår, og det er ikke avklart når dette vil komme på plass. To av disse prosjektene er store prosjekter (til sammen 285 MW) med tilknytning på et nyetablert industriområde i Mosjøen. Under Marka inngår videre tre prosjekter med til sammen 1300 MW som er planlagt på nytt industriområde i Holandsvika, hvorav 800 MW er vurdert som modent og plassert i kapasitetskø.

I Nedre Røssåga utgjør forespørslene til sammen i underkant av 1000 MW. Her er det to store prosjekter og flere mindre prosjekter som har fått reservert kapasitet, hvorav ett prosjekt (300 MW) vil tilknyttes direkte på 420 kV og er ikke avhengig av transformeringskapasitet 420/132 KV. Det er i overkant av 330 MW i kapasitetskø, hvorav 300 MW er knyttet til en utvidelse av et av de store prosjektene som har fått reservert kapasitet. Nedre Røssåga inkluderer også noen mindre prosjekter lokalisert på kysten.

Under Rana er det reservert kapasitet til 20 MW nytt forbruk, og det er ett modent prosjekt i kapasitetskø (60 MW). Vi har i tillegg mottatt en bestilling på ytterligere 385 MW, som er under behandling. Som tidligere nevnt beslaglegger i praksis stålovnene i Svabo hele dagens kapasitet i transmisjonsnettet. Saker hvor det ønskes tilknytning de nærmeste årene må derfor forsynes fra Nedre Røssåga, eller akseptere å ligge sammen med stålovnene med dårlig leveringskvalitet. Når Rana stasjon blir bygd om og transformeringskapasiteten økt, vil både eksisterende og nytt forbruk i Svabo kunne forsynes fra Rana.

Under Kolsvik utgjør modne forbruksplaner 57 MW (Helgeland og Fosen), og ikke modne saker 15 MW. Tidligere er det reservert kapasitet til prosjekter i som skal tilknyttes Tensio TN sitt nett), og det er nylig reservert 7 MW til saker på Helgeland. Dagens kapasitet i Kolsvik transmisjonsnettstasjon er da fullt utnyttet. Kapasiteten i regionalnettet er også begrenset.

Figur 12 viser en skisse over hvor forbruket på Helgeland er planlagt lokalisert (ikke fordelt per transformeringspunkt i regionalnettet).

Planlagt nytt forbruk med stort kapasitetsbehov er i hovedsak lokalisert i indre strøk. De store industriprosjektene som krever mye nettkapasitet, er planlagt relativt nærme dagens transmisjonsnettstasjoner.

På nytt industriområde i Holandsvika, ca. 15 km fra Mosjøen, er det planer om tre store industriprosjekter på til sammen 1300 MW. 800 MW er vurdert som modent og er plassert i kapasitetskø. Dette er hydrogenproduksjon og produksjon av grønt drivstoff. Hvis dette skal realiseres med de volum som det søkes om må det etableres en ny stasjon og ledningsforbindelse fra Marka. I mulighetsstudien vurderer vi konsept som tilrettelegger for dette.

Det er planlagt mye hydrogen-/ammoniakkproduksjon i Hemnes kommune. Det er forespurt om 600 MW (300 MW er reservert) lokalisert på Mulaneset, som planlegges tilknyttet med 420 kV industriradial inn til Nedre Røssåga transmisjonsnettstasjon. Det er også planlagt ammoniakkproduksjon lokalisert like ved Nedre Røssåga stasjon (260 MW reservert kapasitet).

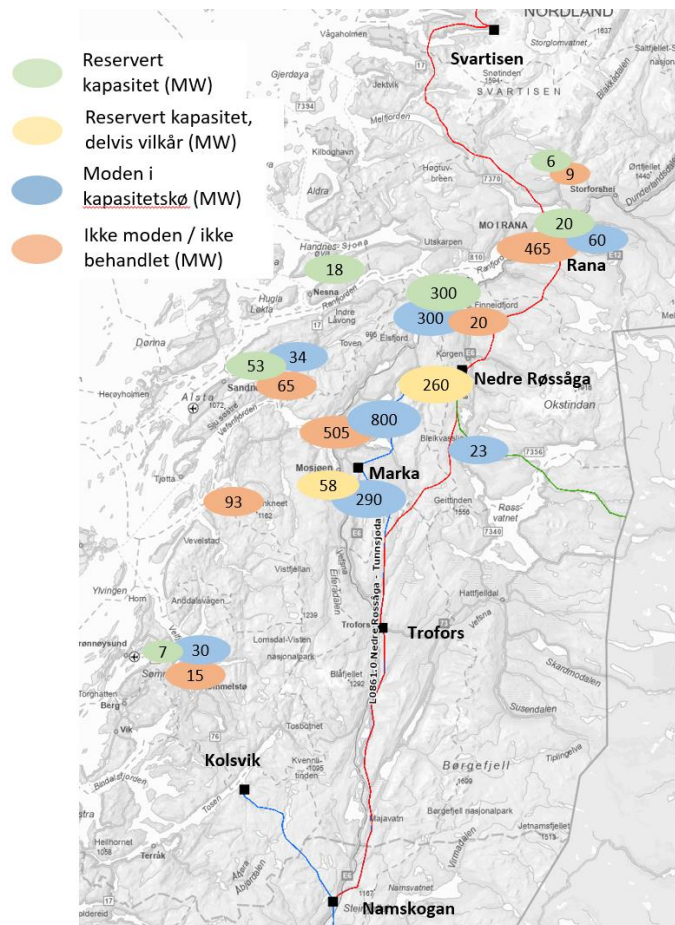
Det er planlagt mange mindre industrietableringer ute ved kysten på Helgeland. Dette omfanget er på et nivå som vil være rasjonelt å dekke i regionalnettet. Linea har planer for å forsterke nettet i ytre strøk for å kunne tilknytte forespurt industri.

Med de planer for ny industri vi per nå kjenner til gir dette ikke behov for stor økt overføringskapasitet i transmisjonsnettet i ytre strøk. Utvikling av regionalnettet vil dekke og være mer tilpasset behovet.

2.6 Forbruksutviklingen i omkringliggende områder er også av betydning for Helgeland

Helgeland inngår i prisområde NO4, sammen med Salten, Nordre Nordland, Troms og Finnmark. NO4 grenser mot prisområde NO3 i sør, der skillet går nord for Tunnsjødal. I øst grenser NO4 mot SE1 og SE2 i Sverige. Figur 13 viser en skisse over prisområdene i Norge og Sverige.

Uttevslingskapasiteten inn til NO4 fra andre prisområder (NO3, SE1 og SE2) vil begrense mulig samlet forbruksvekst i NO4, både på Helgeland og videre nordover. Stor forbruksvekst i NO4 vil medføre høyt



Figur 12: Skisse over hvor forespurt og planlagt forbruk på Helgeland er lokalisert (ikke fordelt per transformeringspunkt i regionalnettet). Status per august-24

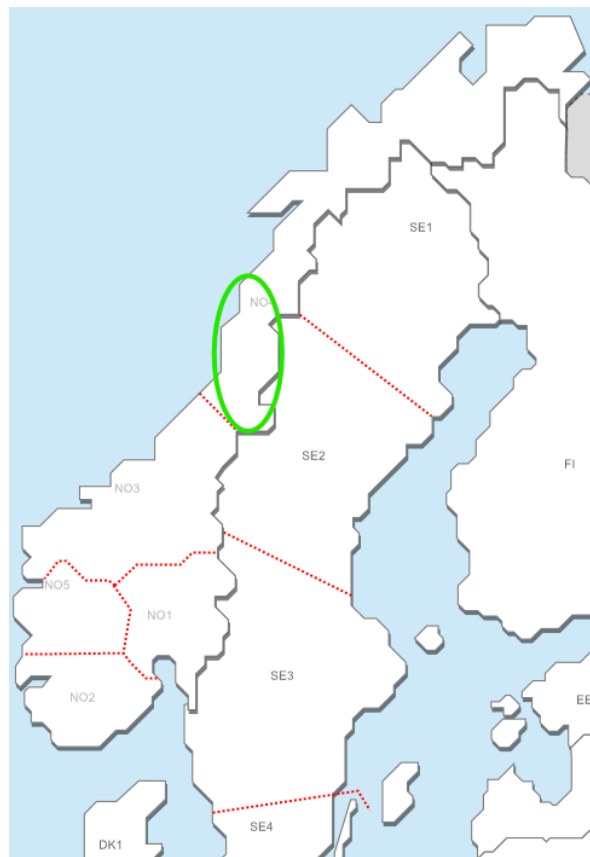
og betydelig økt utvekslingsbehov med Sverige og perioder med høy import. Nettkapasiteten mot Sverige blir begrensende.

I tillegg til utviklingen på Helgeland, vil også utviklingen nord, sør og øst for Helgeland påvirke kraftflyten og behovet for nettkapasitet inn til og på Helgeland. I dag bidrar kraftoverskudd i Helgeland og Salten til forsyning av både nordre Nordland, Troms og Finnmark samt Trøndelag.

Nord for Helgeland og i Midt-Norge er det også planer om mye nytt forbruk. I NO4 nord for Helgeland er det per august 2024 reservert kapasitet til i underkant av 1700 MW forbruk, og ca. 630 MW står i kapasitetskø. I NO3 er det per august 2024 reservert kapasitet til ca. 1150 MW forbruk, og ca. 1650 MW står i kapasitetskø. Det forventes en utvikling mot større kraftunderskudd også i disse områdene.

Det er planer om mye ny industri og store forbruksøkninger nord i Sverige. Forbruket vil øke mest i SE1 helt nord i Sverige, som forventes å gå fra stort overskudd til kraftunderskudd. I SE2, som Nedre Røssåga - Ajaure er tilknyttet, forventer vi at det fortsatt vil være kraftoverskudd, men sannsynligvis redusert i forhold til i dag. Da kraftnettet nord i Sverige og Norge er tett integrert, vil endring av kraftbalansen og kraftprisene nord i Sverige påvirke kraftprisene i NO4.

Forbruksutviklingen nord, sør og øst for Helgeland påvirker i betydelig grad kraftflyten inn til og gjennom Helgeland, og dermed også behovet for nettkapasitet inn til og på Helgeland. Stor forbruksøkning nord for Helgeland, i Norge og Sverige, vil også medføre økt transittbehov nordover gjennom Helgeland. Utfall av 420 kV ledningen Porjus-Ritsem-Ofoten vil gi svært høy transitt på 420 kV forbindelsene Nedre Røssåga-Rana og videre nordover til Ofoten. Dette gir en betydelig utfordring, og begrenser hvor mye nytt forbruk som kan etableres videre nordover. En vesentlig forbruksvekst nord for Helgeland, uten at det samtidig etableres mye ny kraftproduksjon, er dermed avhengig av import fra Sverige og flyt fra sør i Norge. Økt nettkapasitet inn til Helgeland fra Sverige og gjennom Helgeland og videre nordover til Ofoten vil dermed være viktig også for forsyningen videre nordover.



Figur 13: Skisse over gjeldende prisområder i Norge og Sverige, med Helgeland markert i kartet.

2.7 Noen kjente planer om ny kraftproduksjon på Helgeland

Få planer om ny stor vannkraft, men noe effektoppgradering og småkraft

Kjente planer om ny vannkraft er svært begrenset sett i forhold til omfanget av planer for nytt forbruk. Figur 14 viser kjente planer om ny/økt kraftproduksjon på Helgeland.

Det er planer om ett nytt vannkraftverk på 65 MW lokalisert ved Røssvatnet (Krutåga). Kraftverket har konsesjon med tilknytning på Statnetts 220 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Ajaure i Sverige. Det pågår planlegging av kraftverket og løsning for nettilknytning.

I tillegg er det noen planer om mindre kraftverk, som har liten eller ingen reguleringssevne. Utover Krutåga kraftverk, har Statnett per august 2024 mottatt forespørsler om tilknytning av ny vannkraftproduksjon på ca. 75 MW. Av dette er det to kraftverk på over 10 MW som i sum utgjør 50 MW, mens resten er småkraft. Det er kapasitet i dagens transmisjonsnett til å tilknytte de forespurte kraftverkene.

Videre er vi kjent med noen få planer om ny småkraft i området, der det så langt ikke er forespurt Statnett om kapasitet og ikke konsesjonssøkt. I sum utgjør dette et relativt beskjedent volum. I tillegg pågår effektoppgraderinger i Rana kraftverk som vil gi opptil 50 MW økt effekt, og en mindre økning i energi.

Noen planer i tidlig fase om ny vindkraft på land

Vindkraft kan være gunstig på Helgeland som supplement til dagens godt regulerbare vannkraftproduksjon. Et samspill der vindkraft og vannkraft produserer til ulik tid sammen med forbruksøkning vil kunne ha gunstig innvirkning på utvekslingen i transmisjonsnettet.

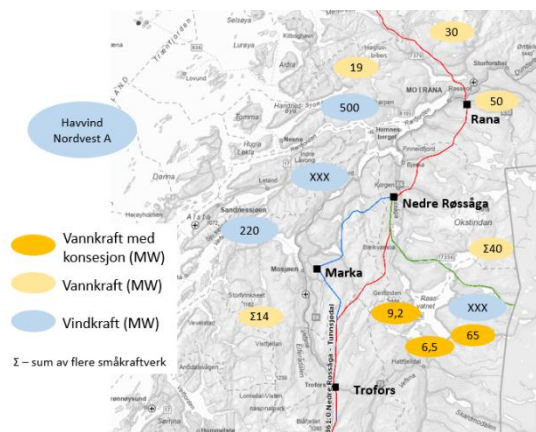
Statnett kjenner til planer om tre vindkraftverk på land i Helgeland. Statnett har så langt ikke mottatt noen forespørsler om kapasitet i transmisjonsnettet til disse kraftverkene. Prosjektene er heller ikke meldt / konsesjonssøkt til NVE.

- Det planlegges vindkraftverk på Sjonfjellet i Rana kommune med innmating til Rana. Planlagt effekt er rundt 500 MW.
- Nye Kovfjellet vindkraftverk er i tidlig fase. Foreløpig anslått til 223 MW / 700 GWh. Tilknytning vurderes i Holandsvika eller på ledningen Grytåga-Alsten.
- Det er planer i tidlig fase om vindkraft på Tovenfjellet. Statnett har enda ikke mottatt forespørsel om kapasitet.
- Statnett er orientert om planer om vindkraftverk øst for Røssvatnet. Planene er i tidlig fase, og Statnett har ikke mottatt forespørsel om kapasitet.

Planene om vindkraftverk er i tidlig fase, og Statnetts vurdering er at det er betydelig usikkerhet knyttet til om eller når prosjektene eventuelt vil bli realisert. Det er ofte stor motstand mot vindkraft på land og også utfordrende med hensyn til reindrift i området. Sjonfjellet synes å ha kommet lengst i planarbeidet med en planlagt produksjonsradial inn til Rana stasjon.

Utvikling av flytende havvind utenfor Helgeland – Nordvest A

Norge har stort potensial for havvind langs hele kysten. Regjeringen har store ambisjoner for havvind med et mål om å tildele områder for 30 GW havvind innen 2040. NVE har identifisert 20 aktuelle

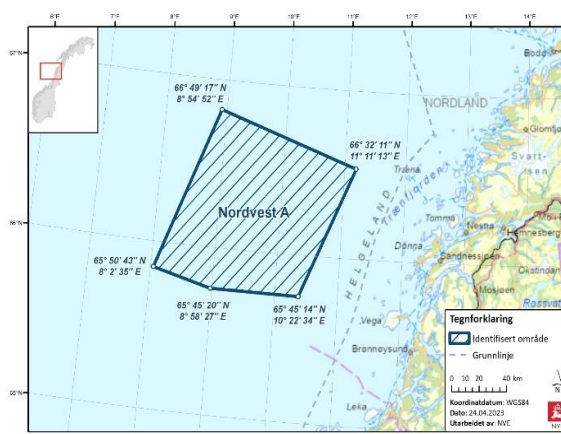


Figur 14: Kjente planer om ny/økt kraftproduksjon på Helgeland. Status per august 2024.

havvindområder, herunder området Nordvest A som er lokalisert i Norskehavet utenfor Nordland (nve.no)²⁰.

Området er på ca. 300 meters dyp og er aktuelt for flytende fundamenter. Nordvest A er et stort område med teoretisk mulighet for installasjoner på flere tusen MW. NVE har estimert brukstiden til 5250 timer per år.

Det er så langt ikke åpnet for havvind utenfor Helgeland. Det må gjennomføres en strategisk konsekvensutredning før (deler av) området kan åpnes. En utlysning i dette området vil eventuelt skje etter 2025. Gjennomføringstiden for prosjektet er usikker, men det er lite trolig at det kan realiseres på mindre enn 8-10 år.



Figur 15: Havvind Nordvest A (kilde NVE.no)

I identifisering av utredningsområder for havvind (nve.no) har Statnett anslått at det kan bli kapasitet til å knytte til mer enn 1400 MW havvind i transmisjonsnettene i Mosjøen/Mo i Rana-området forutsatt at nettførsterkninger angitt i områdeplanen gjennomføres. Volumet må verifiseres og vurderes sammen med eventuell ny vindkraft på land, utvikling i forbruksvekst, muligheter for å justere forbruket i takt med variabel produksjon og angitte nettførsterkninger.

Vindkraft til havs med tilknytning på Helgeland vil være gunstig i samspill med mye regulerbar vannkraft og de mange planene om mye ny industri i området.

Selv om det er forbruksplaner som er den primære driveren for nettutvikling på Helgeland på kort sikt, vil det også være riktig og viktig å legge til rette for en fremtidig utvikling av havvind utenfor Nordland. Vi gjenspeiler derfor også dette i et effektmål (kapittel 3) som konseptene skal vurderes opp mot.

2.8 Utviklingen på Helgeland som legges til grunn for vurdering av nettbehovet

Forbruksplaner vil være den primære driveren for nettutvikling på Helgeland på kort sikt. Vi har utarbeidet tre scenarier for forbruksutviklingen, som vi mener er relevant å legge til grunn for vurdering av behov for nettkapasitet og utviklingen av nettet på Helgeland. Utviklingen i vanlig forbruk forventes å utgjøre lite i forhold til de store industriplanene i området.

Med stor forbruksøkning er det imidlertid også viktig med ny kraftproduksjon i området. Ny kraftproduksjon fremstår per nå som usikkert, og vurderes ikke som en primær driver for nettutviklingen på kort sikt. På lengre sikt forventer vi at det vil komme havvind, og noe tidligere muligens også noe vindkraft på land. Vi vurderer det derfor som viktig at nye nettførsterkningskonsepser også muliggjør tilknytning av ny vindkraftproduksjon på Helgeland. Netttiltak må derfor også legge til rette for at ny kraftproduksjon kan tilknyttes, herunder havvind. Vi gjenspeiler derfor dette i et effektmål (kapittel 3) som aktuelle konsepser skal vurderes opp mot.

Utvikling i vanlig forbruk utgjør relativt sett svært lite

I tillegg til tilknytningsforespørselene kommer endring i vanlig forbruk, som Statnett definerer som forbruksøkninger inntil 5 MW og maksimalt årsforbruk på 20 GWh. Et unntak er Kolsvik med grense på 1 MW. Det er svært usikkert hvorvidt vi vil få særlig økning av vanlig forbruk fremover. På den ene siden

²⁰ NVE digital veileder: [Identifisering av utredningsområder for havvind \(nve.no\)](https://nve.no/identifisering-av-utredningsomrader-for-havvind)

forventes en viss økning som følge av elektrifisering og nye virksomheter, og på den andre siden forventer vi energieffektivisering og fortsatt noe økning i fjernvarme. Maks-belastningen²¹ for forbruk uten industribedriftene Alcoa Mosjøen og i Mo Industripark i Rana hadde siste 10-årsperiode en økning på rundt 60 MW.

- Alminnelig forsyning hadde i 2021 et maks-forbruk på 280 MW med et årsforbruk på 1,35 TWh²². Linea forventet i sin Basis-prognose en økning på 28 MW over 10 år. I Statnetts prognose for alminnelig forbruk (< 1 MW og transport) på Helgeland²³ er det forventet helt marginale endringer frem mot 2040. Da dette uansett utgjør svært lite, legger vi til grunn Statnetts forventninger.
- For tilknytninger mellom 1 og 5 MW var det for Helgeland ved utgangen av 2023 forespurt om kapasitet til 22 MW nytt/økt forbruk. Vi forventer ikke nye saker på like mye hvert år, men over en 20 års periode kan dette utgjøre noe. Vi forventer noen tilpasninger til grensene for å oppnå raskere tilknytning. Det er svært usikkert hvilket nivå dette vil kunne utgjøre fremover. Men selv om summen skulle bli rundt 100-150 MW over en 20-års periode, vil det utgjøre relativt lite sett i forhold til de store forbruksplanene. De små forbruksøkningene forventes også fordele seg mer jevnt geografisk. For kapasiteten i de enkelte stasjonene, og spesielt små stasjoner med lite kapasitet som Kolsvik, vil dette være av betydning. Men for transmisjonsnettets for øvrig vurderer vi at dette ikke vil være av noen større betydning for nettviklingen.

Utvikling i vanlig forbruk inngår ut fra dette derfor i scenarioene som presenteres, uten å spesifiseres.

Vi forventer stor forbruksøkning til industri på Helgeland, basert på forespørsler om tilknytning

Det er forespurt Statnett om kapasitet til nytt forbruk på Helgeland på rundt 3300 MW. I tillegg kjenner vi til planer som enda ikke er forespurt.

Vi forventer stor forbruksvekst i industri på Helgeland i årene fremover, men vurderer det som lite sannsynlig at alt forbruk som nå har forespurt om kapasitet vil bli realisert. Forbruksplanene er av varierende modenhet og vi vurderer at utfallsrommet er stort mht. hvor mye som vil bli realisert. Det som i denne rapporten legges til grunn er et øyeblikksbilde av planer per august 2024, og vi må forvente at dette bilde vil kunne endre seg fremover. Noen av de eksisterende planene vil kanskje likevel ikke bli realisert, mens det også vil komme til nye planer i årene fremover.

Flere forhold vil påvirke nivået av nytt forbruk som vil realiseres og hvilke prosjekter som vil bli realisert. Markedsutsiktene for de aktuelle virksomhetene er naturligvis helt sentralt. I tillegg vil aktørens interesse for realisering også i stor grad påvirkes av utviklingen av kraftprisene i området og kraftprisene relativt sett i forhold til i andre prisområder. Tilgang til nettkapasitet både i og inn til området vil være avgjørende. Utvikling av ny kraftproduksjon blir også helt sentralt for importbehov, flaskehals og kraftpriser.

Dagens nettkapasitet begrenser hvor mye nytt forbruk som kan realiseres, og økt nettkapasitet vil muliggjøre stor forbruksøkning på Helgeland. Uten at det samtidig etableres mye ny kraftproduksjon, vil forbruksøkningen medføre at området går fra kraftoverskudd til kraftunderskudd, med til dels stort behov for import.

Med et betydelig omfang nytt forbruk og lite ny kraftproduksjon, vil kraftprisene i området øke. På sikt vil kraftprisene i dette området mest sannsynlig bli på nivå med omkringliggende områder. Dette er

²¹ Sentralnettets topplasttime inkl. tap i regionalnettet. Kilde: RKSU Helgeland – Grunnlagsrapport 2022 (Linea)

²² Kilde: RKSU Helgeland – Grunnlagsrapport 2022 (Linea)

²³ Hentet fra [Analyse av transportkanaler 2023-2050](#)

naturligvis avhengig av utviklingen i øvrige områder samt nettutviklingen og kapasitetsbegrensningene inn til området.

Det er planlagt svært mye ny industri med produksjon av hydrogen/ammoniakk på Helgeland. Noen av disse aktørene har også planer andre steder i Norge og i utlandet. Det synes lite realistisk at alle disse forbruksplanene på Helgeland realiseres dersom det ikke samtidig også kommer ny kraftproduksjon, da høye kraftpriser vil redusere lønnsomheten. Vi ser også at det generelt så langt er tatt få investeringsbeslutninger for storskala hydrogen/ammoniakk-produksjon i Norge. Det skyldes sannsynligvis en kombinasjon av usikkerhet rundt markedsforhold, prisforventninger og støtteordninger som vil ha avgjørende betydning for lønnsomheten i prosjektene, samt tilgang på nettkapasitet.

Saker som ikke er vurdert som modne er naturligvis per nå mer usikre. Vi forventer at noen saker vil kunne falle fra, men at nye prosjekter vil komme til. Det vil også måtte skje en omlegging i eksisterende industri dersom vi skal nå våre klimamål, noe som vil omfatte virksomheter både i Mo Industripark og i Mosjøen. Vi antar dette vil utgjøre en del økt kraftforbruk, men vi har ikke studert dette nærmere.

Vi har ikke sett det som mulig eller formålstjenlig å angi sannsynligheter for at hver enkelt tilknytningssak blir realisert, men vi har gjort en samlet vurdering basert på kunnskapen vi har om prosjektene og prisforventninger i området. Vi vurderer det som sannsynlig at en større andel av planer som har fått reservert kapasitet blir realisert enn planer i kapasitetskø, og at en lavere andel av planer som per nå ikke er modne blir realisert. Følgende vurderinger er lagt til grunn for scenarioene:

- Modent forbruk som har fått reservert kapasitet i dagens og planlagt nett: Dette er en blanding av flere større og en del mindre prosjekter. Basert på den kjennskap Statnett har til prosjektene vurderer vi det som sannsynlig at en vesentlig andel av dette forbruket vil bli realisert. Vi forutsetter derfor at en høy andel av dette forbruket vil bli realisert i alle scenarioene.
- Modent forbruk i kapasitetskø: Dette er modne saker som venter på svar fra Statnett om reservasjon av kapasitet. Mye av dette er nytt forbruk under Marka (Mosjøen og Holandsvika), Basert på den kjennskap Statnett har til prosjektene vurderer vi det som sannsynlig at en relativt høy andel av dette forbruket vil bli realisert, men en lavere andel enn for prosjektene som allerede har fått reservert kapasitet. Dette henger blant annet sammen med at prosjekter som får senere tilknytning vil møte et annet og sannsynligvis høyere prisbilde enn de første tilknytningene som blir realisert.
- Saker som ikke er modne og/eller ikke behandlet: Dette er forespørsler som per nå ikke er vurdert som tilstrekkelig modne for reservasjon og/eller så langt ikke er behandlet. For en del av prosjektene skyldes lite modenhet trolig at aktøren ikke ønsker å legge mer ressurser i å utvikle prosjektet før de vet at det finnes tilgjengelig nettkapasitet. Det er ikke tilgjengelig nettkapasitet til disse sakene i dagens og planlagt nett. Ut fra vår kjennskap til disse prosjektene vurderer vi det som sannsynlig at en mindre andel av dette vil bli realisert.

I mulighetsstudien og alternativanalysen legges følgende scenarioer for forbruksutviklingen til grunn:

Scenario	Hvor mye av tilknytningsforespørslene blir realisert	Nytt forbruk
Lav	80% av reservert kapasitet + 50% av saker i kapasitetskø	Ca. 1300 MW
Middel	80% av reservert kapasitet + 60% av saker i kapasitetskø + 40% av saker som ikke er modne / ikke behandlet	Ca. 1900 MW
Høy	80% av reservert kapasitet + 80% av saker i kapasitetskø + 60% av saker som ikke er modne / ikke behandlet	Ca. 2400 MW

Tabell 2: Scenarioer for forbruksutvikling benyttet i analysene.

Scenarioene utgjør henholdsvis ca. 40%, 57% og 72% av sum saker som har forespurt om nettkapasitet.

Planlagt nytt industriforbruk vil i all hovedsak ha jevnt høyt kraftforbruk, og vi legger til grunn 8500 timer/år. For de tre scenarioene betyr dette da en endring av kraftbalansen i området fra dagens energioverskudd på ca. 1,5 TWh til energiunderskudd på hhv. ca. 9,5 TWh, 14,6 TWh eller 18,9 TWh for scenarioene lav, middel og høy. Dette er uten ny kraftproduksjon, noe som nok er en lite realistisk utvikling for middel- og høyscenario med en såpass høy forbruksutvikling og betydelig kraftunderskudd som vil gi økte kraftpriser i området. Om, når og hvor mye ny kraftproduksjon som vil bli etablert er svært usikkert.

Basert på de planene og forespørslene som foreligger har vi fordelt forbruksøkningen i scenarioene på dagens transmisjonsnettstasjoner på Helgeland som følger:

	Lav (MW)	Middels (MW)	Høy (MW)	Type forbruk
Rana	100	200 / 500	500	Hydrogen/ammoniakk og industri
Nedre Røssåga	700 ¹	700 ¹	700 ¹	Primært hydrogen/ammoniakk. Noe datasenter, oppdrett og transport
Marka	500	1000 / 700	1200	Mye hydrogen, noe eksisterende industri, datasenter og transport
Kolsvik	30	50	50	I hovedsak oppdrett, noe industri og transport

Tabell 3: Scenarioer for forbruksutvikling per transmisjonsnettstasjon.

¹ Av dette er 300 MW forutsatt tilknyttet med industriradial direkte til 420 kV i Statnetts stasjon.

Det er viktig å bemerke at scenarioene er basert på et øyeblikksbilde, og at det fremover etter all sannsynlighet vil kunne bli endringer i planene. For eksempel utgjør modne planer i Rana per nå relativt sett lite i forhold til modne planer under Marka, mens dette bildet var annerledes for en tid tilbake. Vi har derfor to varianter av lokalisering av forbruksøkningen i middelsscenarioet, der 300 MW lokaliseres alternativt i Rana eller i Marka. Dersom det ikke kommer ny kraftproduksjon, er det trolig lite sannsynlig at det både kommer både 1000 MW nytt forbruk i Marka og 500 MW nytt forbruk i Rana. Da det er stor usikkerhet rundt både lokaliseringen av forbruket og ny kraftproduksjon, vil vi basert på tilknytningsplikten legge til grunn at vi skal kunne muliggjøre det høyeste volumet både i Marka og Rana.

Sensitivitetsvurderinger av mulig ny kraftproduksjon

Det lave volumet modne prosjekter, i kombinasjon med generelt stor motstand mot vindkraftverk på land, gjør det er svært vanskelig å gjøre kvalifiserte vurderinger av hva som vil etableres av ny kraftproduksjon på kort og lang sikt. Det er ikke usannsynlig at et vesentlig omfang ny kraftproduksjon først vil komme med ny vindkraft til havs etter 2035. Dette blir da senere enn ønskede tidspunkt for idriftsettelse av nye industriprosjekter, der svært mye ønskes satt i drift før eller rundt 2030. Vi mener at vi ikke kan legge til grunn at nytt forbruk og ny kraftproduksjon vil utvikles parallelt i tid.

Vi har valgt å gjøre sensitivetsanalyser med ny kraftproduksjon fra 130 MW til 2000 MW, der det meste er vindkraft på land og til havs. Havvind på ca. 1400 MW forventes å kunne komme tidligst rundt 2035.

Forbruk og produksjon har ulik brukstid og profil, og ulik type produksjon har ulike egenskaper. Mens forbruk har jevnt høyt kraftforbruk, vil vindkraftproduksjon ha store variasjoner og betydelig kortere

brukstid. Vi legger grovt vurdert til grunn en brukstid for produksjon på 4000 timer for produksjon, noe som kan være noe høyt for vindkraft på land og noe for lavt for havvind.

Det er viktig å merke seg at det i dagens kraftsystem primært er utfordringer knyttet til nettbegrensninger for å få kraftoverskudd (produksjon) ut av Helgeland. Ny større kraftproduksjon uten nytt forbruk og/eller forsterket nett ut av Helgeland kan ikke håndteres i dagens nett.

Med gitte klimamål og de omfattende forbruksplanene som foreligger, kombinert med få planer om ny kraftproduksjon og mye motstand mot vindkraft, har vi liten tro på en utvikling med mye ny kraftproduksjon som overstiger forbruksveksten, og da fortsatt kraftoverskudd på Helgeland de nærmeste 10-15 årene.

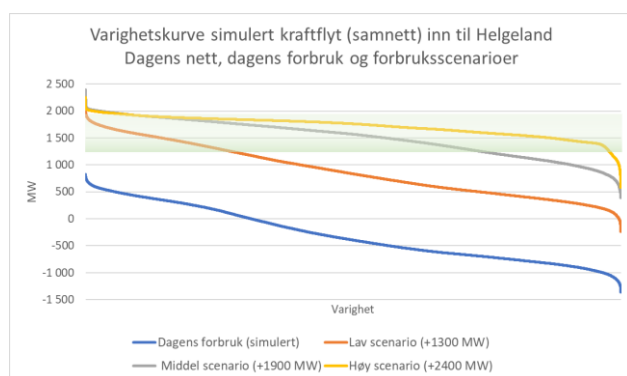
2.9 Forbruksscenarioene kan ikke realiseres uten økt nettkapasitet i og inn til området

Ingen av de tre forbruksscenarioene vil kunne realiseres med dagens nettkapasitet inn til og på Helgeland. Dette baseres primært på DF-analyser (kapasitetsanalyser) som omtalt tidligere, som også er supplert med simulering i markedsmodellen (Samnett) for å se endringer i kraftflyt og kraftpriser.

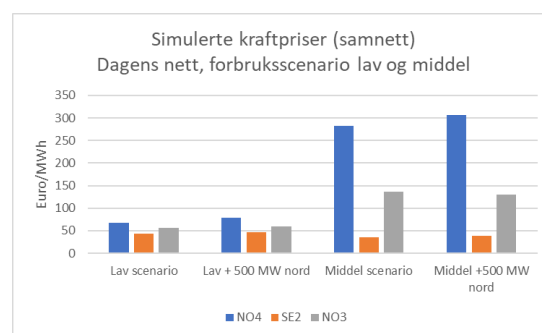
Store flaskehalsar og høye priser på Helgeland i forbruksscenarioene uten nettførsterkninger

Vi har i markedsmodellen (Samnett) gjort simuleringer av økt forbruk i henhold til de tre scenarioene i dagens nett inn til Helgeland. Vi har her forsterket nettet internt på Helgeland for å kunne få frem kapasitetsbehovet inn til området.

Figur 16 viser simulert kraftflyt inn til Helgeland og figur 17 viser simulerte kraftpriser. Vi vil påpeke at simulering av middel- og høyscenarioet med dagens nettkapasitet inn til Helgeland er en hypotetisk situasjon, som ikke er realistisk eller mulig i praksis. Figurene presenteres likevel for å gi en indikasjon på kapasitetsutfordringen inn til Helgeland.



Figur 16: Varighetskurve for simulert kraftflyt (Samnett) i sum på forbindelsene inn til Helgeland i dagens nett inn til Helgeland. Simulert med dagens forbruk og scenarioene for økt forbruk.



Figur 17: Simulerte kraftpriser (Samnett) for NO4 og tilgrensende områder SE2 og NO3. Men dagens nett inn til Helgeland og scenarioene for økt forbruk. (Høyscenarioet er ikke presentert, da dette er langt fra å gi noen mening.)

Dagens kapasitet inn til Helgeland begrenses av flere snitt, og varierer med flytfordelingen i nettet (som igjen avhenger av kraftproduksjonen og forbruket). I kapasitetsanalysene ser vi på enkeltsituasjoner og har lagt til grunn situasjoner som tilsier rundt 1500 MW kapasitet inn til Helgeland. Markedssimuleringene viser alle ulike situasjoner med varierende produksjon og kraftflyt, der kapasiteten vil variere avhengig av flytfordelingen. I figuren angir vi derfor et kapasitetsbånd på 1200-1800 MW. Figuren viser at det også i noen situasjoner vil kunne være mulig å få inn inntil 2000 MW.

Det er viktig å være klar over at modellsimuleringene optimaliserer kraftproduksjon, og at situasjonen i praksis antas å være noe verre med enda større flaskehalsar og sannsynlig forbruksutkobling. Det er i simuleringene lagt inn svært høye utkoblingspriser for forbruk, som sannsynligvis er høyere enn i virkeligheten.

I lavscenariet (+1300 MW fra i dag) får vi betydelige endringer i kraftflyten, der det blir import til området i stort sett alle timer. Det blir økt flyt inn til området både fra nord, fra Sverige og fra Midt-Norge. 220 kV forbindelsen til Sverige blir første og største begrensning. Kraftprisene blir naturlig nok høyere enn i dag, og flaskehalsar inn medfører at NO4 får høyere kraftpriser enn naboområdene SE2 og NO3. Det er usikkerhet rundt forbruksutviklingen nord for Helgeland, som også vil påvirke prisene i NO4, og prisfiguren viser derfor kraftpris med både 500 MW og 1000 MW økt forbruk nord for Helgeland. Middelscenariet vil naturligvis medføre enda høyere importbehov til Helgeland, og figurene viser at nettkapasiteten blir begrensende og vi får svært høye priser og store prisforskjeller.

Med økt forbruk i Marka, Nedre Røssåga og Rana blir det betydelig økt kraftflyt også nord-sør internt på Helgeland.

Lavscenario - 1300 MW økt forbruk

<p>Kapasitet internt på Helgeland</p>	<p>I <u>Marka</u> er det ikke tilstrekkelig kapasitet til forbruket. Begrensningen er både ledningskapasitet inn til Marka og transformerings-kapasitet i Marka. Ikke noe nytt forbruk kan tilknyttes på ordinære vilkår. Det kan være aktuelt å tilknytte noe forbruk med særlige vilkår midlertidig inntil økt kapasitet blir etablert.</p> <p>I <u>Nedre Røssåga</u> og <u>Rana</u> er det tilstrekkelig kapasitet når allerede planlagte tiltak i stasjonene er gjennomført. Noe forbruk kan tilknyttes midlertidig med særlige vilkår. I Rana forutsetter dette at kunden også aksepterer redusert leveringskvalitet pga. flimrer. 300 MW av forbruket i Nedre Røssåga tilknyttes direkte på 420 kV.</p>
<p>Kapasitet inn til Helgeland</p>	<p>Det er kapasitet til 1000 MW nytt forbruk på Helgeland i dagens/ planlagt nett, jf. DF-analysen. 300 MW av forbruket i lavscenario kan ikke tilknyttes med dagens kapasitet inn til området. Begrensningen inn til området blir på dagens svake 220 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Sverige.</p>

Lavscenario er over det som dagens nett inn til Helgeland kan håndtere. Det vil medføre at en del forbruk må ha særlige vilkår knyttet til utfall av en rekke nettanlegg, og det vil medføre redusert forsynings-sikkerhet for eksisterende kunder. Realisering av forbruket i lavscenario er ikke akseptabelt i dagens nett, og vil kreve nettførsterkninger.

Markedsanalyser viser at uten nettførsterkninger, og uten særlig ny kraftproduksjon, vil lavscenariet medføre betydelige flaskehalsar, med økte kraftpriser som vil ligge over SE2 og NO3. Prisforskjellene vil også være avhengig av utviklingen i de andre områdene.

Dersom det kommer stor produksjonsinnmating inn til Rana vil det kunne bli kapasitetsutfordringer mellom Rana og Nedre Røssåga. Dette er avhengig av type produksjon og nivå.

Dersom det raskt og parallelt med forbruksøkningen etableres ny kraftproduksjon, kan det bli noe mindre kapasitetsbegrensninger inn til Helgeland. Dette er avhengig av type produksjon, tilknytningspunkt og nivå.

Middelsscenario – 1900 MW økt forbruk

<p>Kapasitet internt på Helgeland</p>	<p>I <u>Marka</u> er det ikke tilstrekkelig kapasitet til det forespurte forbruket. Begrensningen er både på ledningskapasitet transformeringskapasitet. Ikke noe nytt forbruk kan tilknyttes på ordinære vilkår. Det kan være aktuelt å tilknytte noe forbruk med særlige vilkår midlertidig inntil økt kapasitet blir etablert.</p> <p>I <u>Nedre Røssåga</u> er det tilstrekkelig kapasitet når planlagte tiltak i både Nedre Røssåga og Rana er gjennomført.</p> <p>I <u>Rana</u> vil det ikke være kapasitet til 500 MW nytt forbruk. Der vil begrensningen være ledningskapasitet inn til Rana fra Nedre Røssåga. Det vil være tilstrekkelig kapasitet til 200 MW.</p>
<p>Kapasitet inn til Helgeland</p>	<p>900 MW av forbruket kan ikke tilknyttes med dagens kapasitet inn til Helgeland. Første og største begrensning inn til området blir på dagens svake 220 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Sverige. Men det blir også begrensning mot NO3/Midt-Norge og mellom Sverige og NO4 og NO3.</p>

Mye av det nye forbruket under Marka er planlagt lokalisert i Holandsvika, ca. 15 km fra dagens Marka stasjon. Dette vil kreve nye løsninger, herunder eventuelt ny(e) stasjon(er) og lokalisering.

Det er sannsynlig at en del av forbruksøkningen kan komme under Rana. Ved mer enn ca. 400 MW nytt forbruk under Rana blir det begrensning i nettkapasitet inn til Rana, i tillegg til allerede planlagt økt transformeringskapasitet. Det er ikke rasjonelt å utvide kapasiteten inn til og i Rana før flimmerproblemene er løst.

Middelsscenario er langt over det som dagens nett inn til Helgeland kan håndtere. Det vil medføre at mye forbruk må ha særlige vilkår knyttet til utfall av en rekke nettanlegg, og betydelig redusert forsyningssikkerhet for eksisterende kunder. Dette er ikke akseptabelt. Realisering av forbruket i middelsscenario vil ikke være mulig i dagens nett, og vil kreve nettførsterkninger.

De første og største begrensningene inn til området blir på dagens 220 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Sverige, men det blir også begrensninger på de øvrige forbindelsene mellom Sverige og NO4 og NO3, samt sør-nord i Norge.

Markedsanalyser viser at Helgeland ville fått et betydelig importbehov i middelsscenarioet. Med dagens nett inn til området ville det blitt store flaskehals og høye kraftpriser, til dels langt over andre områder. En del av forbruket ville i lange perioder ha måttet koble ut / stoppe. Et slikt scenario er ikke realistisk.

Realisering av middelsscenarioet forutsetter dermed nettførsterkninger. I tillegg til økt nettkapasitet er det også sannsynlig at det vil forutsette noe ny kraftproduksjon. Vi vurderer at noe ny kraftproduksjon er sannsynlig, basert på forventede høyere kraftpriser.

Selv om det etableres ny kraftproduksjon i området vil det likevel være behov for nettførsterkninger, som følge av at industri og kraftproduksjon har ulik brukstid og ulikt kjøremønster.

Dersom det kommer stor produksjonsinnmating inn til Rana vil det kunne bli kapasitetsutfordringer mellom Rana og Nedre Røssåga. Dette er avhengig av type produksjon og nivå.

Høyscenario – 2400 MW økt forbruk

<p>Kapasitet internt på Helgeland</p>	<p>I <u>Marka</u> er det ikke tilstrekkelig kapasitet til forbruket. Begrensningen er både ledningskapasitet inn til Marka og transformerings-kapasitet i Marka. Ikke noe nytt forbruk kan tilknyttes på ordinære vilkår. Det kan være aktuelt å tilknytte en liten andel med særlige vilkår midlertidig inntil økt kapasitet blir etablert.</p> <p>I <u>Nedre Røssåga</u> er det tilstrekkelig kapasitet når planlagte tiltak i både Nedre Røssåga og Rana er gjennomført.</p> <p>I <u>Rana</u> vil det ikke være kapasitet til det økte forbruket, der begrensningen vil være ledningskapasitet inn til Rana fra Nedre Røssåga.</p>
<p>Kapasitet inn til Helgeland</p>	<p>1400 MW av forbruket i høyscenario kan ikke tilknyttes med dagens kapasitet inn til Helgeland. Første og største begrensning inn til området blir på dagens svake 220 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Sverige. Men det blir også begrensning mot Midt-Norge og mellom Sverige og NO4 og NO3.</p>

Kapasitetsbegrensningene og utfordringene blir naturlig nok betydelig større enn i middelscenario. Dette gjelder inn til Helgeland, og også inn til og i de enkelte stasjonene.

Mye av det nye forbruket er planlagt lokalisert i Holandsvika, ca. 15 km fra dagens Marka stasjon. Dette vil kreve helt nye løsninger, herunder eventuelt ny(e) stasjon(er) og lokalisering.

Forbruksøkningen under Rana er høyere enn det som eksisterende og planlagt nett inn til Rana kan håndtere. Det vil være behov for økt nettkapasitet inn til Rana stasjon. Det er ikke rasjonelt å utvide kapasiteten inn til og i Rana og tilknytte nytt forbruk under Rana før flimmerproblemene er løst.

Høyscenario er langt over det som dagens nett inn til Helgeland kan håndtere. Det vil medføre at mye forbruk må ha særlige vilkår knyttet til utfall av en rekke nettanlegg, og betydelig redusert forsyningsikkerhet for eksisterende kunder. Dette er ikke akseptabelt. Realisering av forbruket i høyscenario er ikke mulig i dagens nett, og vil kreve nettførsterkninger.

Markedsanalyser viser at Helgeland ville få et betydelig importbehov, som naturlig nok blir mye større enn i middelscenarioet. Med dagens nett inn til området ville det blitt svært store flaskehals, svært høye kraftpriser langt over nivået i tilgrensende områder og betydelig utkobling av forbruk. Det ville blitt store begrensninger på alle forbindelsene inn til Helgeland og NO4. Et slikt scenario er ikke realistisk.

Nettførsterkninger vil klart redusere flaskehalsene og gi reduserte kraftpriser, men nettførsterkninger alene vil sannsynligvis ikke være tilstrekkelig til å få kraftpriser på et nivå som gjør det attraktivt å etablere alt dette forbruket på Helgeland.

Høyscenario vil, nesten uavhengig av nettløsning, ikke kunne realiseres dersom det ikke også kommer en god del ny kraftproduksjon i området. Dersom forbruket skal kunne etableres så raskt som aktørene ønsker, må dette sannsynligvis inkludere en god del vindkraftproduksjon på land. Økt kraftproduksjon på f.eks. 630 MW (vannkraft og vindkraft) ville bedret kraftbalansen med anslagsvis 2,5 TWh, som utgjør relativt sett lite i forhold til forbruksøkningen i dette scenarioet. Økt produksjon på f.eks. 2000 MW, som sannsynligvis da også må inkludere havvind, utgjør ca. 8-10 TWh. Med en forbruksøkning i dette scenarioet på nærmere 20 TWh gir økt vindkraftproduksjon på 2000 MW fortsatt en betydelig svekket kraftbalanse i området.

Selv om det etableres ny kraftproduksjon i området vil det likevel være behov for nettførsterkninger, som følge av at industri og kraftproduksjon har ulik brukstid og ulikt kjøremønster.

Dersom det kommer stor produksjonsinnmating inn til Rana vil det kunne bli kapasitetsutfordringer mellom Rana og Nedre Røssåga. Dette er avhengig av type produksjon og nivå.

Oppsummering - Det er ikke kapasitet i dagens nett til noen av forbruksscenarioene

Alle forbruksscenarioene vil medføre begrensninger på ledninger og snitt internt på Helgeland. Transformeringskapasitet vil også begrense, men økt transformeringskapasitet er enklere og raskere å realisere enn nye ledninger. Begrensninger i ledningsnett vil bli som følger:

- De største og første begrensningene vil bli i ledningsnett inn mot Marka. Det er denne delen av nettet på Helgeland som er svakest, og det er ikke ledig kapasitet med ordinære vilkår i dagens nett. I tillegg er de største forbruksplanene i dette området. Behovet er tydelig i alle scenarioene. Behovet vil ikke kunne løses med ny kraftproduksjon alene uten nettførsterkninger.
- Dersom det blir forbruksvekst over ca. 400 MW under Rana, vil ledningsnett inn mot Rana fra Nedre Røssåga bli begrensende. Behovet kommer i middelsscenarioet avhengig av lokaliseringen av forbruksøkningen. Det forutsettes at Celsa løser sine flimmerproblemer. Stor ny kraftproduksjon inn mot Rana vil også kunne gi behov for økt kapasitet.

Alle forbruksscenarioene vil i tillegg medføre nettbegrensninger inn til Helgeland. I dagens og planlagt nett er det kapasitet til rundt 1000 MW nytt forbruk i sum på Helgeland, og ingen av de tre scenarioene for økt forbruk kan realiseres med dagens nettkapasitet inn til Helgeland. Kapasiteten fra Sverige inn til Nedre Røssåga, blir første og største begrensning.

Dagens utvekslingskapasitet inn til NO4 fra andre prisområder (NO3, SE1 og SE2) vil begrense mulig samlet forbruksvekst i hele NO4. Det er planer om stor forbruksvekst også lenger nord i NO4 (nordre Nordland, Troms og Finnmark). Stor forbruksvekst vil medføre høyt importbehov på mellomlandsforbindelsene mellom Sverige og NO4 og NO3. Nettkapasiteten med Sverige blir begrensende.

Kapasitetsbehovet inn til Helgeland blir naturlig nok større med økende nytt kraftforbruk, men er også avhengig av omfanget av eventuell ny kraftproduksjon. Muligheten for å tilknytte det økte forbruket i de tre forbruksscenarioene, med fokus på ledningskapasitet (ikke transformeringskapasitet) kan oppsummeres som følger:

	Lav	Middels	Høy
Marka – begrensning inn til stasjonen	×	×	×
Nedre Røssåga – begrensning inn til stasjonen	✓	✓	✓
Rana stasjon – begrensning inn til stasjonen	✓	× 500 MW ✓ 200 MW	×
Sum på Helgeland – begrensning inn til området	×	×	×

Tabell 4: Mulighet for å tilknytte det nye forbruket i de tre scenarioene. Rødt kryss betyr at det ikke er mulig.

Vi bemerker at behovet under de enkelte stasjonene vil kunne endre seg fremover, og at dette er basert på det bilde vi ser i dag om ønsket lokalisering. Vi er kjent med at Mo Industripark (Rana) arbeider aktivt med potensielle nye industriaktører for etablering i eksisterende industripark.

Behovet for økt nettkapasitet vil fortsatt være til stede selv om det etableres ny kraftproduksjon i området.

Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk, og må utrede, søke konsesjon og gjennomføre tiltak

Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk og ny kraftproduksjon, og har plikt til å utrede tiltak når det ikke er kapasitet i eksisterende nett. Statnett plikter å planlegge, søke konsesjon og om nødvendig, investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold. Tilknytningsplikten for forbruk veier tungt, og mulighetene for å søke unntak fra denne er svært begrenset. Det kan søkes om unntak kun i ekstraordinære tilfeller der det vil være åpenbart samfunnsøkonomisk ulønnsomt å gjennomføre nettiltak.

Statnett skal legge til rette for lønnsom næringsutvikling, og har plikt til å utrede og utvikle et samfunnsmessig rasjonelt nett. Det innebærer at vi skal søke å unngå å bygge mer nett enn det som er samfunnsmessig rasjonelt. På Helgeland foreligger det nå så mange forbruksplaner om mye ny industri at Statnett anser det som svært sannsynlig at vesentlige deler av det vil bli realisert. Netttiltak må gjennomføres for å gjøre dette mulig. Det er aktørene selv som skal avgjøre hvorvidt industriprosjektene er lønnsomme eller ikke, og nettilknytning skal i så måte ikke være et hinder for realisering av prosjektene.

Det er rasjonelt å også legge til rette for ny kraftproduksjon på Helgeland

Kraftprisen vil påvirke hvor mye nytt forbruk som faktisk vil bli realisert i området. Kraftprisen vil bl.a. avhenge av kraftbalansen i prisområdet, utviklingen i omkringliggende områder, og nettkapasiteten inn til området.

Det foreligger per i dag få modne planer med ny kraftproduksjon på Helgeland. Noen effektoppgraderinger og småkraftprosjekter er forventet, men hvis større volumer skal realiseres vil denne produksjonen antakelig være vindbasert. Statnett er kjent med at det foreligger en del prosjekter om vindkraft på land i tidligfase, samt at det er muligheter for store volumer flytende havvind utenfor Helgeland på sikt.

Mye nytt kraftforbruk, basert på alle industriplaner som foreligger og de tre scenarioene vi har lagt til grunn, vil medføre en vesentlig svekket kraftbalanse i området. Våre analyser og vurdering tilsier at dersom en svært høy andel av forbruksplanene skal realiseres, vil dette forutsette også ny kraftproduksjon i området.

I dagens og planlagt nett på Helgeland er det svært begrenset kapasitet til ny kraftproduksjon.

Når transmisjonettet må utvikles for å tilknytte nytt forbruk, er det også rasjonelt at det utvikles slik at det legger til rette for å kunne ta inn fremtidig ny kraftproduksjon. Økt forbruk kombinert med økt nettkapasitet inn til og på Helgeland vil også gi kapasitet til mye ny kraftproduksjon.

2.10 Oppsummering fremtidig utvikling – dagens nett vil ikke dekke fremtidig behov

Under følger en oppsummering av fremtidig utvikling, som er viktig for nettutviklingen på Helgeland:

Forbruk	Statnett har mottatt forespørsler om tilknytning av 3300 MW økt kraftforbruk til eksisterende og ny industri på Helgeland. Ca. 700 MW er reservert kapasitet i dagens og planlagt nett. Ca. 1550 MW er vurdert som modne prosjekter og står i kapasitetskø, og nærmere 1200 MW er saker som ikke er vurdert som modne eller enda ikke behandlet.
----------------	--

	<p>Det forventes ingen vesentlig økning i alminnelig forbruk.</p>
Produksjon	<p>Det er planer om noe mindre vannkraft/småkraft samt noe effektoppgradering i området, som i sum utgjør lite. For vann-/småkraft er det reservert kapasitet til 70 MW, og det er modne planer på ca. 65 MW.</p> <p>Vi kjenner til planer om noen store vindkraftverk på land, som er i tidlig fase og usikre. Vi har ikke mottatt noen forespørsler om kapasitet til vindkraft på Helgeland. På sikt forventer vi havvind utenfor Helgeland, anslagsvis 1400 MW.</p>
Kapasitet i nettet	<p>Det er igangsatt to nettinvesteringsprosjekter på Helgeland, som i denne utredningen forutsettes å være satt i drift. Ombygging i Nedre Røssåga stasjon forventes ferdigstilt i løpet av 2026, og vil gi et mer robust nett og litt økt nettkapasitet i stasjonen.</p> <p>Ombygging og ny transformeringskapasitet i Rana er ikke besluttet (avventer løsning på flimmerproblemer), og vil øke kapasiteten i Rana / Nedre Røssåga med ca. 400 MW før ledningsnettet blir begrensende.</p> <p>Sum ledig nettkapasitet inn til Helgeland i dagens nett på 1000 MW vil ikke endres med disse tiltakene.</p>
Tilstand i nettet	<p>300 kV ledningene sørover fra Nedre Røssåga og 220 kV ledningen til Sverige ble bygd på 60-tallet, og har reinvesteringsbehov i 2040-50. Høy alder forventes fremover å medføre høyere vedlikeholdsbehov med økt behov for utkoblinger.</p>
Mulighet for nye tilknytninger	<p>Det er ikke driftsmessig forsvarlig å tilknytte mer enn 30% av forespurt kapasitet til nytt forbruk i dagens nett. Uten nettførsterkninger vil Statnett ikke overholde tilknytningsplikten for forbruk.</p> <p>Det blir begrensninger både i lednings- og transformeringskapasitet. De første og største begrensningene blir inn til og i Marka, der det er store forbruksplaner og ingen ledig kapasitet for tilknytning på ordinære vilkår og også svært begrenset kapasitet for tilknytning med særlige vilkår.</p> <p>Med forespurt nytt forbruk i Rana-området, i henhold til middel- og høyt forbruksscenario, vil det også bli nettbegrensninger mellom Nedre Røssåga og Rana.</p> <p>Det blir i alle scenarioene kapasitetsbegrensninger inn til Helgeland, som blir betydelige i middel- og høyscenario. De første og største begrensningene oppstår som følge av lav kapasitet på 220 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga til Sverige. I middel- og høy-scenarioene vil det også bli kapasitetsbegrensninger mot Midt-Norge.</p> <p>Det er også svært begrenset kapasitet til ny kraftproduksjon i dagens nett.</p>

3 Mål og rammer

Sammen med behovsanalysen vil mål og rammer hjelpe oss med å finne riktige tiltak i mulighetsstudien. Samfunns målet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet og skal angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Myndighetsgitte krav gitt av lover og forskrifter, og Statnetts egne standarder og retningslinjer, beskriver rammene vi må forholde oss til og som har betydning for hvilke konsepter vi har vurdert.

Målene og rammene nevnt under er ikke en uttømmende liste, men et utvalg mål og rammer som anses som særlig relevante for denne konseptvalgutredningen.

3.1 Samfunns målet er å sikre tilgang til strøm og legge til rette for næringsutvikling

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

1. Verdiskaping som gir grunnlag for arbeidsplasser i Norge
2. Elektrifiseringen skal gjøre Norge grønnere og bedre
3. Etablering av nye, lønnsomme næringer
4. Videreutvikle en framtidsrettet 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 sammenliknet 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 fremover med økt elektrifisering og utbygging av mer uregulerbar kraft i Norge og ikke minst i landene rundt oss.

For Helgeland er det forbruksplaner som per nå er det utløsende behovet for å gjøre tiltak. Samtidig forventer vi at det på noe sikt også vil bli mer aktuelt med ny kraftproduksjon. Regjeringen har store ambisjoner for havvind med et mål om å tildele områder for 30 GW havvind innen 2040.

Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) angir generelle politiske mål for utbyggingen av kraftnettet. Det overordnede målet er "at planlegging og utbygging 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

For Helgeland er det forbruksplaner som er det utløsende behovet for å gjøre tiltak. Samtidig forventer vi at det på noe sikt også vil komme ny kraftproduksjon. Samfunnsmålet er derfor å gi sikker tilgang på strøm til næringsutvikling og tilrettelegge for ny kraftproduksjon, herunder havvind, på Helgeland.

3.2 Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand

Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Effektmålene som konseptene skal oppfylle er:

1. Muliggjøre tilknytning av økt forbruk minimum som angitt i middelsscenario på 1900 MW for Helgeland uten ugrunnet opphold og uten å redusere forsyningssikkerheten for eksisterende kunder.
2. Legge til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon.

Statnett har tilknytningsplikt for de mange planene i området. Det er snakk om mange konkrete og modne planer for nytt industriforbruk, mens planene om ny vindkraft i området er på et tidlig stadium og er svært usikre. Løsninger for tilknytning av nytt forbruk er derfor et prioritert mål over tilknytning av ny vindkraftproduksjon.

Det er vanskelig å se for seg at det skal kunne etableres svært mye ny industri som innebærer et betydelig økt kraftforbruk uten at det også etableres en del ny kraftproduksjon i området. Vi ser det derfor som viktig at nettførsterkninger for å tilknytte nytt forbruk også må være tilstrekkelig egnet for å legge til rette for å ny fremtidig kraftproduksjon i området, selv om dette så langt er mer usikkert og mindre konkret. I dette legger vi at transmisjonsnettet skal ha kapasitet til å håndtere ny kraftproduksjon, men ikke at transmisjonsnettet skal bygges via de mulige lokasjoner som vi nå kjenner til for ny kraftproduksjon.

Vi vurderer at det ikke er målkonflikter mellom effektmålene.

Målene skal ikke behandles som absolutte, men kostnaden for samfunnet må veies opp mot full måloppnåelse. Vurderingen av måloppnåelse og kostnader blir vurdert i alternativanalysen som en del av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

3.3 Rammene setter mulighetsrommet konsepter blir vurdert innenfor

Avveiningene vi gjør må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overensstemmelse med gjeldende lover og forskrifter. Absolutte og ufravikelige krav, såkalte skal-krav, avgrensner mulighetsrommet vi vil vurdere konsepter innenfor. Statnetts egne standarder og retningslinjer, såkalte bør-krav, legger også føringer for hvilke konsepter som er aktuelle. De viktigste rammene som har betydning for utfallsrommet til konseptene vi kan vurdere er gjengitt under.

Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell (skal-krav)

Statnetts 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 Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til

grunn for NVEs og EDs 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 som gjelder hele energisektoren og alle forskrifter under energiloven.

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. Statnett har fastsatt kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk.

Dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig, utløses Statnetts utrednings- og investeringsplikt. Vi plikter da å planlegge, søke konsesjon, og om nødvendig investere i nye nettanlegg uten ugrunnet 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 unntak i ekstraordinære tilfeller. Selv om vi kan søke unntak, legger Statnett stor vekt på å oppfylle tilknytningsplikten. Vi oppfatter også at myndighetene deler denne oppfatningen – slik som RME skriver i brev til Statnett 20.11.23. *"RME har ansvaret for at nettselskapene overholder tilknytningsplikten. Vi ser alvorlig på at uttakskunder ikke får tilknytning fordi det er manglende kapasitet i transmisjonsnettet."*

Tilknytningsplikten for forbruk veier tungt slik at mulighetene for å søke unntak fra denne er svært begrenset. Vi kan ikke se at det for Helgeland er ekstraordinære forhold som tilsier at det er grunnlag for å fravike tilknytningsplikten. Det er således nødvendig å utrede og anbefale nettførsterkningstiltak som muliggjør tilknytning av nytt forbruk på Helgeland i de aktuelle stasjonene. Dersom det skulle vise seg at forbruksplanene og behovet for netttiltak endrer seg i vesentlig grad utover i planleggingsperioden for tiltakene, vil Statnett justere planene i henhold til dette.

I tilfeller der økt forbruk er svært stort, vil det ikke være mulig å tilknytte alt forbruket uten at det også etableres ny kraftproduksjon. På grunn av at det er stor usikkerhet rundt hvor mye forbruk som faktisk vil etableres, og at svært mye nytt forbruk på Helgeland ikke kan løses av nettførsterkninger alene, ser vi det ikke som relevant å utrede nett-tiltak for å tilknytte alle forbruksplanene som p.t. foreligger.

Opgaven med å tilknytte industriforbruket reflekteres i første effektmål, som sier tilknytning av 1900 MW nytt forbruk. At vi har med dette som et effektmål gjør at vi også kan vurdere mindre omfattende konsepter, som kan legge til rette for mye, men ikke alle forbruksplaner.

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

Det er et skille mellom å drive med nett og produksjon. Med dagens regelverk er etablering og drift av kraftproduksjon tiltak utenfor Statnett sin kontroll. Dette medfører at å etablere mer produksjon i et område som alternativ til nett ikke er aktuelt. Vi behandler denne rammen som et skal-krav siden det ikke er mulig for Statnett å eie produksjonsanlegg.

Vi kan i våre vurderinger av behovet for nettførsterkninger ikke legge til grunn at svært usikre planer om ny kraftproduksjon realiseres.

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 bygges som luftledning, bortsett fra i enkelte unntakstilfeller. Vi legger derfor i denne utredningen til grunn at tiltak som vurderes vil være luftledning.

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, lokalsamfunnet og storsamfunnet. Også naturmangfoldloven, som har til formål å ta vare på naturen ved bærekraftig vern og bruk, og kulturminneloven, som har til formål å verne om kulturminner, inneholder krav som kan påvirke vurdering av mulige netttiltak. Rammen tilsier at tiltakenes areal- og miljøkonsekvenser bør begrenses dersom det ikke er tungtveiende årsaker som rettfærdiggjør inngrep.

Statnett skal vurdere om netttiltakene er anleggsbidragspliktige (skal-krav)

Fra 1. januar 2019 plikter Statnett å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning, 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.

Det er primært forbruksveksten, samt planer om land- og havvindproduksjon, som utløser behovet for økt nettkapasitet på Helgeland. Aktørbildet er sammensatt, og det er ikke grunnlag for å hevde at enkeltkunder utløser investeringene i nye konsepter på et overordnet nivå. Vår foreløpige vurdering er at ledningsdelen av tiltakene på Helgeland ikke kan anses som anleggsbidragspliktige slik behovet er i dag. Tiltak i de enkelte stasjonene eller eventuelle nye stasjoner, kan i større grad knyttes til enkeltkunder. Disse tiltakene kan dermed bli anleggsbidragspliktig. Vurderingene av anleggsbidragsplikt vil avklares i den videre prosjektutviklingen.

N-1 forsyningssikkerhet er et planleggingskriterium (bør-krav)

N-1-kriteriet er utgangspunktet for vår nettplanlegging. Det innebærer at feil på én komponent normalt ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne. Vi tilstreber N-1-forsyningssikkerhet i transmisjonsnettet for større områder, som f.eks. Helgeland, for å unngå for stor risiko for følgefeil og total kollaps av kraftsystemet med de konsekvenser det medfører.

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 i 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 veies opp mot kostnadene dette innebærer.

Vår vurdering er at et planleggingskriterium basert på N-0-tilnærming for transmisjonsnettet inn til og gjennom Helgeland er uakseptabelt, da dette innebærer for høy risiko for mørklegging med store konsekvenser for store områder med mye stor industri i tillegg til alminnelig forbruk. Utfall av én ledning kan medføre ytterligere utfall (kaskade), med konsekvenser for hele Nord-Norge eller også større områder i Norden. For aluminiumsindustrien i Mosjøen er det kritisk dersom de mister forsyningen mer enn 1-2 timer, og konsekvensene vil bli svært store.

Vi har derfor vurdert at en mer omfattende analyse basert på N-0 og avbruddskostnader for stamnettet inn til og gjennom Helgeland ikke er relevant. Ved mørklegging av store områder med risiko for lang utetid for gjenoppbygging, er det grunn til å tro at avbruddskostnadene basert på KILE-satser ikke gir et riktig bilde av de reelle kostnadene. Dette gjelder særlig for områder for mye kraftintensiv industri, som Helgeland.

Vår vurdering rundt N-1- versus N-0-tilnærming i driftsmessig forsvarlig analyser, generelt og for Helgeland spesifikt, omtales også i kapittel 2.3 under driftsmessig forsvarlig analyser (DF-analyser).

Statnett har driftskriterier ved revisjoner (bør-krav)

Statnett har laget retningslinjer som beskriver hvordan Statnett som systemansvarlig praktiserer reglene i systemansvarsforskriften²⁴. Retningslinjer for fos § 17 angis blant annet følgende:

- *I hvilken grad driftsstansen medfører redusert forsyningssikkerhet. Systemansvarlig drifter kraftsystemet etter N-1-prinsippet når dette er mulig. Ved driftsstanser tillates normalt en noe økt risikoeksponering. For en driftsstans som medfører redusert forsyningssikkerhet skal det utarbeides egen gjenopprettingsplan (GO-plan), jf. fos § 12. Denne skal utarbeides av den driftssentral som er ledende ved behov for gjenoppretting etter feil. Konesjonær skal (i samarbeid med systemansvarlig) undersøke om alternative gjennomføringsmåter kan iverksettes, eventuelt finne tiltak slik at anleggsdelen kan settes i drift så raskt som mulig og helst innen 2 timer.*

Under Marka stasjon er det aluminiumsproduksjon som er svært sårbare for avbrudd over 1-2 timer, og det tilstrebes N-1 også ved revisjoner. Vi har erfart at det kan være utfordrende å få til tilfredsstillende gjenopprettingsplaner ved utfall av komponent i perioder med vedlikehold av anlegg i / inn til Marka.

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

Statnett har valgt å ta utgangspunkt i 420 kV som spenningsnivå for alle nye ledninger i transmisjonsnettet. Samtidig er ikke dette en lovpålagt ramme, slik at dette er et bør-krav som kan fravikes.

Med en forventning om betydelig økt kraftforbruk, og også mulig ny kraftproduksjon på Helgeland, som medfører behov for vesentlig ny overføringskapasitet, fremstår det tydelig som rasjonelt å legge til grunn 420 kV både for nye ledninger og spenningsoppgraderinger.

Oppsummering av mål og krav

Effekt mål	<ol style="list-style-type: none"> 1. Muliggjøre tilknytning av økt forbruk minimum som angitt i middelsscenario på 1900 MW for Helgeland uten ugrunnet opphold, uten å redusere forsyningssikkerheten for eksisterende kunder. 2. Legge til rette for tilknytning av vindkraft på land og forventet fremtidig havvind utenfor Nordland.
Skal-krav	<ul style="list-style-type: none"> • Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell • Statnett har tilknytningsplikt • Statnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjon • Transmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning • Utbygging skal ikke gi unødige belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og areal • Statnett skal vurdere om nettiltakene er anleggsbidragspliktige
Bør-krav	<ul style="list-style-type: none"> • N-1 forsyningssikkerhet er et planleggingskriterium • Statnett har driftskriterier ved revisjoner • Nye anlegg bygges for 420 kV-spenningsnivå

²⁴ [Utøvelse av systemansvaret - retningslinjer og praktisering | Statnett](#)

4 Mulighetsstudie

Mulighetsstudien er en overordnet vurdering av mulige konsepter basert på samfunnsøkonomiske prinsipper. De mest lovende konseptene videreføres til en mer detaljert lønnsomhetsvurdering i alternativstudien, der konseptene sammenlignes med et nullalternativ. Konsepter som er åpenbart svake og ikke tilfredsstillende effektmålene og kravene skissert i kapittel 3 forkastes i mulighetsstudien. Vi oppsummerer en vurdering av konseptene i en oversikt til slutt i mulighetsstudien.

Basert på kapittel 2 Behovsanalysen kan vi konstatere at nullalternativet ikke vil legge til rette for nytt forbruk på Helgeland i henhold til effektmålet, jf. middelsscenarioet. Nullalternativet tas med til kapittel 5 Alternativanalysen som sammenligningsgrunnlag for nettførsterkningskonseptene.

Alternativer til nett vil heller ikke tilfredsstillende effektmålene og de angitte kravene.

Vi vurderer følgende nettførsterkningskonsepter:

Konsept	Beskrivelse av tiltakene som inngår
Konsept 1	<p>Indre korridor og forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> Ny 420 kV ledning i indre korridor mellom Rana, Nedre Røssåga og Marka, i stor grad i parallell med eksisterende forbindelse, eventuelt via Holandsvika Forskuttet spenningsoppgradering av 220 kV Nedre Røssåga – Sverige til 420 kV Forskuttet spenningsoppgradering av 300 kV Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal til 420 kV
Konsept 2	<p>Ytre korridor og forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> Ny 420 kV ledning i ny ytre korridor lenger vest mot kysten mellom Rana og Marka, via Sjonfjellet og Holandsvika Forskuttet spenningsoppgradering av 220 kV Nedre Røssåga – Sverige til 420 kV Forskuttet spenningsoppgradering av 300 kV Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal til 420 kV
Konsept 3	<p>Forskuttet nullalternativ, - spenningsoppgradering til 420 kV</p> <ul style="list-style-type: none"> Forskuttet spenningsoppgradering av 220 kV Nedre Røssåga – Sverige til 420 kV Forskuttet spenningsoppgradering av 300 kV Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal til 420 kV
Konsept 4	<ul style="list-style-type: none"> Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga – Marka Forskuttet spenningsoppgradering av 220 kV Nedre Røssåga – Sverige til 420 kV
Konsept 5	<ul style="list-style-type: none"> Ny 420 kV-ledning Nedre Røssåga – Marka Forskuttet spenningsoppgradering av 300 kV Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal til 420 kV, med serioreaktor i Nedre Røssåga

Tabell 5: Oversikt over nettførsterkningskonsepter som er vurdert.

Med korridorer mener vi at vi ikke tar valg om traséer, og hver korridor vil derfor ha flere trasévarianter som vil avklares gjennom forhåndsmelding, konsekvensutredningsprogram og konsesjonssøknad.

På grunn av klare nettbegrensninger i dagens nett inn til Helgeland, som vist i kapittel 2, vil relevante konsepter også måtte omfatte økt nettkapasitet inn til Helgeland i tillegg til nettførsterkninger på Helgeland. Da første og største begrensning er 220 kV forbindelsen mellom Nedre Røssåga og Sverige vil en forsterkning ved å forskuttere reinvestering av denne forbindelsen være sentralt. Videre vil en forskuttet spenningsoppgradering av 300 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga og sørover i Norge til Tunnsjødal til 420 kV også være aktuell.

I tillegg til de fem konseptene har vi overordnet vurdert noen tiltak som omtales kort, da de åpenbart ikke vil være rasjonelle for å møte stor forbruksvekst på Helgeland (effekt mål 1).

4.1 Nullalternativet er referansen som konseptene skal sammenlignes mot

Nullalternativet i en samfunnsøkonomisk analyse skal representere en forsvarlig videreføring av dagens situasjon, og synliggjøre konsekvensene av at nettiltak ikke blir gjennomført. Det er differansen i nytte og kostnader mellom nullalternativet og utbyggingskonseptene som synliggjør lønnsomheten av nye nettiltak.

For at nullalternativet skal være reelt, og oppfylle kravet om en forsvarlig videreføring av dagens situasjon, må kostnader knyttet til et minimum av vedlikehold inkluderes. I tillegg skal vedtatt politikk, som regelverk, lover og grenseverdier ligge til grunn for utforming av nullalternativet (Finansdepartementet 2021).

Nullalternativet innebærer reinvestering og spenningsoppgradering ved endt levetid

For å synliggjøre konsekvensene av å gjennomføre tiltak, er det viktig at kun nødvendige investeringer er med i nullalternativet. I tillegg er det viktig å belyse om noen av konseptene kan spare oss for planlagte reinvesteringkostnader.

Nullalternativet innebærer at vi reinvesterer anleggskomponenter 1:1 ved utløp av teknisk levetid. Når det gjelder anlegg som i dag har 300 kV spenningsnivå, forutsetter vi ved utløpt teknisk levetid å reinvestere disse med 420 kV spenningsnivå. Dermed ligger det inne noe kapasitetsøkning i nullalternativet.



Figur 18: Nullalternativet med dagens nett til venstre. I nullalternativet forutsetter vi reinvestering og spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV ved endt levetid mellom 2040 og 2050, som vist i figuren til høyre.

Vi legger til grunn 80 års levetid for ledninger. Dagens 220 kV-ledning Nedre Røssåga - Ajaure ble bygd i 1963, og det forutsettes derfor at denne reinvesteres i 2043. Dagens 300 kV-ledninger Nedre Røssåga – Marka - Trofors og videre sørover til Tunnsjødal ble bygd i 1968 og forutsettes reinvestert i 2048. Anslått tidspunkt for reinvestering er presentert i tabellen under:

Ledningsstrek	Byggeår	Tidspunkt for reinvestering	Lengde (km)	Nåverdi reinvesteringer (2024-MNOK)
Nedre Røssåga – Ajaure	1963	2043	57,8	-367
Nedre Røssåga – Marka	1968	2048	37,1	-194
Marka – Tunnsjødal	1968	2048	142,2	-777

Tabell 6: Forventet reinvesteringstidspunkt og kostnad for reinvestering (luftledning) i området.

Spenningsoppgradering av Nedre Røssåga - Ajaure forutsetter at Svenska Kraftnät også spenningsoppgraderer til Grundfors på svensk side²⁵ for å få effekt av tiltaket. Kostnaden på svensk side inngår ikke i kostnadsgrunnlaget.

Nullalternativet innebærer også reinvestering av Marka stasjon, som ble bygd i 1968 med 300 kV som høyeste spenningsnivå. Stasjonen fikk nytt kontrollanlegg i 2020. Vi legger til grunn at full reinvestering av Marka stasjon i nullalternativet gjøres samtidig med spenningsoppgradering av ledningene i 2048. Stasjonen oppgraderes da til 420 kV.

Transformatorstasjonene Rana og Nedre Røssåga har allerede 420 kV spenningsnivå, og det er igangsatt prosjekt for fornyelse. Reinvesteringskostnadene for disse to stasjonene er dermed ikke relevante.

Vi vil gjøre egne vurderinger av eventuell reinvestering av stasjonene Trofors og Namsskogan til 420 kV, og det er så langt ikke avklart hvilke stasjoner som eventuelt vil reinvesteres. Utviklingen av Trofors stasjon må vurderes nærmere som følge av det lave utvekslingsbehovet. Løsning for Namsskogan stasjon må vurderes i sammenheng med forsyningen mot Kolsvik stasjon. Vi har foreløpig inkludert én ny middels stor stasjon i kostnadene både i nullalternativet og i nettfosterkningskonseptene.

I nullalternativet vil vi ikke oppfylle tilknytningsplikten

Reinvesteringene i nullalternativet vil gi en kapasitetsøkning på lang sikt, som kommer mye senere enn i de aktuelle investeringskonseptene. I nullalternativet vil dermed en betydelig andel av det planlagte forbruket ikke kunne tilknyttes før etter 2043-48 som følge av nettbegrensningene inn til Helgeland, og det vil fortsatt være begrensninger for tilknytning i Marka og i Rana. Nullalternativet medfører at Statnett ikke oppfyller tilknytningsplikten. Det er heller ikke i samsvar med myndighetens klimamål og Statnett sin strategi om å legge til rette for det grønne skiftet.

4.2 Alternativer til nett vil ikke imøtekomme behovene alene

Som en innledende del av mulighetsstudien har vi undersøkt om behovet kan løses med andre tiltak som ikke innebærer investeringer i kraftnettet. Slike alternativer til nett kan være at forbruket tilknyttes med særlige vilkår for å kunne utnytte fleksibilitet i forbruket, redusere forbruket ved utfall eller ved høy belastning i nettet. Det kan også være økt kraftproduksjon. I vår vurdering av alternativer til nett som enkeltstående tiltak har vi vektlagt i hvilken grad effektmålene vil bli oppnådd.

Tilknytning med særlige vilkår – utnytte fleksibilitet hos forbruk

Regelverk for tilknytning av forbruk med vilkår trådte i kraft i april 2021. Regelverket innebærer at nettselskap og forbrukskunder kan inngå frivillige avtaler om tilkobling til strømmettet med vilkår om utkobling eller reduksjon i strømforsyningen. Slike avtaler kan gjøre at forbrukskunder kan tilknyttes

²⁵ Avstanden er frem til grensen på norsk side, på svensk side er det 170 km frem til Grundfors stasjon (420 kV).

tidligere i påvente av nye nettinvesteringer, som midlertidig tiltak eller som permanent tiltak for å unngå nettinvesteringer.

Generelt må alle avtaler om tilknytning være utformet på en slik måte at tilknytningen er driftsmessig forsvarlig og ikke medfører problemer for eksisterende kunder.

Tilknytning på vilkår forutsetter gode løsninger for operasjonalisering som er skalerbare og kompatible med den pågående automatiseringen av systemdriften. Dette er ikke på plass i dag.

Vi skiller mellom enkle og mer kompliserte vilkår:

- Enkle vilkår er gjerne vilkår om utkobling knyttet til radielle drifter, som kan være utfall av transformator i grensesnittet mellom transmisjonsnett og regionalnett. I slike tilfeller er det mulig å ha manuelle løsninger eller enkle vern.
- Særlige vilkår knyttet til utfall eller overlast på sentrale transmisjonsnettledninger og komplekse snitt, typisk på høyere spenningsnivå, er betydelig mer komplisert og medfører også større risiko for følgekonskvenser og kollaps av større områder i kraftsystemet. Dette kan ikke håndteres med manuelle løsninger, men krever automatiske vernløsninger og verktøy for å holde oversikt.

I grensesnittet mot regionalnettet på transformator kapasitet og ved radielle drifter, vurderer vi muligheten for å fravike N-1 i hver enkelt sak ut fra muligheter for gjenoppretting av forbruk og tilknytning på særlige vilkår.

For sentrale transmisjonsnettledninger og snitt, der begrensningene blir kompliserte og sammensatte, er det betydelig større risiko og mer krevende å fravike N-1 og benytte tilknytning med særlige vilkår. I slike tilfeller kreves automatiske løsninger for å sikre kontroll på utkobling av spesifikt forbruk eller produksjon, uten at utfall/overlast av ledninger eller andre sentrale komponenter fører til store konsekvenser for forsyningen i større områder. Det er et potensiale i å utnytte ledningskapasiteten bedre, men dette krever at vi utvikler nye løsninger som kan håndtere flere automatiske inngrep enn vi har i dag i samspill med en mer automatisk drift.

Statnett arbeider med å utvikle nye løsninger for å håndtere særlige vilkår og et økt omfang systemvern som en del av den automatiserte balanseringen av kraftsystemet. Inntil dette er på plass vil det være svært krevende å tilknytte forbruk med komplekse særlige vilkår.

Flere av kundene som har forespurt om tilknytning av stort forbruk på Helgeland har formidlet at de kan være interessert i tilknytning med særlige vilkår, og kan akseptere noe redusert forsyningssikkerhet. De aller fleste vurderer dette som aktuelt midlertidig i en periode til nettet er forsterket. Flere av aktørene formidler at de har noe fleksibilitet mht. kraftuttaket, men at de helst ønsker jevnt uttak. Av forbruket som per nå har fått reservert kapasitet på Helgeland (ca. 700 MW) har ca. 190 MW fått tilbud om tilknytning med enkle særlige vilkår knyttet til utfall/vedlikehold i transmisjonsnettet. Vi vurderer muligheten for å reservere kapasitet til ytterligere noe forbruk under Marka, der det kreves særlige vilkår og automatiske vernløsninger. Dette som midlertidig løsning inntil økt nettkapasitet kommer på plass.

Oppsummert gir tilknytning med særlige vilkår mulighet for å tilknytte noe forbruk raskere, men er her ikke egnet som en varig løsning og vil kun gjelde for et begrenset volum. Tilknytningene skal være driftsmessig forsvarlig.

Ny kraftproduksjon

Ny kraftproduksjon lokalisert nært forbruket vil generelt gi mindre overføringsbehov og redusere flaskehals i nettet. Ny produksjon med høy brukstid tilknyttet i samme stasjon som større forbruk, vil

avhengig av profil og reguleringsevne kunne redusere behovet for nytt nett. Dersom det etableres nye kraftverk med god reguleringsevne eller jevn og stabil høy produksjon med tilknytning f.eks. i Marka/Mosjøen vil dette i teorien kunne fungere som alternativ til nett og redusere behovet for nettførsterkninger inn til Marka.

Ulik produksjonsteknologi har ulike egenskaper med ulik brukstid, profil og reguleringsevne.

- Kjernekraft er produksjon med høy brukstid og stabil produksjon, og vil systemmessig være godt egnet sett i sammenheng med de store planene i området for nytt industriforbruk med jevn høy last. Det er i det siste skissert planer for kjernekraft flere steder i landet, men det er ingen konkrete planer på Helgeland. Ledetiden for teknologiutvikling og byggetid vil være en utfordring. Vi ser det som lite realistisk at kjernekraft vil bli etablert på Helgeland i løpet av de nærmeste 10-15 årene. Med betydelig usikkerhet rundt om og eventuelt når kjernekraft vil etableres, er det ikke aktuelt å legge dette til grunn som et alternativ eller en del av løsningen.
- Ny vannkraftproduksjon med reguleringsevne vil kunne være et bidrag dersom dette blir etablert. Produksjon med reguleringsevne er gunstig. Brukstiden vil sannsynligvis være rundt 4000 timer/år, som er betydelig mindre enn behovet til ny industri. Med svært få planer om slik produksjon, kan vi ikke legge dette til grunn som en vesentlig del av løsningen eller et alternativ til nett.
- Vindkraftproduksjon er mindre regulerbar og uforutsigbar kraftproduksjon. Vindkraft vil ikke følge profilen til nytt industriforbruk, som primært ønsker jevn høy last og god forsyningsikkerhet. Dersom industriforbruket må tilpasse seg vindkraftproduksjonen vil dette svekke lønnsomheten og være utfordrende for aktørenes leveranseforpliktelser. Vindkraftproduksjon er likevel nyttig, da denne produksjonen spiller sammen med den regulerbare vannkraftproduksjonen i området. Vindkraft vil således helt klart kunne være et bidrag, men vil ikke være tilstrekkelig for å kunne utsette eller unngå nettinvesteringer. Det er per nå ingen modne planer for ny vindkraft i området, og det er generelt stor motstand og derfor krevende å få aksept for nye vindkraftverk. Det er derfor lite aktuelt å legge ny vindkraft til grunn som en del av løsningen.

En noenlunde balansert utvikling av ny produksjon og nytt forbruk i parallell ville vært gunstig. Vi ser ikke at dette er en realistisk utvikling, gitt det bilde vi nå ser med betydelige forbruksplaner og svært få modne planer om ny kraftproduksjon. Vi vurderer det ikke som aktuelt å legge til grunn ny kraftproduksjon som et reelt alternativ til nettførsterkninger. Eventuell ny kraftproduksjon vil dermed ikke erstatte behovet for nettinvesteringer, men være et viktig supplement.

Nettførsterkninger vil også legge til rette for ny kraftproduksjon.

Bruke andre energikilder

En del av forbruksøkningen skyldes at eksisterende industri bytter ut fossile energikilder med elektrisitet for å kutte CO₂-utslipp som en del av det grønne skiftet. For Helgeland utgjør elektrifisering av eksisterende industri per nå en liten andel av planlagt forbruksvekst, og vi kan ikke se at det finnes gode fornybare alternativer til elektrifisering av dagens industriprosesser. Bruk av andre energikilder for eksisterende industri vil ikke kunne redusere planlagt forbruksvekst slik at effektmålene kan nås.

Energieffektivisering

Vi kjenner ikke til større redusert forbruk hos eksisterende industri grunnet energieffektivisering, men legger til grunn at det er hensyntatt i de oppgitte forbruksscenarioene som vi har fått. For alminnelig forbruk forventer vi en viss energieffektivisering, noe vi har hensyntatt ved å ikke legge til grunn noen økning i alminnelig forbruk. Vi vurderer at tiltak på forbrukssiden ikke er et reelt alternativ til nett i dette området, og vil ikke oppfylle effektmålene som er satt.

4.3 Konsept 1: Ny forbindelse i indre korridor i tillegg til spenningsoppgradering til 420 kV

Konsept 1 Indre korridor omfatter en ny 420 kV forbindelse Rana – Nedre Røssåga – Marka, i hovedsak parallelt med dagens transmisjonsnettledninger. Med dette får vi dublerede 420 kV ledninger mellom Marka og Rana. Vi oppgraderer Marka stasjon fra 300 kV til 420 kV og etablerer økt transformeringskapasitet. Dette øker overføringskapasiteten internt på Helgeland.

I tillegg forskutterer vi å oppgradere dagens 220 kV ledning fra Nedre Røssåga til Ajaure og Grundfors i Sverige (SE2) til 420 kV, og dagens 300 kV ledninger fra Nedre Røssåga til Marka og videre sørover til Tunnsjødal (NO3) til 420 kV. Dette gir økt overføringskapasitet inn til / ut fra Helgeland.



Figur 19: Konsept 1 med ny 420 kV forbindelse i indre korridor mellom Marka og Rana. I tillegg forskuttet spenningsoppgradering til 420 kV av forbindelsen til Sverige og sørover til Midt-Norge.

Konsept 1 gir økt kapasitet på Helgeland og inn til Helgeland

Nettforsterkningene internt på Helgeland mellom Rana og Marka øker overføringskapasiteten på Helgeland inn til Marka; nedre Røssåga og Rana, både med tanke på spenning og termisk kapasitet. Dagens begrensninger inn til Marka og inn til Rana som skyldes spenningsutfordringer løses, og vi får et tettere sammenkoblet nett i området som blir betydelig sterkere. Nytt forbruk og ny produksjon kan tilknyttes i alle transmisjonsnettstasjonene.

Nettforsterkninger internt på Helgeland er nødvendig, men ikke tilstrekkelig. Dagens overføringskapasitet begrenser mulighetene for "import" til området, og dermed hvor mye nytt forbruk som kan tilknyttes på Helgeland som helhet. I kapittel 2 har vi beskrevet dagens kapasitetsbegrensning inn til området og at det i dagens nett er ledig kapasitet til ca. 1000 MW økt forbruk fra i dag (inklusive reservert kapasitet til nytt forbruk), gitt at forbruket lokaliseres og tilknyttes gunstig.

Konseptet, med spenningsoppgradering til Sverige fra Nedre Røssåga til Grundfors og sørover i Norge fra Nedre Røssåga til Tunnsjødal, vil øke overføringskapasiteten²⁶ inn til området i forhold til i dag med ca. 1100 MW. Denne kapasitetsøkningen vil muliggjøre nytt forbruk i henhold til middelsscenario på 1900 MW, når vi inkluderer kapasiteten til nytt forbruk i dagens nett (ca. 1000 MW). Det må påregnes økte kraftpriser i NO4/på Helgeland, som sannsynligvis i perioder og i gjennomsnitt vil ligge over de omkringliggende områdene Sverige (SE2) og Midt-Norge (NO3), jf. figur 36 i kapittel 5.1. Konseptet er ikke tilstrekkelig for høyscenario (2400 MW) uten at det også kommer en god del ny kraftproduksjon.

Tiltaket som gir klart mest økt kapasitet inn til Helgeland er å oppgradere 220 kV ledningen mot Sverige til 420 kV. Oppgradering mot Sverige som første tiltak gir en kapasitetsøkning på ca. 700 MW, mens oppgradering sørover mot Midt-Norge, uten oppgradering mot Sverige, gir ca. 150 MW. Årsaken er utfordringer med overlast på den svake 220 kV ledningen til Sverige som følge av et sterkere nett med

²⁶ Med "kapasitet" menes i denne sammenhengen mulighet for kraftflyt (flyt av elektrisk effekt) inn til / ut av området, hensyntatt utfall av én overføring i eller utenfor området (N-1). Merk at kapasitetsøkning og mulighet for forbruksøkning nødvendigvis ikke samsvarer. Bl.a. så vil nytt forbruk, via markedsmekanismer, kunne påvirke kraftpris, noe som igjen vil kunne øke kraftproduksjonen og redusere øvrig forbruk i og utenfor området.

lavere motstand i det svenske nettet. Det er mulig å installere seriereaktor på ledningen mot Sverige for å styre mer kraftflyt over i det norske nettet, noe som vil kunne gi en kapasitetsøkning på ca. 350 MW for alternativet med oppgradering sørover i Norge. Likevel vil det utgjøre bare halvparten av det en oppnår med oppgradering mot Sverige.

Forbindelsene med omkringliggende områder begrenser i dag mulighetene for kraftflyt ut av Helgeland, og det er i dagens nett begrenset kapasitet til å tilknytte ny større kraftproduksjon på Helgeland. Konsept 1 legger til rette for mye ny kraftproduksjon på Helgeland, med en kapasitetsøkning (forsert i forhold til nullalternativet) ut av området i forhold til i dag opp mot 1500 MW. Denne kapasitetsøkningen i kombinasjon med mye nytt forbruk vil legge til rette for også mye ny kraftproduksjon på Helgeland. F.eks. kan planlagte vindkraftverk på Sjonfjellet tilknyttes i Rana, planlagt vindkraftverk på Kovfjellet kan tilknyttes i Marka, og havvind på 1400 MW kan tilknyttes i en eller flere av stasjonene mellom Rana og Marka. Ny kraftproduksjon vil igjen også øke muligheten for ytterligere nytt forbruk.

En indre korridor med økt transformeringskapasitet i transmisjonsnettstasjonene vil på sikt kunne muliggjøre andre løsninger og tilpasninger i regionalnettet i indre strøk på Helgeland. Dette er ikke vurdert nærmere, men en mulig gevinst kan muligens være at enkelte 132 kV regionalnettleddninger på strekningen Marka/Mosjøen - Nedre Røssåga - Rana kan saneres. Dette vil sannsynligvis ha liten betydning for valget av konsept, men vil kunne være en eventuell mulig tilleggsgevinst. Dette vil vurderes nærmere i meldingsfasen.

Med et sterkt 420 kV nett på Helgeland og inn til Helgeland legger vi også grunnlaget for å øke nettkapasiteten videre nordover til Ofoten.

Oppsummert gir konsept 1 betydelig økt kapasitet på Helgeland og inn til området. Konseptet tilrettelegger for mye nytt forbruk i området, og også ny kraftproduksjon. Det legger også til rette for å styrke nettkapasiteten videre nordover mot Ofoten.

Ledningsstrek	Trinn	Tidspunkt for (re)investering	Lengde (km)	Nåverdi (re-) investeringer i MNOK (2024-kroner)
Ny ledning Nedre Røssåga – (Holandsvika) – Marka	1	2032	38	-370
Nedre Røssåga - Ajaure reinvestering og spenningsheving	2	2034	58	-523*
Ny ledning Nedre Røssåga – Rana	3	2035	38	-329
Nedre Røssåga - Marka reinvestering og spenningsheving	4	2038	37	-287
Marka – Tunnsjødal reinvestering og spenningsheving	4	2038	142	-1151

Tabell 7: Forventet reinvestering- og investeringstidspunkt med kostnad (luftledning) i konsept 1.

*Kostnad på norsk side. I tillegg kommer kostnad på svensk side.

Konsept 1 kan utvikles stegvis og justeres i henhold til behovene for å redusere risiko

I konsept 1 kan vi utvikle transmisjonsnettet stegvis, der rekkefølge og tidspunkt tilpasses til utviklingen av modne forbruksplaner og kraftproduksjon. En stegvis utvikling av nettet reduserer risiko knyttet til usikkerhet ved realisering av nytt forbruk eller kraftproduksjon. Vi kan tilpasse planene ved å avvente

investeringsbeslutning av trinn 3 og 4 dersom utviklingen viser et redusert behov for kapasitet henholdsvis til Rana og inn til Helgeland.

Steg 1 med økt nettkapasitet inn til og i Marka vil være nødvendig uansett, da det er svært begrenset kapasitet i dagens/planlagt nett samtidig som det er planer om svært mye nytt forbruk under Marka (jf. behovsanalysen).

Steg 2 med økt kapasitet mot Sverige vurderes også som nødvendig selv om forbruksplanene på Helgeland skulle bli lavere enn middelsscenario. Denne forbindelsen er en begrensning allerede i dag, og blir en økende utfordring med tilknytning av nytt forbruk på Helgeland og også nord og sør for Helgeland. Steg 2 må gjennomføres i samarbeid med Svenska Kraftnät. Dersom det viser seg at en realisering av steg 2 skulle bli vanskelig eller ta lang tid, kan det være aktuelt å fremskynde steg 4 med kapasitetsøkning mot Midt-Norge.

Stegene i konsept 1 er beskrevet i det etterfølgende.

Steg 1



Figur 20: Konsept 1 steg 1 - Ny 420 kV ledning mellom Marka og Nedre Røssåga.

Marka har ikke ledig kapasitet til nytt forbruk med ordinære vilkår i dag, samtidig som det er store forbruksplaner. Vi vil derfor som steg 1 bygge ny 420 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Marka, samt ny stasjon i Marka tilrettelagt for 420 kV. Dagens 300 kV ledning fra Nedre Røssåga beholdes. Det er ikke mulig å rive 300 kV ledningen først og bygge 420 kV i helt samme trasé. I Marka vil det være både 300 kV og nytt 420 kV anlegg.

I dagens Marka er det ikke plass til å etablere nytt 420 kV anlegg. Vi vil i den videre planleggingen avklare om det er mest rasjonelt å utvide dagens stasjon eller om 420 kV

anlegget bør bygges på ny lokasjon.

Ny ledning kan gå parallelt med eksisterende 300 kV ledning, eller via Holandsvika for å kunne tilknytte planlagt nytt forbruk der (som vist i figuren). Ved mye nytt forbruk i Holandsvika vil reduserte avbruddskostnader tale for tosidig forsyning fremfor en radiell tilknytning fra Marka. Det er også en mulighet at den nye 420 kV ledningen føres østover og kobles til 420 kV ledningen fra Nedre Røssåga i Bleikvassli-området, men dette virker per nå mindre aktuelt i og med at de store forbruksplanene er i Holandsvika. Disse tre variantene er varianter innenfor samme konsept som vi vil vurdere nærmere ved forhåndsmelding og konsesjonssøknad.

Tiltaket er anslått å kunne være i drift til 2032, men dette er blant annet avhengig av myndighetsbehandlingen. Tiltaket er svært viktig for å kunne legge til rette for planlagt modent nytt industriforbruk under Marka / i Mosjøen, og Statnett vil prioritere dette høyt.

I Marka er det i dag ikke kapasitet til å tilknytte nytt forbruk med ordinære vilkår. Tiltaket i steg 1 vil gi økt kapasitet inn til Marka i størrelsesorden 600 MW. Kapasiteten til nytt forbruk i Marka isolert sett vil med dette øke mye fra i dag, og legge til rette for de modne forbruksplanene i Mosjøen.

Omfanget av mulig nytt forbruk i Marka må ses i sammenheng med nytt forbruk ellers på Helgeland, der summen i dag begrenses av kapasiteten inn til området på ca. 1000 MW inntil nettet blir forsterket inn til Helgeland. Hele den økte nettkapasiteten i Marka vil dermed ikke kunne utnyttes før kapasiteten

inn til området er økt (steg 2), med mindre annet forbruk som har fått reservert kapasitet på Helgeland skulle falle fra.

Tiltaket gir tresidig innmating til Marka, og legger til rette for sikker drift også ved revisjonsperioder og ved eventuelle langvarige feil. I dagens situasjon er det krevende å få utkobling for å gjennomføre vedlikehold, og det er i revisjonsperioder utfordrende å få gode gjenoppretingsplaner for forbruket under Marka. Majoriteten av forbruket under Marka i dag er aluminiumsproduksjon, som har tilnærmet lik last gjennom hele året og som er svært sårbar for avbrudd over 1-2 timer.

Steg 2



Figur 21: Konsept 1 steg 2 – Spenningsoppgradering fra Nedre Røssåga til Ajaure i Sverige til 420 kV (forsert).

I steg 2 spenningsoppgraderer vi 220 kV ledningen Nedre Røssåga - Ajaure til 420 kV for å øke kapasiteten inn til Helgeland. Dette er den største begrensningen etter at kapasiteten inn til Marka er økt. Ledningen må oppgraderes helt til Grundfors på svensk side for å få effekt av tiltaket.

Ledningen må bygges ny før vi river eksisterende 220 kV ledning. Ledningen vil fortrinnsvis bygges parallelt med dagens ledning, Det vil vurderes nærmere i kommende prosjekt i konsesjonsfasen om ledningen skal gå til Nedre Røssåga, eller tilkobles i eventuell ny stasjon i Bleikvassli.

Tiltaket er anslått i drift til 2034, men dette er avhengig av at Svenska Kraftnät fornyer sitt nett på svensk side, og er også avhengig av myndighetsbehandlingen i Norge og i Sverige. Tiltaket er svært viktig for å kunne legge til rette for nytt forbruk på Helgeland, og vil prioriteres høyt fra Statnetts side.

Tiltaket gir stor økning av kapasiteten mellom NO4 og Sverige, og muliggjør økt kraftutveksling med Sverige. Med mye regulerbar vannkraftproduksjon på Helgeland og mye vindkraft i SE2, samt økt kraftforbruk i begge prisområder, ser vi stor nytte av denne kapasitetsøkningen. Kapasiteten inn til området øker med i størrelsesorden 700 MW fra i dag, og legger til rette for mye nytt forbruk i sum for Helgeland. Tiltaket er også sentralt for å legge til rette for ny kraftproduksjon.

Tiltaket legger til rette for at det kan tilknyttes en god del nytt forbruk som er planlagt, f.eks. i Holandsvika og/eller andre industriprosjekter i området. Dersom nytt forbruk i Holandsvika skal realiseres vil det bli nærmere vurdert om det skal bygges ny stasjon i Holandsvika. Forbruksnivået vil være avgjørende for hvilken løsning som vil være mest rasjonell (avbruddskostnader). Ny stasjon i Holandsvika vil i så fall bygges for spesifikke forbrukskunder og vil være anleggsbidragspliktig.

Steg 3



Figur 22: Konsept 1 steg 3 - Ny 420 kV forbindelse mellom Nedre Røssåga og Rana.

I steg 3 bygger vi ny 420 kV ledning mellom Rana og Nedre Røssåga. Ledningen vil sannsynligvis i all hovedsak gå parallelt med dagens ledning, men trasé er så langt ikke vurdert og vil gjøres som en del av meldings- og konsesjonsprosessen. Nytt planlagt industriforbruk på Mulaneset planlegges tilknyttet med forbruksradial til Nedre Røssåga.

Tiltaket vil utløses av forbruksvekst i Rana utover det som dagens ledninger inn til Rana håndterer på ca. 400 MW, eller som følge av stor produksjonsinnmating f.eks. ved Sjonfjellet vindkraftverk og havvind.

Det er stor usikkerhet rundt vindkraft på land, og havvind kan tilknyttes flere steder på Helgeland. Sjonfjellet vindkraftverk vil, dersom denne realiseres, i det indre konseptet tilknyttes med produksjonsradial fra Sjonfjellet inn til Rana, som bygges og driftes av vindkraftaktøren.

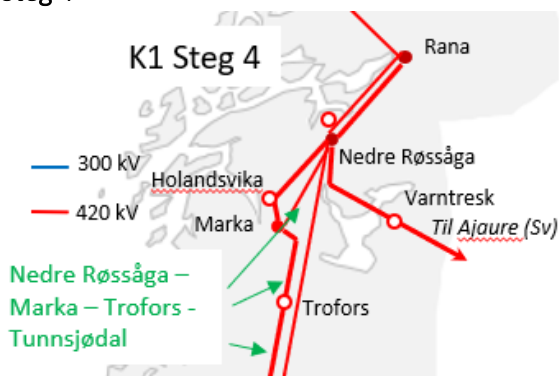
Tiltaket er anslått å kunne være i drift til 2035, men dette er avhengig av utviklingen av behovet for ny kapasitet samt myndighetsbehandlingen. Dersom det blir endringer i forbruksplanene eller planene for ny kraftproduksjon som tilsier raskere realisering av planene under Rana, vil det være aktuelt å fremskynde dette tiltaket til å gjennomføres samtidig med økt overføringskapasitet inn til Helgeland fra Sverige. Dersom det ligger an til liten forbruksøkning i Rana og høy forbruksøkning lenger sør på Helgeland, kan det være aktuelt å prioritere steg 4 før steg 3.

Tiltaket gir betydelig økt kapasitet i nettet inn mot Rana, med ca. 1300 MW. Dette forutsetter at flimmerproblemene er løst og at transformeringskapasiteten i stasjonen ikke begrenser. Tiltaket vil gi tresidig innmating til Rana, som gir økt robusthet og legger til rette for sikker drift også i revisjonsperioder. Mulig tilknytning av nytt forbruk i Rana må ses i sammenheng med nytt forbruk under de øvrige stasjonene på Helgeland, der sum nytt forbruk begrenses av kapasiteten inn til området.

Tiltaket gir også kapasitet til mye ny kraftproduksjon, og dersom Sjonfjellet vindkraftpark realiseres vil den kunne tilknyttes som en produksjonsradial mot Rana.

Tiltaket tilrettelegger også for en fremtidig nettförsterkning videre nordover.

Steg 4



Figur 23: Konsept 1 steg 4 - Spenningsoppgradering til 420 kV sørover til Midt-Norge (forsert).

I steg 4 spenningsoppgraderer vi dagens 300 kV forbindelse Nedre Røssåga - Marka - Trofors - Tunnsjødal til 420 kV. Grunnet lange avstander vil det sannsynligvis være rasjonelt å gjennomføre dette i flere trinn, mens selve spenningshevingen vil skje samlet for å unngå å flytte på autotransformatorer i flere runder.

Det er ikke avklart hvorvidt Trofors stasjon vil reinvesteres og oppgraderes til 420 kV, og det vil gjøres egne studie av dette utenom denne KVUen. Bakgrunnen for dette er det svært lave utvekslingsbehovet i Trofors. Videre er løsning i Namsskogan og forsyning til Kolsvik ved oppgradering til 420 kV ikke avklart, og det vil gjøres egne

vrderinger av dette. Utviklingen i Trofors vil ses i sammenheng med de behovet i Hattfjelldal og Kolsvik-området. I investeringskostnadene er det foreløpig lagt inn én ny stasjon mellom Marka og Tunnsjødal.

Tiltaket er anslått å kunne være i drift til 2038, men dette er avhengig av flere forhold bl.a. utviklingen av behovet for ny kapasitet samt myndighetsbehandlingen. Dersom det skulle vise seg å bli utfordrende å få realisert kapasitetsøkning til Sverige, vil det være aktuelt å fremskynde tiltakene for kapasitetsøkning sørover i Norge. Dette vil på langt nær gi like stor kapasitetsøkning, men kan da likevel være rasjonelt for å få noe økt kapasitet inn til området raskere.

Dersom forbruksøkningen skulle bli lavere enn det vi forventer, vil oppgraderingen kunne utsettes i tid og gjennomføres ved nødvendig reinvesteringstidspunkt, anslått til 2048.

Tiltaket vil gi ytterligere kapasitetsøkning inn til Helgeland på ca. 400 MW, ut over det vi oppnådde i steg 2 med spenningsoppgraderingen mot Sverige. Totalt gir steg 4 sammen med steg 2 en kapasitetsøkning inn til Helgeland på ca. 1100 MW.

Tiltaket vil også gi betydelig økt kapasitet inn til Marka med ytterligere ca. 1400 MW, ved at vi nå får tre 420 kV ledninger inn til Marka. Dette forutsetter at transformeringskapasiteten i stasjonen ikke begrenser. Tilgjengelig kapasitet til nytt forbruk under Marka må imidlertid ses i sammenheng med nytt forbruk under de øvrige stasjonene på Helgeland, der sum nytt forbruk begrenses av overføringskapasiteten inn til området.

Radial til Sjonfjellet dersom vindparken realiseres



Dersom Sjonfjellet vindkraftverk realiseres vil vindkraften i konsept 1 mates radielt inn til Rana. Det vil være en ca. 40-45 km produksjonsradial være kundespesifikt anlegg, som bygges, eies og driftes av vindkraftaktøren.

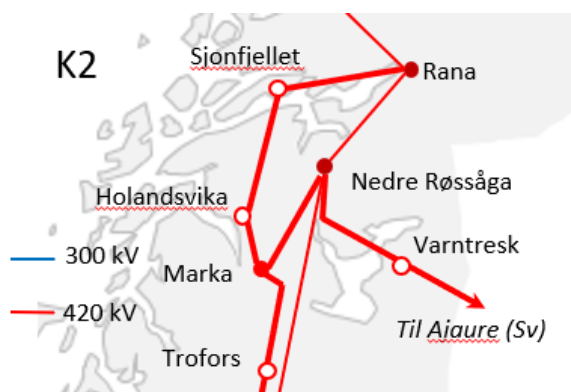
Figur 24: Ny produksjonsradial til Sjonfjellet vindkraftverk dersom denne skal realiseres. Kundespesifikt anlegg.

4.4 Konsept 2: Ytre korridor i tillegg til spenningsoppgradering til 420 kV

Konsept 2 omfatter en ny 420 kV forbindelse i en ytre korridor mellom Rana og Marka, som ikke tilknyttes i Nedre Røssåga. Konseptet medfører fjordspenn over Ranfjorden.

Vi oppgraderer Marka stasjon fra 300 kV til 420 kV og etablerer økt transformeringskapasitet. Dette øker overføringskapasiteten internt på Helgeland.

I tillegg forskutterer vi, som i konsept 1, å oppgradere dagens 220 kV ledning fra Nedre Røssåga til Ajaure og Grundfors i Sverige (SE2) til 420 kV, og dagens 300 kV ledninger fra Nedre Røssåga til Marka og videre sørover til Tunnsjødal (NO3) til 420 kV. Dette gir økt overføringskapasitet inn til / ut fra Helgeland.



Figur 25: Konsept 2 med ny ytre 420 kV forbindelse mellom Marka og Rana, i tillegg til spenningsoppgraderinger til 420 kV til Sverige og sørover til Midt-Norge.

Konsept 2 gir økt kapasitet på inn til og ut av Helgeland, og legger godt til rette for ny vindkraft

Konsept 2 gir økt overføringskapasitet på Helgeland omtrent som for konsept 1. Som i konsept 1 får vi et tettere sammenkoblet nett i området som blir betydelig sterkere og mer robust. Nytt forbruk og ny produksjon kan tilknyttes i alle transmisjonsnettstasjonene.

Konsept 2 omfatter de samme nettførsterkningstiltakene inn til området som i konsept 1, og kapasitetsøkningene inn til området blir som i konsept 1.

Konseptet legger til rette for tilknytning av nytt industriforbruk i Holandsvika, ved at det kan etableres en stasjon for tilknytning av det nye forbruket på den nye ytre forbindelsen.

Konseptet forutsetter og legger til rette for tilknytning av Sjonfjellet vindkraftverk, ved at det kan etableres en stasjon for tilknytning av vindkraftverket på den ytre nye forbindelsen. En ytre forbindelse er også egnet med henblikk på å tilknytte havvind, der havvind kan tilknyttes i Sjonfjellet og/eller i Holandsvika. Det er imidlertid noe mer sårbart for utfall på den ytre forbindelsen, som vil begrense kapasiteten noe. Årsaken er at Sjonfjellet vindpark vil levere strøm til den ytre forbindelsen, og i sum vil det medføre begrensninger ved utfall av ledninger i ytre korridor.

En ytre forbindelse med stasjon på Sjonfjellet vil legge til rette for en mulig regionalnettstilknytning mot Salten-området. Dette kan være gunstig i forbindelse med at det etableres nytt kraftforbruk i dette området. De planene som nå foreligger for nytt forbruk i dette området er imidlertid ikke av et omfang som tilsier at det trengs forbindelser på transmisjonsnettnivå.

En ytre korridor vil på sikt også kunne muliggjøre andre løsninger og tilpasninger i regionalnettet i ytre strøk på Helgeland. Dette er ikke vurdert nærmere, men en mulig gevinst kan være at 132 kV regionalnettledningen fra Rana til Sjonfjellet saneres og at traséen benyttes til ny 420 kV ledning. Dagens forbruk og planlagt forbruksøkning i ytre strøk er ikke på et nivå som tilsier kapasitet på transmisjonsnettnivå, og dette vurderes derfor ikke å være en begrunnelse for en ytre korridor, men en eventuell mulig tilleggsgevinst.

Konsept 2, som konsept 1, gir betydelig økt kapasitet på Helgeland og inn til området. Konseptet tilrettelegger for mye nytt forbruk i området, og også ny kraftproduksjon.

Med et sterkt 420 kV nett på Helgeland og inn til Helgeland legger vi også grunnlaget for å øke nettkapasiteten videre nordover til Ofoten.

Ledningsstrek	Tidspunkt for (re)investering	Lengde (km)	Nåverdi (re)investeringer i MNOK (2024-kroner)
Nedre Røssåga – Marka	2032	37	-363
Nedre Røssåga – Ajaure	2034	58	-523
Ny ledning Marka - Rana (ytre, inkl. fjordspenn)	2035	87	-774
Marka - Tunnsjødal	2038	142	-1151

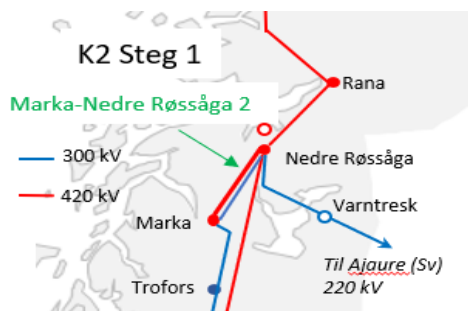
Tabell 8: Forventet reinvesterings- og investeringstidspunkt med kostnad (luftledning) for konsept 2.

Stegvis utvikling for å oppnå rask kapasitetsøkning til Marka og inn til Helgeland og redusere risiko

Konsept 2 kan også utvikles stegvis. Med en slik utvikling oppnår vi å tilpasse nettutviklingen til behovet og redusere risiko. Med dagens behovsbilde er det rasjonelt å så raskt som mulig øke overføringskapasiteten inn til og i Marka, samt å øke nettkapasiteten inn til Helgeland. De to første stegene vil derfor være lik som steg 1 og 2 i konsept 1.

Stegene er beskrevet i det etterfølgende.

Steg 1



Figur 26: Konsept 2 steg 1 - Ny 420 kV ledning mellom Marka og Nedre Røssåga.

I steg 1 vil vi, som i konsept 1, bygge en ny 420 kV-ledning i parallell med eksisterende 300 kV ledning mellom Marka og Nedre Røssåga. Den nye ledningen kan alternativt bygges via Holandsvika, eller eventuelt til Bleikvassli. Dagens 300 kV ledning vil i dette konseptet bestå inntil ny ytre ring er etablert, da vil denne saneres.

Det vises til beskrivelsen av steg 1 i konsept 1.

Steg 2

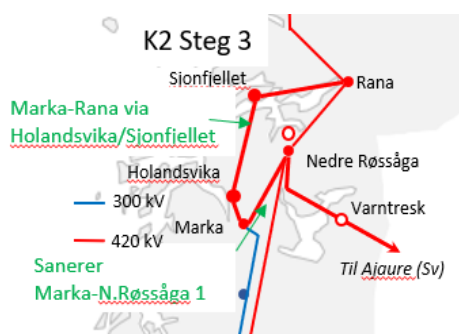
I steg 2 spennings-oppgraderer vi 220 kV ledningen Nedre Røssåga - Ajaure (- Grundfors) til 420 kV for å øke kapasiteten inn til Helgeland. Dette som i konsept 1 steg 2.



Figur 27: Konsept 2 steg 2 – Spennings-oppgradering Nedre Røssåga - Sverige til 420 kV (forsert).

Det vises til beskrivelse av steg 2 i konsept 1.

Steg 3



Figur 28: Konsept 2 steg 3 - Ny 420 kV forbindelse mellom Marka og Rana.

I steg 3 bygger vi en ytre 420 kV forbindelse som går nærmere kysten mellom Marka og Rana, via Holandsvika og Sjonfjellet. Forbindelsen går ikke innom Nedre Røssåga, som i dag er et sterkt punkt i nettet.

Dagens 300 kV forbindelse mellom Marka og Nedre Røssåga rives når den ytre forbindelsen kommer i drift. 300 kV anlegget i Nedre Røssåga saneres og dagens autotransformator 420/300 kV i Nedre Røssåga flyttes til Marka. I Marka vil det frem til steg 4 er gjennomført være både 300 kV og nytt 420 kV anlegg. Det vil vurderes nærmere om det vil være rasjonelt å etablere 420 kV anlegget på ny lokasjon, på grunn av

plassutfordringer i dagens Marka stasjon.

Den ytre forbindelsen er anslått å kunne være i drift til 2035, men dette er avhengig av utviklingen av behovet for ny kapasitet samt myndighetsbehandlingen. Dersom det blir endringer i forbruksplanene eller planene for ny kraftproduksjon som tilsier raskere realisering, vil det være aktuelt å fremskynde dette tiltaket til å gjennomføres samtidig med økt overføringskapasitet inn til Helgeland fra Sverige. Men vi vurderer det som lite sannsynlig at den ytre forbindelsen blir riktig å prioritere før forsterkning inn til Marka (steg 1), det må i så fall være dersom de modne forbruksplanene under Marka skulle bli skrinlagt.

Rana får tresidig innmating med økt kapasitet, både til nytt forbruk og økt produksjonsinnmating. Vi får økt kapasitet til forbruk inn til Rana på ca. 1000 MW, som er litt lavere enn i konsept 1. Inn til Marka vil det med steg 3 være to 420 kV ledninger og én 300 kV ledning (sørover), og vi får økt kapasitet inn til Marka på ca. 400 MW. Dette forutsetter at transformeringskapasiteten i stasjonene ikke begrenser. Mulig tilknytning av nytt forbruk må imidlertid ses i sammenheng med nytt forbruk under de øvrige stasjonene på Helgeland, der sum nytt forbruk begrenses av kapasiteten inn til området. Kapasiteten inn til området øker ikke i steg 3.

I forbindelse med dette steget legges det godt til rette for å tilknytte Sjonfjellet vindkraftverk med tosidig forbindelse til ny stasjon der. En slik stasjon vil være et kundespesifikt anlegg som blir anleggsbidragspliktig.

Dette steget legger også til rette for tilknytning av nytt industriforbruk i Holandsvika, ved å etablere en transformatorstasjon i der. Stasjonen vil være et kundespesifikt anlegg som blir anleggsbidragspliktig.

Steg 4



Figur 29: Konsept 2 steg 4 – Spenningsoppgradering til 420 kV (forsert) sørover til Midt-Norge.

Til slutt vil vi i steg 4 spenningsoppgradere 300 kV forbindelsene mellom Marka og Tunnsjødal til 420 kV.

Avklaring må da gjøres rundt Trofors, Namskogan og Kolsvik, som for konsept 1.

Tiltaket er anslått å kunne være i drift til 2038.

Det vises til beskrivelse for steg 4 i konsept 1.

Dette steget gir økt kapasitet inn til området som for konsept 1.

Tiltaket gir også økt kapasitet inn til Marka ved at det nå blir tre 420 kV ledninger inn til Marka, noe som gir økt kapasitet på ca. 800 MW ut over steg 3. Og det gir også en liten ytterligere økning av kapasiteten inn til Rana med ca. 100 MW. Dette forutsetter at transformeringskapasiteten i stasjonene ikke begrenser. Mulig tilknytning av nytt forbruk i disse stasjonene må imidlertid ses i sammenheng med nytt forbruk under de øvrige stasjonene på Helgeland, der sum nytt forbruk begrenses av kapasiteten inn til området.

4.5 Andre nettførsterkningskonsepter som er vurdert

Konsept 3: Forskuttere nullalternativet - spenningsoppgradering til 420 kV



Figur 30: Konsept 3 - Forskuttere nullalternativet med tidligere spenningsoppgradering av eksisterende ledninger.

Konsept 3 med å forskuttere nullalternativet omfatter å spenningsoppgradere dagens 220 kV forbindelse fra Nedre Røssåga til Sverige og dagens 300 kV forbindelse Nedre Røssåga - Marka - Tunnsjødal til 420 kV så raskt som mulig, og da tidligere enn reinvesteringsbehovet tilsier i hhv. 2043 og 2048. Det inkluderer ingen øvrige nye nettførsterkningstiltak internt på Helgeland. Dette tilsvarer steg 2 og 4 i konsept 1, men steg 4 kommer tidligere enn i konsept 1.

Begge disse forbindelsene vil med økt forbruk være helt sentrale for kraftforsyningen på Helgeland, videre nordover og i Midt-Norge. Det vil i byggeperioden være nødvendig å opprettholde dagens kapasitet, og vi må derfor først bygge nye 420 kV ledninger og deretter rive eksisterende ledninger før endt levetid.

Konseptets omfang og investeringskostnader blir lavere enn i konsept 1 og 2, da det ikke bygges ny 420 kV nord-sør mellom Marka og Rana.

Konseptet gir økt nettkapasitet inn til Helgeland omtrent på nivå med konsept 1 og 2.

I Marka vil konseptet ikke muliggjøre middelsscenarioet på 1000 MW økt forbruk. Konseptet vil gi tosidig forsyning og dårligere forsyningssikkerhet til Marka enn i konseptene 1 og 2. Tressidig forsyning inn til Marka vil være gunstig på grunn av det store omfanget forbruk i området og aluminiumsindustrien i Mosjøen som er svært sårbar for utfall, samt for vedlikehold.

Dersom mye av forbruksplanene på industriområdet i Holandsvika skal realiseres, vil det være rasjonelt å legge ledningen fra Nedre Røssåga til Marka via Holandsvika.

Konseptet gir ikke økt nettkapasitet til Rana, og legger ikke til rette for forbruket iht. middelsscenarioet i Rana. Det legger heller ikke til rette for innmating av mye ny vindkraftproduksjon inn til Rana.

Vi må bygge ny 420 kV ledning før vi river eksisterende 300 kV ledning. Å rive en fullt fungerende 300 kV ledning mellom Marka og Nedre Røssåga, som klart vil ha nytte for å bedre forsyningssikkerheten i Marka, fremstår som lite rasjonelt.

Konseptet gir ikke tilstrekkelig kapasitet i Marka og Rana, og Statnett oppfyller dermed ikke tilknytningsplikten. Konseptet gir også dårligere forsyningssikkerhet til Marka. Konseptet vurderes å gi lavere nytte, være mindre rasjonelt og mindre fremtidsrettet enn konseptene 1 og 2. Vi forkaster konsept 3 som eget selvstendig konsept.

Konsept 4: Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga – Marka og forskuttet spenningsoppgradering Nedre Røssåga – Sverige til 420 kV



Figur 31: Konsept 4 - ny 420 kV ledning Nedre Røssåga - Marka og forskuttet spenningsoppgradert forbindelse til Sverige.

Konsept 4, med ny 420 kV-ledning Nedre Røssåga – Marka og 420 kV fra Nedre Røssåga til Sverige er en delmengde av konsept 1, som bare inkluderer steg 1 og 2.

Konseptets omfang, og investeringskostnadene, blir lavere enn i konsept 1, da vi ikke bygger ny 420 kV mellom Nedre Røssåga og Rana og heller ikke spenningsoppgraderer fra Nedre Røssåga og sørover til Midt-Norge før forbindelsen må reinvesteres i 2048.

Konseptet vil gi økt nettkapasitet inn til Helgeland som følge av økt kapasitet til Sverige, der kapasitetsøkningen blir ca. 700 MW. Med dagens kapasitet gir dette mulighet for å tilknytte rundt 1700 MW nytt forbruk, og konseptet ikke fullt ut oppfylle effektmålet om å muliggjøre 1900 MW nytt forbruk.

Konseptet vil gi økt kapasitet inn til Marka, men mindre enn i konsept 1 og 2, og blir ikke tilstrekkelig for forbruksøkningen i Marka i middelscenarioet. Marka vil ha få tresidig forsyning, noe som er fordelaktig.

Konseptet vil ikke gi økt nettkapasitet til Rana. Det vil dermed ikke muliggjøre nytt forbruk i middelscenario for Rana, og heller ikke tilrettelegge for innmating av mye ny vindkraftproduksjon i Rana.

Spenningsoppgradering til 420 kV fra Nedre Røssåga og sørover i Norge er ikke en del av dette konseptet. Vi vurderer at dette tiltaket er viktig også fordi det er usikkerhet rundt hvor enkelt og raskt det vil være mulig å realisere økt nettkapasitet mot Sverige. Dersom det skulle bli utfordrende å raskt få på plass økt kapasitet til Sverige, vil det bli nødvendig å prioritere å øke kapasiteten sørover i Norge tidligere, selv om dette tiltaket gir lavere kapasitetsøkning og er mindre rasjonelt enn nettfosterkning til Sverige.

Det er stor usikkerhet rundt utviklingen av nytt forbruk og produksjon i området, men dette kan ivaretas ved en trinnvis utvikling av konsept 1. Vi vurderer det som mye mer effektivt å fremme et helhetlig konsept som oppfyller effektmål og krav, og heller justere planene for utviklingen av nytt nett slik at de tilpasses til utviklingen av nytt forbruk og kraftproduksjon. Gjennom en slik tilnærming ivaretar også Statnett tilknytningsplikten.

Konseptet er ikke tilstrekkelig for å muliggjøre effektmålet for tilknytning av 1900 MW nytt forbruk samlet på Helgeland, og gir heller ikke tilstrekkelig kapasitet i Marka og Rana. Statnett oppfyller dermed ikke tilknytningsplikten. Konseptet fremstår som mindre rasjonelt enn konsept 1 og 2. Vi forkaster konsept 4 som eget selvstendig konsept.

Konsept 5: Ny 420 kV ledning Nedre Røssåga – Marka, forskuttet spenningsoppgradering Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal og seriereaktor i Nedre Røssåga



Figur 32: Konsept 5 - Ny 420 kV Nedre Røssåga - Marka og forskuttet spenningsoppgradering fra Nedre Røssåga til Midt-Norge.

Konsept 5 omfatter ny 420 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Marka og spenningsoppgradering til 420 kV av Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal. Dette er i samsvar med steg 1 og 4 i konsept 1, men med tidligere gjennomføring av steg 4. I tillegg inngår en seriereaktor i Nedre Røssåga, med formål å få mer flyt mot Norge og mindre press på forbindelsen mellom Nedre Røssåga og Sverige.

Konseptets omfang, og investeringskostnadene, blir lavere enn i konsept 1, da det ikke inngår spenningsoppgradering til 420 kV fra Nedre Røssåga til Sverige før forbindelsen må reinvesteres i 2043, og heller ikke ny 420 kV mellom Nedre Røssåga og Rana.

Konseptet vil gi noe økt nettkapasitet inn til Helgeland, men kapasitetsøkningen blir betydelig lavere når kapasiteten mot Sverige ikke økes. Oppgradering sørover mot Midt-Norge, uten oppgradering mot Sverige, gir ca. 150 MW økt kapasitet inn til Helgeland. Ved å installere seriereaktor for å styre mer kraftflyt over i det norske nettet kan vi oppnå en ytterligere kapasitetsøkning på ca. 200 MW. Likevel vil det utgjøre bare halvparten av det vi oppnår med spenningsoppgradering mot Sverige. Med en kapasitetsøkning inn til Helgeland på 350 MW vil dette konseptet være langt fra å oppfylle effektmål 1 om å muliggjøre middelsscenario med 1900 MW nytt forbruk.

I dette konseptet, uten økt kapasitet fra Nedre Røssåga til Sverige, går vi glipp av en betydelig markedsnytte i mange år frem til reinvestering av denne forbindelsen. Markedsnyttens (omtales i kapittel 5) er i hovedsak knyttet kapasitetsøkning mellom NO4 (Nedre Røssåga) og Sverige, og konseptet vil dermed ha vesentlig lavere nytte enn konsepter som inkluderer økt kapasitet mot Sverige.

Konseptet gir tilstrekkelig økt kapasitet inn til Marka for middelsscenario. Men uten høyere kapasitetsøkning inn til Helgeland vil det bli begrenset hvor mye nytt forbruk som kan tilknyttes.

En variant av dette konseptet kan være å avvente å spenningsoppgradere mellom Marka og Nedre Røssåga, der det bygges en ny 420 kV ledning. Dersom vi beholder 300 kV i parallell med 420 kV mellom Nedre Røssåga og Marka, men spenningsoppgraderer sørover fra Marka, vil vi også kunne forsyne forbruksøkningen i middelsscenario isolert sett for Marka. Dersom 300 kV ledningen mellom Nedre Røssåga og Marka rives, vil vi imidlertid ikke kunne forsyne en slik forbruksøkning i Marka. Det vil si at spenningsoppgraderingen av 300 kV ledningen mellom Marka og Nedre Røssåga kan avvendes, men at ledningen må reinvesteres senest ved utløpet av levetiden.

Konseptet vil ikke gi økt nettkapasitet til Rana. Det vil følgelig ikke legges til rette for forbruket i henhold til middelsscenario for Rana, og heller ikke legges til rette for innmating av mye ny kraftproduksjon i Rana.

Konseptet møter ikke effektmål 1, da det ikke muliggjør en forbruksøkning på Helgeland samlet i henhold til middelsscenarioet. Konseptet er heller ikke tilstrekkelig for Rana. Statnett oppfyller dermed ikke tilknytningsplikten. I tillegg går vi glipp av en betydelig markedsnytte. Konseptet fremstår som åpenbart mindre rasjonelt sammenlignet med konsept 1 og 2, og forkastes som eget selvstendig konsept.

Andre tiltak som er overordnet vurdert, men ikke funnet aktuelle for å løse behovene på Helgeland

Vi har også vurdert andre tiltak, som vi ikke vurderer som tilstrekkelig til at de kan omtales som egne konsepter med henblikk på å løse behovene på Helgeland. Disse er ikke analysert like grundig, da det i tidlig fase ble helt tydelig at tiltakene ikke var egnet sett i forhold til behovene. Vi beskriver disse kort.

Ny 420 kV kystforbindelse Rana - Tunnsjødal er ikke rasjonelt for å møte forbruksøkningen på Helgeland

En ny 420 kV ledning lenger ut mot kysten mellom Rana og Tunnsjødal, som eventuelt kan gå via dagens Kolsvik stasjon. Dette er en ny korridor som går ytterligere lenger vest og ut på kysten enn forbindelsen mellom Rana og Marka i konsept 2. Spenningsoppgraderingene mot Sverige og sørover i Norge utsettes til behovet for reinvestering inntreffer.

Konseptet gir mulighet for nye tilknytningspunkter på kysten. Det vil kunne etableres nye transmisjonsnettstasjoner for forsyning av forbruket lenger ute ved kysten, noe som muligens kan muliggjøre noen forenklinger i 132 kV regionalnettet langs kysten. Både dagens forbruk og de store forbruksplanene er imidlertid i indre strøk rundt stasjonene i dagens transmisjonsnett. Forbruksplanene langs kysten er relativt sett små i forhold til planene i indre strøk, og er på et nivå som tilsier 132 kV spenningsnivå (regionalnett).

Transmisjonsnett med tilknytningspunkter nærme kysten vil legge til rette for tilknytning av mulig fremtidig havvind. Det blir kortere avstand inn til transmisjonsnettstasjonene enn i spesielt konsept 1.

Omfanget av nettførsterkninger og inngrep blir større enn i konsept 1 og også konsept 2. Det blir lengre ledninger og flere stasjoner. Areal- og miljøinngrepene vil være vesentlig større enn ved å legge ledningene i parallell. En slik ny korridor beslaglegger mer og nytt areal for nye ledningstraseer og eventuelle stasjoner i sårbare kystmiljøer.

En slik forbindelse langs kysten med flere nye 420 kV stasjoner, vil øke kostnadene vesentlig. 420 kV ledninger og nedtransformering har betydelig høyere kostnader enn tiltak i regionalnettet. Et stort antall mulige fjordspenn vil også øke kostnadene og areal- og miljøpåvirkningen.

Det vil ikke være samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge nytt transmisjonsnett for forbruksplanene i ytre strøk. Nytt av et slikt ytre konsept vil være knyttet til eventuell havvind. Da det er stor usikkerhet til om og når dette kommer, ser vi det ikke som rasjonelt å planlegge for dette nå så lenge det ikke samtidig er et rasjonelt konsept for nye forbruksplaner.

Tiltaket gir ikke tilstrekkelig kapasitet inn til Helgeland og heller ikke inn til Marka. For å oppnå effekt målet og muliggjøre forbruksøkning i Marka vil det i tillegg være behov for å forskuttere spenningsoppgradering av forbindelsene mot Sverige og Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal. Med en forskuttering av begge disse tiltakene i tillegg, vil konseptet bli svært omfattende med høye kostnader.

Tiltaket er ikke rasjonelt for å løse behovet og er ikke inkludert i noen av konseptene.

Ny 420 kV Ofoten – Rana – Nedre Røssåga er ikke rasjonelt for å løse forbruksøkning på Helgeland

I Statnetts områdeplan for Helgeland og Salten er en ny 420 kV forbindelse fra Rana inn til Ofoten skissert som et tiltak i trinn 3. Dette primært på bakgrunn av store forbruksplaner nord for Helgeland, i Salten-området og videre nordover i Troms og Finnmark, som vil medføre at det blir begrenset kapasitet inn til dette området. Vi forventer at en slik forbindelse vil bli aktuell på et noe senere tidspunkt for å øke kapasiteten til Salten og videre nordover.

Med forbruksøkningen vi forventer i Salten og også videre nordover, vil tiltaket ha liten nytte med henblikk på for å få økt kraft inn til Helgeland for å muliggjøre en stor forbruksøkning der. En slik ledning vil koble sammen to underskuddsområder.

Uten at det i tillegg gjøres tiltak for å øke kapasiteten inn til Helgeland og inn til Marka, vil dette tiltaket ikke tilfredsstille effektmål 1.

Ny 420 kV Ofoten – Nedre Røssåga vil medføre i underkant av 400 kilometer ny 420 kV ledning, og er et svært omfattende tiltak. Til sammenligning er den samlede lengden av ny 420kV ledning Nedre Røssåga – Ajaure og Nedre Røssåga – Marka – Tunnsjødal om lag 240 kilometer ny ledning.

Tiltaket fremstår som åpenbart lite rasjonelt for å løse utfordringene med mye økt kraftforbruk og et kraftunderskudd på Helgeland. Tiltaket er ikke inkludert i noen av konseptene.

800 kV ledning eller HVDC forbindelse nord-sør vil ikke løse behovet på Helgeland

En ny forbindelse med 800 kV spenning med stor overføringskapasitet krever et naturlig sted å hente overskuddskraft fra. Det er ikke identifisert et slikt naturlig sted hverken i Norge eller i Sverige som tilsier at 800 kV vil være aktuelt. En slik sterk forbindelse kan være egnet for å transportere mye kraft over lengre avstander. Tiltaket vil også betinge et sterkt nett i hvert endepunkt, og det må i tillegg være et sterkt 420 kV nett for å kunne utnytte kapasiteten på en slik forbindelse.

Tiltaket fremstår åpenbart som lite rasjonelt for å håndtere stor vekst i kraftforbruket på Helgeland. Tiltaket er dermed ikke inkludert i noen av konseptene.

En HVDC nord-sør medfører tilsvarende problemstilling som ved en 800 kV ledning og fremstår som åpenbart lite rasjonelt for å håndtere stor vekst i kraftforbruket på Helgeland. Tiltaket er dermed ikke inkludert i noen av konseptene.

Tiltak i regionalnettet vil ikke kunne dekke behovet på Helgeland

Tiltak i regionalnettet er først og fremst relevante for å fordele kraft fra/til transmisjonsnettstasjonene. Slike tiltak vil ikke øke kapasiteten inn til eller ut av området.

En forbruksøkningene på rundt 1900 MW på Helgeland gjør det nødvendig med betydelig økt nettkapasitet inn til området. Dette behovet lar seg ikke løse med nettførsterkninger i regionalnettet (132 kV). Selv om det på noe sikt skulle komme mye ny vindkraftproduksjon, vil dette sammen med nettførsterkninger i regionalnettet ikke kunne dekke behovet.

Videre er de planlagte forbruksøkningene i indre strøk i nærheten av dagens transmisjonsnett så store at det ikke vil være rasjonelt eller mulig å løse behovet med økt kapasitet i regionalnettet alene. Med de store planene i Mosjøen / Holandsvika vil det i så fall kreve flere nye sterke 132 kV regionalnettsledninger inn mot Mosjøen / Holandsvika / Marka fra Nedre Røssåga som er et mye sterkere punkt i nettet enn dagens Marka. Enkle tiltak i regionalnettet som temperaturoppgradering av eksisterende regionalnettsledninger for å oppnå noe økt kapasitet vil være systemmessig gunstig, som supplement til nødvendige nettførsterkninger i transmisjonsnettet.

Også for å løse behovet i Rana vurderer vi at nytt transmisjonsnett er mer rasjonelt enn å bygge nye 132 kV ledninger. Linea vurderer å temperaturoppgradere dagens 132 kV ledninger mellom Nedre Røssåga og Svabo samt mellom Rana og Svabo. Dette vil være enkle tiltak som systemmessig er gunstig og gir litt økt kapasitet, som langt fra alene er tilstrekkelig for å dekke behovet, men som er viktige tiltak i tillegg til økt nettkapasitet i transmisjonsnettet.

Forbruksplanene i ytre strøk er betydelig lavere enn de store industriplanene i indre strøk, og er på et nivå som helt klart er rasjonelt å løse med tiltak i regionalnettet.

4.6 Oppsummering av konseptene – Konsept 1 og 2 tas videre til Alternativanalysen

Måloppnåelsen i konseptene er vurdert i henhold til effektmålene og gjeldende krav, jf. kapittel 3. Effektmålene som konseptene skal oppfylle er:

1. Muliggjøre tilknytning av økt forbruk minimum som angitt i middelsscenario på 1900 MW for Helgeland uten ugrunnet opphold, og uten å redusere forsyningssikkerheten for eksisterende kunder
2. Legge til rette for tilknytning av vindkraft på land og forventet fremtidig havvind utenfor Nordland

I henhold til middelsscenarioet er det behov for økt nettkapasitet inn til Helgeland, og behov for økt nettkapasitet inn til Marka og Rana. Middelsscenarioet er beskrevet i kapittel 2.8, tabell 2 og 3.

Vi har vurdert 5 konsepter i tillegg til nullalternativet. Konseptene oppsummeres i tabell 9. Tallene angir stegene i utbyggingen i de ulike konseptene, slik vi ser dette nå. Dette kan justeres i henhold til eventuelle endringer i behovene.

	K1	K2	K3	K4	K5
Ny 420 kV Nedre Røssåga – Marka	1	1		1	1
Forskuttet reinvestering Nedre-Røssåga – Sverige til 420 kV	2	2	1	2	
Ny 420 kV Nedre Røssåga – Rana	3				
Ny 420 kV Rana – Marka ytre forbindelse		3			
Forskuttet reinvestering Nedre-Røssåga – Marka – Tunnsjødal til 420 kV	4	3	2		2
Seriereaktor i Nedre Røssåga					2

Tabell 9: Oppsummering av de ulike konseptene med hvilke tiltak som inngår og antatt rekkefølge per nå.

Seriereaktor i Nedre Røssåga kan være aktuelt å vurdere nærmere også i dagens nett og i de andre konseptene, for å redusere flyten på 220 kV forbindelsen til Sverige og øke flyten på 300 og 420 kV ledningene i Norge.

Tabell 10 oppsummerer om de ulike konseptene oppfyller effektmålene.

	Null-alt.	K1	K2	K3	K4	K5
Effektmål 1: Muliggjøre middelsscenario med minimum 1900 MW forbruk på Helgeland	×	✓	✓	✓	×	×
Middelsscenario for forbruk i Marka	×	✓	✓	×	×	×
Middelsscenario for forbruk i Rana	×	✓	✓	×	×	✓
Effektmål 2: Legge til rette for ny kraft-produksjon *	×	✓	✓	✓	✓	✓

Tabell10: Oppsummering av om de ulike konseptene oppfyller effektmålene.

Konseptene 1, 2 og 3 oppfyller effektmål 1 med forbruksøkning på minimum 1900 MW samlet for Helgeland. Konsept 5 uten økt kapasitet til Sverige muliggjør mindre forbruksøkning enn konsept 4.

Middelsscenarioet inkluderer tilknytning av 1900 MW i sum for Helgeland, samt 1000 MW nytt forbruk i Marka og 500 MW nytt forbruk i Rana. I middelsscenario vil det sannsynligvis ikke bli en såpass stor forbruksøkning i sum for Marka og Rana, med mindre det også kommer ny kraftproduksjon. Det er imidlertid store forbruksplaner over disse nivåene under begge stasjonene, og stor usikkerhet knyttet til hvor forbruket blir lokalisert. Vi mener derfor at vi, basert på tilknytningsplikten, bør planlegge for dette.

Effekt mål 2 er i tabellen vurdert med tanke på hvorvidt det legges til rette for ny kraftproduksjon i området som helhet, men ikke vurdert i forhold til de enkelte stasjonene. Dvs. at produksjonen mates inn gunstig i forhold til nettinvesteringstiltakene som gjennomføres. Havvind kan mates inn mot flere stasjoner, og kan tilpasses. Mens f.eks. Sjonfjellet vindkraftverk vil forutsette forsterket nett inn til Rana. Konseptene 3, 4 og 5 vil ikke gi kapasitetsøkning inn til Rana. Oppsummert viser mulighetsstudien følgende:

- Konseptene 1 og 2 oppfyller effektmålene og gjeldende krav fullt ut.
- Konseptene 3, 4 og 5 oppfyller ikke effektmålene og gjeldende krav, og vurderes som klart mindre rasjonelle enn konsept 1 og 2.
- Alternativer til nett vil ikke kunne løse behovet eller møte effektmålene og gjeldende krav uten nettforsterkninger. Det vil likevel være et lite, midlertidig bidrag til måloppnåelsen frem til vi får etablert ny nettkapasitet.

Konseptene 3, 4 og 5 har fremstår som åpenbart mindre samfunnsøkonomisk rasjonelle sammenliknet med konsept 1 og 2.

- Forskuttering av nullalternativet (konsept 3) vil ha vesentlig lavere verdi av nytt forbruk grunnet lavere kapasitet til å tilknytte forbruk i Marka og Rana sammenliknet med konsept 1 og 2.
- Konseptene uten rask spenningsoppgradering av Nedre Røssåga – Ajaure (konsept 5) vil gi mye lavere kapasitet og medføre vesentlig tapt markedsnytte og trolig tapt verdi av nytt forbruk som ikke realiseres grunnet mye lavere nettkapasitet og høye strømpriser i NO4.
- Konseptene som kun inneholder Nedre Røssåga – Ajaure og ikke Nedre Røssåga – Tunnsjødal i tillegg (konsept 4), vil ha høy usikkerhet i gjennomføringen, ettersom det er forhold rundt Nedre Røssåga – Ajaure som er usikre og Statnett ikke rår over. Konseptet gir også lavere kapasitet inn til området enn konsept 1 og 2.
- Ingen av de forkastede konseptene har fleksibilitet i gjennomføringen og dermed realopsjoner på samme måte som konsept 1 og 2.
- Konsepter som går i uberørt natur antas å ha høyere natur- og miljøpåvirkning (konsept 2 og 6).

Konsept 1 har god fleksibilitet for å justere plan og investeringene i henhold til utviklingen av behovet, og fleksibiliteten er større enn for konsept 2. Dersom forbruksutviklingen i Rana skulle bli lavere enn i middelsscenarioet vil vi i konsept 1 kunne avvende investering i økt nettkapasitet mellom Nedre Røssåga og Rana (steg 3) inntil behovet oppstår. Dersom forbruksutviklingen for Helgeland totalt og for Marka blir lavere vil vi for begge konseptene kunne avvende reinvestering av 300 kV forbindelsen sørover (steg 4). Begge konseptene gir oss en opsjon til å fremskynde spenningsoppgradering sørover i Norge dersom samarbeidet med Sverige om spenningsoppgradering mot Sverige blir annerledes og vanskeligere enn det fremstår nå.

Vi viderefører konseptene 1 og 2 til alternativanalysen, sammen med nullalternativet for sammenligning. Begge konseptene har høy måloppnåelse og fremstår som samfunnsøkonomisk rasjonelle i tidligfase. Det er liten forskjell på konseptene system- og kapasitetsmessig. Vi redegjør nærmere for konseptenes virkninger opp mot nullalternativet i alternativanalysen.

5 Alternativanalyse og samlet vurdering

I mulighetsstudien identifiserte vi to konsepter internt på Helgeland som vi tar med videre i analysen, Konsept 1 Indre korridor og Konsept 2 Ytre korridor. Disse er vist i figuren til høyre.

I tillegg omfatter begge konseptene spenningsoppgradering av eksisterende forbindelser inn til Helgeland fra Sverige og fra Trøndelag, markert med lilla farge.

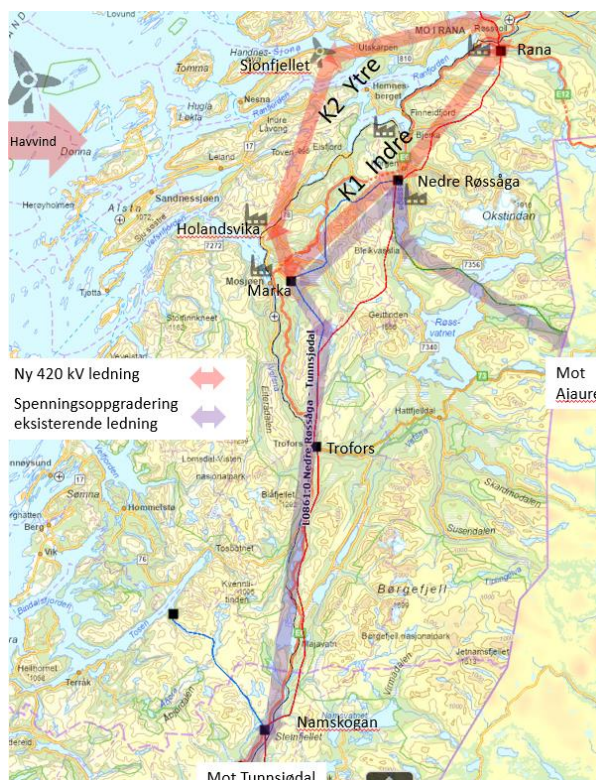
I alternativanalysen kartlegger og verdsetter vi nytte- og kostnadsvirkninger i de ulike konseptene opp mot nullalternativet. Virkningene er grundigere beskrevet i vedlegg 4.

For å kunne anbefale et tiltak, har vi stilt de ulike konseptene opp mot hverandre og vurdert deres nytte og kostnader. Vi vurderer prissatte og ikke-prissatte virkninger med deres usikkerheter. Prissatte virkninger estimeres med nåverdimetoden, mens ikke-prissatte virkninger vurderes etter omfang og verdi som til sammen gir en samlet virkning. Det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltaket er tiltaket der den samlede nytten, fratrukket kostnadene, er vurdert som høyest.

Den samfunnsøkonomiske analysen i denne rapporten benytter metodikk i tråd med krav i Energidepartementets veileder for konseptvalgutredninger (2013), Finansdepartementenes rundskriv (R-109/2014) og Statnetts veileder i samfunnsøkonomiske analyser som bygger på NVEs²⁷ og DFØs veiledere i samfunnsøkonomisk analyse²⁸ Mer informasjon om den samfunnsøkonomiske metoden er gitt i vedlegg 4.

5.1 Vi anbefaler konsept 1 – indre korridor

I tabell 11 har vi sammenstilt kostnads- og nyttevirksomheter for nullalternativet og de vurderte utbyggingskonseptene. Tabellen viser forventningsverdier basert på forutsetninger beskrevet i vedlegg 4. Vi anbefaler konsept 1 – indre korridor fordi det både har lavest kostnader, lavest natur- og miljøpåvirkning, mer verdifulle realopsjoner og lavere usikkerhet enn konsept 2. Nullalternativet vurderes til minst lønnsomt og vil ikke oppfylle tilknytningsplikten.



Figur 33: To konsepter vurderes for økt kapasitet på Helgeland. I tillegg forskutteres spenningsoppgradering til Sverige og sørover i Midt-Norge i begge konseptene.

²⁷ NVE, 2023, Samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/>

²⁸ DFØ, 2023, Veileder i samfunnsøkonomiske analyser <https://dfo.no/fagomrader/utredning-og-analyse-av-statlige-tiltak/samfunnsokonomiske-analyser/veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser>

Utarbeidet: aug, 2024	Nullalternativet	Konsept 1	Konsept 2
[Nåverdi 2024-MNOK]		Indre korridor	Ytre korridor
Prissatte virkninger			
Investeringskostnader		-2 820	-4 010
Re-investeringskostnader Statnett	-2 200	-2 690	-2 400
Økte drifts- og vedlikeholdskostnader		-120	-120
Økt restverdi	840	930	1 100
Sum prissatte virkninger	-1 360	-4 700	-5 430
<i>Differanse til nullalternativet</i>	0	-3 340	-4 070
Ikke-prissatte virkninger *			
Natur- og miljø	0	Liten (-)	Middels (-)
Verdi av nytt forbruk	0	Middels (+)	Middels (+)
Markedsnytte	0	Stor (+)	Stor (+)
Realopsjoner	0	Middels (+)	Liten (+)
Andre beslutningsrelevante forhold			
KVUen er utløst av tilknytningsplikten som nullalternativet ikke vil oppfylle. Etter gjennomførte tiltak vil vi være nærmere målnettet som ble skissert i <i>Områdeplanen Helgeland og Salten (2023)</i> . Utbyggingsalternativene følger Statnett sin strategi om å oppgradere transmisijsnett til 420 kV. Begge konseptene vil tilrettelegge ny produksjon samt videre nettutvikling i området og tilgrensende områder.			
Vurdering av usikkerhet			
Konsept 2 har høyere usikkerhet i investeringskostnader enn konsept 1 grunnet traselengde og antall forventede fjordspenn. Usikkerheten i natur- og miljøkonsekvenser er også noe større for konsept 2 ettersom det i større grad bygges i nytt terreng. Markedsnytt og verdien av nytt forbruk forutsetter at store mengder nytt forbruk etableres som angitt i middelsscenarioet.			
Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet	3	1	2
* Skala er 0-liten-middels-stor, med (+) eller (-) retning. Ikke-verdsatt indikerer kun retning, størrelse er ikke vurdert.			

Tabell 11: Oppsummering av prissatte og ikke prissatte virkninger. Alle priser i MNOK og nåverdi.

Nullalternativet oppfylder ikke tilknytningsplikten

Nullalternativet skal representere en forsvarlig videreføring av dagens situasjon, og tilrettelegger ikke for vesentlige endringer i forbruks- og produksjonsmengder. Kapittel 4 inneholder en mer utførlig beskrivelse av nullalternativet.

Nullalternativet medfører reinvesteringer på om lag 2,2 mrd. NOK i netto nåverdi over en 40-årsperiode. Nullalternativet er vesentlig mindre kostbart enn de to alternative konseptene, noe som skyldes både at reinvesteringene kommer sent i analyseperioden og at det ikke omfatter tiltak for kapasitetsøkning internt på Helgeland. Reinvesteringene er kostnader for å erstatte eksisterende ledninger og stasjoner som er nødvendig for å opprettholde forsyningssikkerheten i området. Vi forutsetter at anleggene reinvesteres på 420 kV spenningsnivå.

På nyttesiden vurderer Statnett at nullalternativet vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt da verdien av å opprettholde transmisijsnettets funksjon er høy. Nytt av transmisijsnett gjennom en hel landsdel, som legger til rette for om lag 7-8 TWh produksjon og 6 TWh forbruk i tillegg til transittfunksjonen, må kunne antas at overstiger om lag 1,4 milliarder NOK i netto nåverdi som er summen av de prissatte virkningene i nullalternativet.

Det man imidlertid går glipp av i nullalternativet sammenliknet med konseptalternativene er verdier knyttet til realisering av nytt forbruk, realopsjoner og markedsnytte. Denne tapte nytten henger sammen med at det vil være en begrenset økning i overføringskapasitet som følge av reinvesteringene i nullalternativet. Spenningsoppgradering fra 300kV til 420kV vil gi noe økt kapasitet, men ikke i et volum og i et tidsperspektiv som vil kunne tilknytte størsteparten av forbruket i middelsscenarioet. I tillegg vil ikke nullalternativet gi kapasitetsøkning i Rana eller i nærheten av tilstrekkelig kapasitetsøkning i Marka sammenliknet med forespørslene i middelsscenarioet. Reinvesteringene kommer også vesentlig senere enn i de øvrige konseptene. Spenningsoppgraderingen av Nedre Røssåga – Ajaure vil eksempelvis ikke

realiseres før i 2043 i nullalternativet. Konsekvensen er at i nullalternativet vil det ikke kunne realiseres særlig mye forbruk utover de 1000MW (delvis på vilkår) som kan tilknyttes i dag før etter 2043. Dette gjelder også for realisering av markedsnytt. Dette er halvveis ut i analyseperioden.

Utover verdiene det nye forbruket kan representere har også Statnett tilknytningsplikt. Vi skal kunne tilknytte kunder som ønsker tilknytning uten ugrunnet opphold. Som vist i kapittel 0, har Statnett p.t. både modne saker i kø, og umodne eller ubehandlede saker, som vi er pliktig til å kunne tilby tilknytning til nettet. Vi har forespørsler om over 2300 MW forbruk som vi i dag ikke har mulighet til å reservere kapasitet for.

Dersom Statnett velger nullalternativet, kan vi ikke tilby disse aktørene tilknytning uten ugrunnet opphold. Dette medfører at nullalternativet ikke er valgbart med mindre Statnett søker unntak fra tilknytningsplikten - noe som kun innvilges i ekstraordinære tilfeller. Dette vurderer vi at det ikke er grunnlag for. Det er ikke noe som tilsier at tilknytningsforespørslene er ekstraordinært samfunnsøkonomiske ulønnsomme. Vi vurderer likevel nullalternativets lønnsomhet opp mot konsept 1 og 2 i kapittel 5.4.

Lavest investeringskostnad ved konsept 1 indre korridor

De prissatte kostnadene (i nåverdi) ved indre korridor er ca. 730 MNOK lavere enn ved ytre korridor. Hovedforskjellen mellom konseptene er at ytre korridor forutsetter en ny transmisjonsnettstasjon på Sjonfjellet. Dette øker investeringskostnadene med om lag 750 MNOK. Samtidig økes restverdien med om lag 175 MNOK samlet i konsept 2. Det er også noen mindre forskjeller i lengde på ledningene og noen fjordspenn i konsept 2 som utgjør den resterende forskjellen.

Konsept 1 vil ha lavere kostnad enn konsept 2 også dersom Sjonfjellet realiseres umiddelbart

For å vurdere om Indre korridor fortsatt ville vært det mest rasjonelle valget forutsatt at det kommer vindkraft med 100% sannsynlighet, har vi også sett på investeringskostnadene i konsept 1 inkludert en produksjonsradial fra Rana til Sjonfjellet. Radialen har en anslått kostnad på om lag 430 MNOK i nåverdi. Avbruddskostnadene er vurdert til å være i størrelsesordenen 10 MNOK i netto nåverdi. Konsept 1 med radial til Sjonfjellet vil da fortsatt ha lavere kostnad enn konsept 2.

Den økte restverdien er noe høyere for konsept 2 enn 1

Økt restverdi er anslått ved hjelp av lineær avskrivning av investeringene og reinvesteringene som inngår i nullalternativet og konsept 1 og 2. Tiltakenes investeringskostnader gis en nominell verdi ut fra en antagelse at de har en gitt levetid, og at tiltakets verdi synker lineært gjennom analyseperioden. Restverdien legges så inn i siste år i analyseperioden. Dersom vi hadde hatt et prissatt anslag på nytten som tiltakene ga, ville dette trolig gitt en bedre representasjon av tiltakenes reelle restverdi enn den anvendte metoden.

Generelt sett vil investeringer som er lenger ute i analyseperioden medfører høyere restverdi. Dette er årsaken til at restverdien i nullalternativet er høy, selv om investerings- og reinvesteringsnivået er vesentlig høyere i konsept 1 og 2. Den økte restverdien sammenliknet med nullalternativet er noe høyere i konsept 2 enn 1 på grunn av høyere investeringskostnader.

Areal- og miljøpåvirkninger er i favør av konsept 1 indre korridor

Det er gjort innledende vurderinger av areal- og miljøpåvirkninger for konsept 1 og 2. Dette er geografiske analyser basert på eksisterende underlag, og kartanalyser som avdekker påvirkningen på ulike økosystemtjenester. Dette er forhold som vil belyses mye grundigere i senere meldings- og konsesjonsprosess.

Vi vurderer at areal- og miljøpåvirkning taler for konsept 1 indre korridor. Den største forskjellen mellom konseptene er at konsept 1 indre korridor i mye større grad går i parallell med eksisterende infrastruktur (kraftledninger og veier) med samlokalisering av inngrep, mens konsept 2 ytre korridor går i mer uberørt natur med nytt fjordspenn og større eksponering i kystlandskapet.

Konsept 1 indre korridor vil med radial til Sjonfjellet få økt negativ påvirkning. Med radial vil konseptet samlet sett ha en nesten like lang trasé som konsept 2 ytre korridor. I en slik situasjon ville konseptene hatt om lag lik negativ påvirkning på areal- og miljø. Uten radial vurderes konsept 1 til å ha mindre negative påvirkninger på areal- og miljø enn konsept 2 ytre korridor.

Grunnet stor bredde på buffersonen i analysen, og muligheter for tilpasninger i kommende traséplanlegging, må vi anta at konflikter innenfor mindre verneområder, kulturminner og arealmessige begrensede viktige naturtyper, vil kunne unngås eller reduseres når traséen prosjekteres.

Samlet vurdering

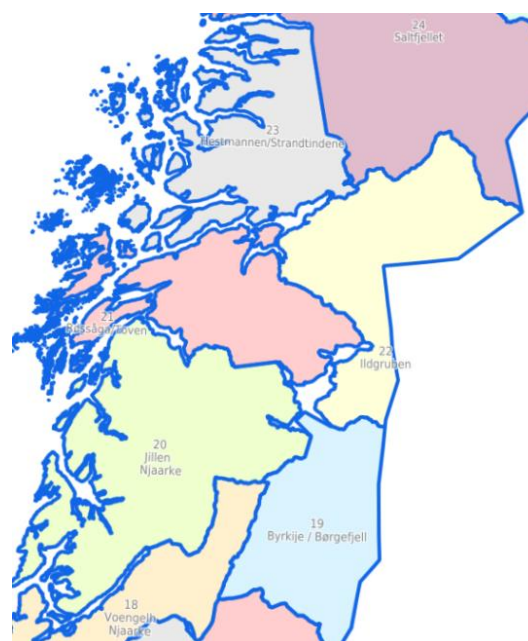
Basert på disse vurderingene vurderer vi at særlig omfanget, men også i noe grad verdien av areal- og miljøpåvirkningene vil være større i konsept 2 enn 1. Den samlede vurderingen av virkningen er satt til liten (-) i konsept 1 og middels (-) i konsept 2 sammenliknet med nullalternativet.

Konsekvenser for reindriften må utredes grundig i meldings- og konsesjonsprosessen

Både konsept 1 indre korridor og konsept 2 ytre korridor vil berøre flere reinbeitedistrikter. Konsept 1 indre korridor vil berøre distrikt 20 Jillen Njaarke, distrikt 21 Røssåga/Toven og distrikt 22 Ildgruben, mens konsept 2 ytre korridor i tillegg vil berøre distrikt 23 Hestmannen/Strandtindene. Ut fra kartoversikter fremgår det at omtrent hele Helgeland brukes til ulike årsbeiter eller er kalvingsområder. Det vil derfor sannsynligvis være vanskelig å finne løsninger hvor vi kan unngå å berøre reindriftnæringen. Imidlertid har vi tro på at det bør være mulig å finne traséer der konsekvensene er akseptable, gjennom god dialog med berørte reinbeitedistrikter.

Det er per nå, på dette konseptstadiet, vanskelig å si noe entydig om det ene konseptet har mindre konsekvenser for reindriftnæringen enn det andre. Konsept 1 indre korridor går i stor grad parallelt med eksisterende infrastruktur (kraftledninger og veier), og i utgangspunktet vil vi anta at en samlokalisering av inngrepene vil gi minst negative konsekvenser for reindriften. Vi unngår da inngrep i mer uberørte områder.

Konsekvensene for reindriften vil være avhengig av flere forhold, ikke minst helt konkrete traséer og mastplasseringer og -høyde. På dette konseptstadiet er virkningene av dette ikke vurdert. Før vi kan si noe tydelig om konsekvensene for reindriften er det nødvendig å gjøre grundigere konsekvensvurderinger og å ha nærmere dialog med de berørte partene for å få økt innsikt i forholdene i de aktuelle områdene.



Figur 34: Oversikt over reinbeitedistrikter på Helgeland.

Verdien av nytt forbruk er lik i de to konseptene

Av aktørene som har etterspurt økt kraftforbruk på Helgeland, er om lag to tredjedeler hydrogen- og ammoniakkprodusenter. De resterende som har forespurt om tilknytning er nesten utelukkende industriforbruk og oppdrettsnæring. Til sammen utgjør det så store mengder at Statnett forventer en betydelig forbruksøkning i området mot 2030. I middelsscenario anslår Statnett at om lag 1900 MW nytt forbruk vil realiseres.

Sammenliknet med et nullalternativ kan om lag halvparten av dette tilknyttes i dagens og planlagt nett. Opp mot 700 MW nytt forbruk kan også tilknyttes i 2043-48 når reinvesteringene i kraftledningene til Sverige og Midt-Norge er på plass. Dette medfører at en stor andel forbruk vil få utsatt tilknytningen sin, mens om lag 200 MW ikke kan bli tilknyttet i det hele tatt. Basert på dette vurderer vi omfanget av virkningen til middels positiv for konsept 1 og 2.

Statnett har lite konkret informasjon om den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket. Vi legger til grunn at bedriftene som etablerer seg i området forventer positiv avkastning på sine investeringer. Generelt sett vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten kun øke dersom lønnsomheten er høyere enn ved alternativ bruk av ressursene. Etersom det ikke eksisterer en faglig anerkjent metode for å anslå lønnsomheten av den alternative ressursbruken, er det vanskelig å konkludere på hvor stort det samfunnsøkonomiske bidraget er. Vi vurderer likevel at den forventede forbruksøkningen vil øke den samfunnsøkonomiske verdien sammenliknet med en alternativ ressursanvendelse. Andelen ny industri og oppdrett, som med rimelighet kan forventes å ha høy avkastning, trekker opp. Den gjennomsnittlige verdien vurderes til middels.

Samlet vurdering

Oppsummert ser vi ikke at verdien av nytt forbruk vil ha noen effekt på valg av konsept, da virkningen er omtrentlig lik for både indre og ytre korridor. Begge konseptene tilrettelegger for omtrent samme kapasitet av nytt forbruk i tråd med middelsscenarioet. Virkningen er vurdert til middels (+) for begge konseptene sammenliknet med nullalternativet.

Stor markedsnytte i begge konseptene

Markedsnyttan av nettførsterkningene internt på Helgeland må sees i sammenheng med nettkapasiteten mellom NO4, SE2 og NO3. Realisering av mye nytt forbruk på Helgeland er avhengig av nettførsterkninger inn til og internt i området for at kraften skal flyte dit den trengs og markedsnyttan realiseres. I situasjoner hvor mye nytt forbruk på Helgeland medfører store flaskehalsar og prisforskjeller, vil forsterkninger på Helgeland dermed gi markedsnytte av betydning. Vi har valgt å avgrense vurderingen av markedsnytte til kun å gjelde Nedre Røssåga – Ajaure da det er spenningsoppgraderingen av denne strekningen som vil realisere klart størst markedsnytte.

Det vil bli en betydelig markedsnytte som følge av spenningsoppgraderingen mellom Nedre Røssåga og Ajaure. Dette er indikert i figur 35 under, som viser endringen i kraftflyt mellom prisområdene NO4 (Helgeland) og SE2 før og etter spenningsoppgradering av nettet mellom Nedre Røssåga og Grundfors i Sverige. Det er her forutsatt et økt forbruk på Helgeland i henhold til middelsscenarioet. Den blå linjen viser vesentlige kapasitetsbegrensninger med dagens 220 kV-nett. Begrensningene blir i stor grad løst gjennom en spenningsoppgradering til 420 kV, selv om noen flaskehalsar også vil gjenstå med høyere kapasitet.

Med dagens kapasitet inngår også Nedre Røssåga-Ajaure i flere begrensende snitt. En forsterkning av denne forbindelsen vil derfor også bidra til bedre kapasitetsutnyttelse av de øvrige forbindelse med Sverige nord og sør for Helgeland (fra Ofoten og NO3)

Det er ingen nevneverdig forskjell i markedsnytte mellom de to konseptene for forsterkning internt på Helgeland. Kapasitetsøkningen ved de to konseptene blir på samme nivå og flaskehalsene i nettet internt på Helgeland vil reduseres i både konsept 1 og 2. Omfanget av markedsnyttens vurderes til Stor positiv.

Den potensielle markedsnyttens knyttet til oppgradering mot Sverige til 420 kV er også tydelig i de estimerte kraftprisene. Prisene i de relevante prisområdene er vist i figur 36, før og etter en nettutbygging tilsvarende konsept 1 og 2. Det er lagt til grunn middelsscenario med 1900 MW økt forbruk på Helgeland. Prisforskjellen mellom NO4 og SE2 er i markedsmodellen (Samnett) simulert til å være noe over 190 EUR/MWh med dagens nettkapasitet, og i underkant av 20 EUR/MWh med nettførsterkningene gjennomført (spenningsoppgradert nett fra Nedre Røssåga til Grundfors i Sverige (SE2) og sørover til NO3). Dette reflekterer at spenningsoppgraderingen vil gi betydelig reduserte flaskehals og stort potensial for økt markedsnytte gjennom. Verdien av markedsnyttens er vurdert til Stor.

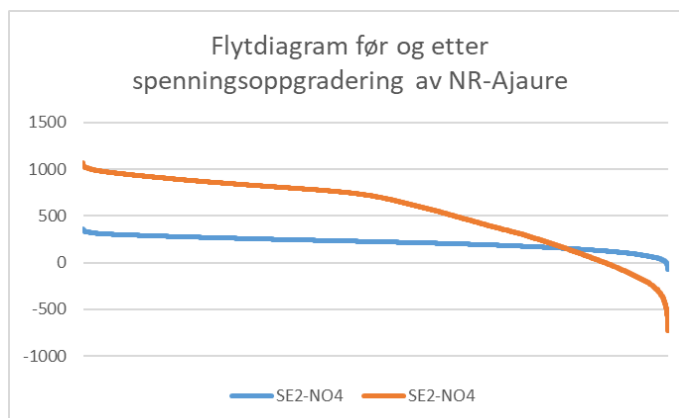
Samlet vurdering

Oppsummert er markedsnyttens tilnærmet lik for begge konseptene, og er dermed ikke i favør av hverken konsept 1 eller 2. Den ikke-prissatte størrelsen for markedsnyttens er vurdert til Stor (+) i begge konseptene.

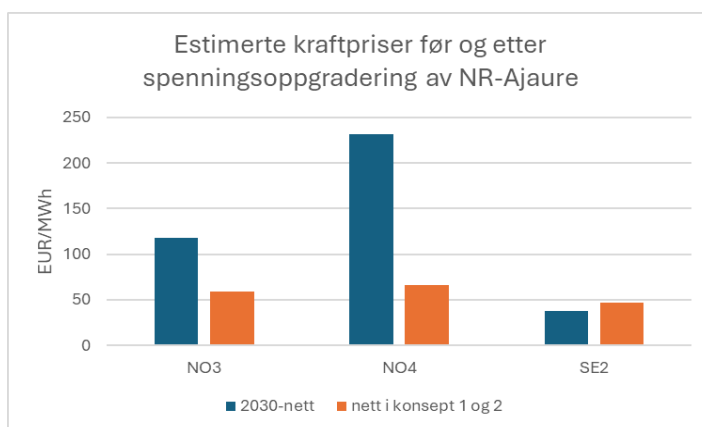
Indre korridor har større fleksibilitet i gjennomføringen og begge konseptene muliggjør vindkraft

Som beskrevet i mulighetsstudien er konseptene satt sammen av flere trinn. Begge konseptene har dermed realopsjoner ved at vi kan bygge ut konseptene trinnvis.

Konsept 1 har noe større fleksibilitet i utbyggingen av konseptet enn konsept 2. Ved endringer i forventet mengde forbruk og/eller produksjon, vil vi kunne bruke denne informasjonen til å redusere eller øke tempoet i planleggingen og utbyggingen. Konsept 1 gir mulighet til å tilpasse videre utbygging av transmisjonsnettet i større grad enn konsept 2, hvor vi er bundet til å bygge hele den ytre ringen i en sekvens. Dette medfører at man eksempelvis i konsept 1 kan reinvestere 300kV-ledningen Nedre



Figur 35: Varighetskurve for simulert kraftflyt (Samnett) mellom NO4 og SE2 (Nedre Røssåga – Ajaure). Positive verdier er kraftflyt inn til Helgeland.



Figur 36: Kraftpriser simulert (Samnett) i NO3, NO4 og SE2 før og etter nettutbygging i henhold til konsept 1 og 2. Det er lagt til grunn en forbruksøkning i henhold til middelsscenario.

Røssåga – Marka uten å bygge ny 420kV-ledning Nedre Røssåga – Rana, hvis det likevel ikke skulle bli mye økt forbruk i Rana. Begge konseptene innehar muligheten til å utsette trinn 3 og 4 dersom forbruksutviklingen blir lavere enn forutsatt i middelsscenarioet.

At konseptene kan reduseres i størrelse, øker realopsjonsverdien av begge konseptene. Det gjør at vi i større grad kan tilpasse hvor omfattende konseptene skal være når vi får mer informasjon om forbruksveksten. Dette reduserer risikoen for overinvesteringer.

I tillegg til realopsjonsverdien knyttet til fleksibilitet, har begge konseptene en realopsjon for mulig tilknytning av vindkraft. Vi vurderer at konsept 1 har middels positivt omfang, mens konsept 2 har lite, positivt omfang.

Når vi har vurdert verdien av realopsjonene har vårt utgangspunkt vært lønnsomheten av utsettelsene av nettiltakene og lønnsomheten av utbyggingen av mulig vindkraftproduksjon med tilhørende nettilknytning.

Verdien av å eksempelvis utsette trinn 3 og 4 med 10 år i konsept 1, er anslagsvis 500 MNOK i reduserte investeringskostnader samlet. Dette er et eksempel for å indikere størrelsen på hva realopsjonen kan være verdt i nåverdi, forutsatt at forbruksutviklingen i liten grad utvikler seg som i middelsscenarioet.

Lønnsomheten av vindkraft i området vil være avhengig av strømprisen, som igjen vil påvirkes av forbruket i prisområdet. Dersom forbruksutviklingen i området utvikler seg i tråd med middelsscenarioet, er det rimelig å anta at det kommer mer produksjon i området og at denne vil være samfunnsøkonomisk lønnsom. I konsept 2 er de ytterligere investeringskostnadene ved tilknytning av vindkraft lavere ettersom vi allerede har bygget en ytre ring med en transmisjonsnettstasjon som er nærmere enn for indre konsept. Dette medfører at realopsjonsverdien for konsept 2 knyttet til vindkraftproduksjon er noe høyere enn for konsept 1.

I en situasjon hvor vindkraften kommer i eksempelvis 2045 istedenfor 2035, vil besparelsen i netto nåverdi av å utsette produksjonsradialen i konsept 1 utgjøre om lag 100MNOK. Dette medfører at Konsept 1 har en ytterligere realopsjonsverdi knyttet til utsettelse av nettinvesteringer som er nødvendig for å tilknytte vindkraften. I ytre konsept vil det være mulig at ledningen og stasjonen må realiseres grunnet forbruksvekst, men produksjonen lar vente på seg. Dette aspektet teller i favør av konsept 1.

Vi vurderer at verdien til begge konseptenes realopsjoner er middels.

Samlet vurdering

I sum vurderer vi at konsept 1 har en ikke-prissatt realopsjonsverdi vurdert til Middels (+), mens konsept 2 har en ikke-prissatt realopsjonsverdi vurdert til Liten (+). Hovedårsaken er at konsept 1 har større omfang av realopsjoner enn konsept 2.

Forsyningssikkerheten er på samme nivå i de to konseptene

Det vil ikke være forskjell i forsyningssikkerheten til forbruket i de to konseptene. Ettersom transmisjonsnettets funksjon som transportkanal vil tilknytninger utover N-1 kun skje på særskilte vilkår. I denne analysen har vi derfor ikke medregnet verdier for forsyningssikkerhet og avbruddskostnader. Basert på de overordnede kvalitative vurderingene vi har gjort under, vurderer vi at disse virkningene ikke vil være relevante for vurderingen av konseptene.

Avbruddskostnader i nullalternativet, konsept 1 og konsept 2 vil gi svært lave verdier i forventning så lenge nettet driftes forsvarlig. Eventuelle store utfall, vil være katastrofale hendelser med meget store kostnader for samfunnet. Sannsynligheten for at dette skjer er lav. Generelt sett er Statnetts standard

feilrater anslått til 1 feil per 100 km 420kV ledning årlig. For at feil skal medføre utfall av forbruk, vil det forutsette eksempelvis enten samtidige dobbeltfeil eller feil under vedlikehold. I disse tilfellene vil forventningsverdien av de samfunnsøkonomiske kostnadene være svært utfordrende å estimere og gi en lav forventningsverdi på grunn av lav sannsynlighet.

Det er også ikke nødvendigvis slik at feil er uavhengig av hverandre – ekstremvær kan eksempelvis treffe et større område og øke sannsynligheten for dobbeltfeil. Avbruddskostnader for slike omfattende hendelser er svært krevende å anslå. Samtidig vil avbruddskostnader på grunn av lav sannsynlighet, som oftest ikke kunne rettferdiggjøre nettiltak alene i forventning, med mindre Statnett drifter med en risiko for enorme utfall som er svært høy sammenlignet med i dag. Dette er ikke aktuelt i Helgeland. Utfall av transmisjonsnettet på Helgeland kan medføre kaskaderende utfall, med konsekvens for store områder i Nord-Norge og i verste fall også Sverige. Vi vurderer det ikke som aktuelt å vurdere konsepter som har en slik risiko for svært store og alvorlige konsekvenser for en hel landsdel.

Vår vurdering er at forventningsverdien av avbruddskostnader i både nullalternativet og de vurderte konseptene kan med rimelighet antas å være så lave at de ikke vil påvirke vurderingen av lønnsomhet mellom konseptene.

Overføringstap

Anslaget på overføringstap er svært sensitivt for flytmønsteret. Flytmønsteret påvirkes av hvilket forbruk som realiseres når og hvor, om hvor kraftproduksjon etableres på sikt, samt kapasiteten i nettet.

Overføringstap vil isolert sett reduseres med økt spenning og kapasitet i nettet, og øke med økt belastning på ledningene. Nettoeffektene av overføringstapene i de vurderte konseptene vil avhenge av hvor mye forbruk som realiseres, hvor forbruket realiseres, når nettiltak blir gjennomført og om/når og hvor ny kraftproduksjon etableres. Konsept 1 og 2 er systemmessig svært like, og det vil ikke være noen vesensforskjell i mengden overføringstap og tapskostnader mellom de to konseptene. Sammenlignet med nullalternativet, og forutsatt en forbruksøkning på 1900 MW, vil de to utbyggingskonseptene gi lavere overføringstap som følge av økt spenning og høyere overføringskapasitet.

Å anslå hva reduksjonen i overføringstapet mellom konseptene og nullalternativet vil være, er utfordrende og tidkrevende. Vår vurdering er at reduksjonen i overføringstapet trolig vil redusere den negative differansen mellom nullalternativet og konseptene, men vil ikke ha påvirkning på vår overordnede anbefaling. Vi har derfor ikke vurdert størrelsen på virkningen i detalj.

De to konseptene kan gi noe ulike muligheter i regionalnettet

Begge konseptene kan muliggjøre at enkelte regionalnettleddninger kan saneres på sikt. Dette vil være aktuelt å vurdere grundigere når regionalnettleddningene har endt levetid og må reinvesteres.

Det vil være aktuelt å vurdere om nye 420 kV ledninger kan benytte deler av eksisterende 132 kV eller 66 kV traséer. For ny ledning i indre korridor kan dette være aktuelt for deler av forbindelsen mellom Marka og Nedre Røssåga via Holandsvika. En 420 kV ledning vil dog være mye større og kreve bredere traséer. Dette har ikke vært mulig å konkretisere nærmere på dette konseptstadiet, men vil utredes i forhåndsmeldingsfasen. Dette vurderes ikke å være betydning for valget av konsept.




En ytre forbindelse med stasjon på Sjonfjellet vil legge til rette for en mulig regionalnettstilknytning mot Salten-området, noe som kan gi en liten tilleggsgevinst knyttet til økt forbruk i dette området.









Forbruksøkningen i ytre strøk eller i Saltenområdet er ikke av et omfang som tilsier kapasitet på transmisjonsnettnivå. Dette vurderes derfor ikke å være av nevneverdig betydning for valg av konsept.

5.2 Usikkerhet

I dette kapittelet ser vi på om usikkerhet kan påvirke rangeringen av de ulike konseptene. Videre ser vi på hvordan usikkerheten i anbefalt konsept 1, kan påvirke lønnsomheten mot nullalternativet.

Usikkerhet i verdsettelse er omtalt under hver enkelt virkning i vedlegg 4. I tabell 12 viser vi hvordan usikkerheten i virkningene påvirker hvilket konsept som kommer best ut. Vi viser hvordan usikkerheten påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i konseptene, og eventuelt hvilken retning usikkerheten peker. For utslag på lønnsomheten har vi brukt følgende fargekode:

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

Virkning	Utslag på lønnsomhet	I favør av	Beskrivelse
Investeringskostnader		Konsept 1	Investeringskostnadene vil ha stort utslag på lønnsomheten, og usikkerheten er på dette stadiet stor. Usikkerheten er noe større i konsept 2 da ytre korridor vil bygges i helt ny trase og vil inkludere fjordspenn. Dette kan drive opp kostnadene.
Drifts- og vedlikeholdskostnader		-	En endring i drifts- og vedlikeholdskostnader vil ha liten betydning for lønnsomheten. Usikkerheten er lik for begge konseptene.
Areal- og miljøvirkninger		Konsept 1	Usikkerheten rundt areal- og miljøpåvirkninger vurderes på dette stadiet som middels. Forventes å være mer utslagsgivende i konsept 2 da det bygges mer i nytt uberørt terreng.
Restverdi		-	En endring i restverdi vil gi lite utslag på lønnsomheten. Usikkerheten i disse kostnadene er lik for alle konseptene.
Verdi av nytt kraftforbruk		-	Verdien av nytt forbruk vil ha stort utslag på lønnsomheten. Usikkerheten er lik for begge konseptene.
Kostnader ved tapt produksjon		-	Kostnader ved tapt produksjon er relativt lik for begge konseptene og vil ikke være utslagsgivende for lønnsomheten.
Nyttevirkninger for regionalnettet		-	Nyttevirkningene for regionalnettet vil være stor, og er lik for begge konseptene.
Markedsnytte		-	Markedsnyttan vil ha stort utslag på lønnsomheten. Usikkerheten er lik for begge konseptene.

Tabell 12: Oppsummering av usikkerhetsvurdering for konsept 1 versus konsept 2.

Investeringskostnader

Det er stor usikkerhet knyttet til investeringskostnadene, som vil kunne 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. Prisstigningen 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 to korridorer, men vi har ikke vurdert eller tatt stilling til nye traséer. De konkrete trasévalgene vil sannsynligvis føre til flere (eller færre) kilometer med ledning enn det som er estimert foreløpig. Terrenget for traséene kan være krevende og gjøre at byggetiden blir lengre enn anslått. Det kan også oppstå flere fjordspenn enn det ene vi har lagt til grunn.

Det er også stor 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, eventuell flytting av stasjon (Marka) og eventuelle nye stasjoner.

Dersom det blir krevende å komme frem til løsninger i reindriftsområdene i samarbeid med reindriften, kan dette gjøre at prosjektet drar ut i tid i forhold til det som nå ligger til grunn. Dette øker kostnaden.

Alle disse momentene vil være med på å påvirke investeringskostnadene.

Areal- og miljøpåvirkning

Trasévalg vil ha stor betydning for hvor og hvordan ulike miljøverdier påvirkes. På dette stadiet er det gjort noe begrenset kartlegging av miljøverdier, men dette er på langt nær tilstrekkelig. Særlig for naturmangfold og kulturminner er potensiale for å avdekke ytterligere verdier i analyseområdet. For friluftsliv, kulturarv og naturmangfold er usikkerheten vurdert som høy, og det er større risiko for at virkningene undervurderes enn overvurderes. Derfor kan miljøpåvirkningene endres når man har spesifisert mer konkret hvor de nye ledningene skal bygges. På dette stadiet vurderes usikkerheten som større for konsept 2.

Begge konseptene vil gå gjennom flere reinbeitedistrikter på Helgeland. Det er ikke mulig å på dette stadium i konseptfasen, der vi kun har skissert korridorer og ikke konkrete traséer, å si noe tydelig om det er mer eller mindre usikkerhet rundt konsekvensene for reindriftsnæringen med ytre eller indre korridor.

Verdi nytt kraftforbruk

Vi vet ikke nøyaktig hvor, når og hvor mye forbruk som vil komme. Dette gjør det vanskelig å si noe konkret om verdien av nytt kraftforbruk. Vi har heller ikke nok informasjon om de bedriftsøkonomiske gevinstene ved nytt forbruk for de ulike aktørene. Likevel antar vi at bedriftene gjør investeringer de vil tjene på og som dermed kan anses som samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det at bedrifter bruker fornybar energi i sine produksjonsprosesser gir en samfunnsøkonomisk gevinst knyttet til redusert klimagassutslipp, gitt at alternativet ville vært å produsere på fossilt brensel.

Markedsnytte

I våre analyser vil oppgraderingen mot Sverige skje samtidig i begge konseptene. Markedsnyttan vil dermed være lik for både indre og ytre korridor da nytten kommer samtidig, og fordi tiltaket er likt i begge konseptene. Siden det vil være et fellesprosjekt med Svenska Kraftnät, der mesteparten av ledningen ligger på svensk side, vil det være større usikkerhet rundt når det vil være mulig å få gjennomført tiltaket.

300 kV-ledningen sørover i Norge er en svært lang og vil ha lang ledetid. I våre analyser vil dette tiltaket være likt og skje samtidig i begge konseptene. Dette gjør at markedsnyttan er lik for både indre og ytre korridor.

5.3 Fordelingsvirkninger og ringvirkninger

Dette delkapittelet omtaler fordelingsvirkninger og ringvirkninger som ikke tas med i vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Vi beskriver det likevel her for å synliggjøre en mulig virkning da det kan være relevant for beslutningstaker [FIN 109/21].

Fordelingsvirkninger

I en samfunnsøkonomisk analyse tillegges nytte- og kostnadsvirkninger like stor vekt uavhengig av hvilken gruppe eller aktør som oppnår nytten eller belastes for kostnaden. Det er likevel nyttig å beskrive

fordelingsvirkningene av tiltaket fordi det gir en bedre beskrivelse av beslutningssituasjonen og kan tillegges vekt i myndighetsbehandlingen. Fordelingsvirkninger oppstår når ulike grupper i samfunnet berøres ulikt av et tiltak. Tiltakene vi har utredet i denne utredningen vil innebære flere fordelingsvirkninger.

En stor del av nytten er knyttet til muligheten for å tilknytte nye og utvide eksisterende forbrukstilknytninger. Verdien av nytt forbruk vil tilfalle eierne av virksomhetene som søker tilknytning.

Høyere forbruk i NO4 generelt gjør at NO4 får lavere kraftoverskudd. Kraftprisene vil dermed gå opp. Produsentene i området vil ved en slik utvikling få høyere kraftpriser og større overskudd. Forbrukerne i det samme området må betale mer enn de gjorde i utgangspunktet og får tilsvarende lavere konsumentoverskudd. Vi kan derfor få fordelingsvirkninger i form av endringer i konsument- og produsentoverskuddet, og påvirkningen vil være lik i alle konseptene unntatt mindre tiltak. Utover endringen i konsument- og produsentoverskudd vil vi få et effektivitetstap sammenlignet med dagens situasjon som følge av høyere kraftpris. En høyere kraftpris vil også kunne gjøre det mer gunstig å bygge ut produksjon, hvilket igjen kan føre til at kraftoverskuddet øker eller kraftunderskuddet reduseres. Dette er en såkalt ringvirkning.

Utbyggingen av Nedre Røssåga – Ajaure vil medføre økt markedsnytte, redusert produsentoverskudd og økt konsumentoverskudd i NO4. Produsentoverskuddet og konsumentoverskuddet vil ha lik effekt som beskrevet i avsnittet over, men med motsatt fortegn. Den økte markedsnyttens er det isolerte, reduserte effektivitetstapet i markedet som oppstår ved lavere pris på kraft. Dette er en nyttevirksomhet som kommer både produsenter og konsumenter til gode.

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 på Helgeland. 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.

Tiltakene som er anbefalt i denne utredningen har en negativ påvirkning på areal og miljø. Videre vil areal- og miljøkostnaden ved tiltakene i hovedsak falle på de som bor, bruker eller har et ønske om å bevare mest mulig urørt natur i nærheten av inngrepene, eksempelvis enkeltpersoner (lokale, turister, etc.) og interesseorganisasjoner. Miljøvirkninger vil være gjenstand for grundig myndighetsbehandling og en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt.

Som hovedregel blir kostnader i transmisjonsnettene fordelt på kundene via nettleien, hvorav forbrukerne betaler størst del. Produksjonsradialen mot Sjonfjellet antas å bli bygget og bekostet av produksjonsaktørene i sin helhet.

Ringvirkninger – nye grønne verdikjeder

Dersom norsk industri skal operere i en verden som når togradersmålet, er det en forutsetning at produksjonen skjer med så lave utslipp som mulig og så raskt som mulig. Grønt hydrogen og ammoniakk er en vesentlig forutsetning for realisering av fossilfri transport og industriproduksjon i Norge og Europa. Netttilknytning er nødvendig for å realisere hydrogen- og ammoniakkproduksjon, og flere av de planlagte hydrogen- og ammoniakkprosjektene på Helgeland har allerede inngått intensjonsavtaler om levering til lokal industrivirksomhet. Å legge til rette for en slik omstilling gjennom nettutbygging vil være nødvendig hvis industrien skal være konkurransedyktig og fortsette å eksistere frem mot 2050 når de i praksis må være utslippsnøytrale

5.4 Begge konseptene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, og konsept 1 er mest rasjonelt

Basert på kunnskapen vi har på dette konseptstadiet vurderer vi at begge konseptene fremstår som samfunnsøkonomisk lønnsomme. Vi vurderer at konsept 1 per nå fremstår som mer rasjonelt enn konsept 2 på grunn av lavere investeringskostnader, mindre areal- og miljøpåvirkning og mer lønnsomme realopsjoner. Det er også mindre usikkerhet knyttet til konsept 1. Vi anbefaler derfor konsept 1 – indre korridor.

Når vi sammenligner konseptene med nullalternativet, ser vi at begge konsepter gir mulighet for økt forbruk i henhold til et middelsscenario på 1900 MW. Det gjør ikke nullalternativet, noe som også er hovedgrunnen til hvorfor vi mener nullalternativet ikke er valgbart.

Vi vurderer at en forbruksøkning ut over middelsscenarioet, som da vil bli en tredobling fra dagens forbruk, er urealistisk uten at det også kommer ny kraftproduksjon i området. Vi mener dermed at ved gjennomføring av ett av konseptene opprettholdes tilknytningsplikten gjennom at vi legger til rette for middelsscenarioet med en forbruksøkning på 1900 MW.

Dersom konseptene skal være mer samfunnsøkonomisk lønnsomme enn nullalternativet, må de positive virkningene være større enn de negative hensyntatt usikkerhet. Felles for begge konseptene er at de muliggjør realisering av store forbruksmengder tidlig i analyseperioden og tilhørende verdiskapning for samfunnet. Markedsnyttens av å bygge ut nettet i takt med forbruksutviklingen er vurdert til å være stor i begge konseptene. Konseptene medfører imidlertid også betydelige investeringskostnader og areal- og naturinngrep.

Sammenligningen mellom nullalternativet og konseptenes lønnsomhet fremstår som en teoretisk øvelse sett fra Statnetts perspektiv. Tilknytningsplikten tilsier at vi må planlegge for å kunne tilby tilknytning til aktørene uten ugrunnet opphold. Det medfører dermed at nullalternativet ikke er et valgbart konsept, og at en slik sammenligning har begrenset relevans, da Statnett er pliktig til å utrede og følge opp mer omfattende nettløsninger enn nullalternativet.

Dersom det er grunn til å tro at konseptene er ekstraordinært ulønnsomme, vil en slik øvelse være nyttig for å vurdere å søke unntak fra tilknytningsplikten. Det er imidlertid ingenting som tyder på at konseptene vi ser på her er ekstraordinært ulønnsomme.

For at konsept 1 og 2 skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme, må merverdien av nyttevirkningene nytt forbruk, markedsnytte og realopsjoner overstige differansen i prissatte virkninger og areal- og miljøpåvirkning mellom nullalternativet og konseptene.

Det er svært utfordrende å anslå verdien av det nye forbruket. I tillegg til usikkerhet rundt hvor mye som blir realisert, kjenner vi ikke lønnsomheten i planene som foreligger og alternativverdien av nettilknytningen prosjektene vil benytte seg av. Det finnes ingen omforent metode for å anslå slike verdier.

Tilknytningsforespørlene inkluderer mye hydrogen- og ammoniakkproduksjon, men også forbruk knyttet til industri og oppdrettsnæring. Førstnevnte kundegrupper er nye næringer som er svært viktig for det grønne skiftet, men som sannsynligvis er avhengig av støtte i starten for å oppnå lønnsomhet over levetiden. For de sistnevnte kundegruppene finnes det bedre data om den omtrentlige lønnsomheten. Det er etter Statnetts syn rimelig å anta at denne andelen av forbruket vil ha høyere avkastning enn den alternative bruken av ressursene med god margin. Dette bidrar til å øke den gjennomsnittlige verdien av nytt forbruk per MW vesentlig.

Markedsnyttene av konsept 1 og 2 avhenger av et sett med usikre forutsetninger. Vi har gjennom flytkurver og prisforskjeller vist at nytten av konseptene kan bli svært stor, men har ikke beregnet konkrete tallverdier da forutsetningene er svært usikre, og vi heller ikke kjenner betalingsviljen til det nye forbruket.

Disse ikke-prissatte virkningene må stilles opp mot ikke prissatte areal- og miljøvirkninger samt forskjellen i investeringskostnader for å vurdere konseptene opp mot nullalternativet. På et meget overordnet nivå fremstår verdien av nytt forbruk som middels (+), der lønnsomheten utover normalavkastning trolig er god, men usikker. Markedsnyttene er vurdert til stor (+). I tillegg kommer realopsjonene konseptene gir. Natur- og miljøvirkningene er anslått som liten (-) for konsept 1, mens den er vurdert til middels (-) for konsept 2.

Statnett vurderer at de positive ikke-prissatte virkningene overstiger de negative ikke-prissatte virkningene og differansen i investeringskostnader, forutsatt en utvikling som i angitt middelsscenarioet. Vurderingen er beheftet med stor usikkerhet da forbruksutviklingen er usikker. Verdien av realopsjonene i konseptene vil derfor være svært viktige for å sikre samfunnsøkonomisk lønnsomhet i den videre oppfølgingen av konseptene.

5.5 Oppsummering – Vi anbefaler konsept 1 Indre korridor

Statnett har gjennomført en alternativanalyse med to konsepter og et nullalternativ. Vi har identifisert og prissatt investeringskostnader, reinvesteringskostnader, økte drifts- og vedlikeholdskostnader og restverdi. Vi har identifisert natur- og miljøpåvirkning, verdi av nytt forbruk, markedsnytte og realopsjoner og verdsatt dem som ikke-prissatte virkninger. I tillegg har vi adressert forsyningssikkerheten, herunder avbruddskostnader, og overføringstapet i de ulike konseptene. De siste to virkningene er ikke verdsatt da vi vurderer at de sannsynligvis vil ha begrenset størrelse og med stor grad av sikkerhet ikke påvirke konseptvalget. Etter en helhetlig vurdering anbefaler vi konsept 1. Konseptet har:

- Lavest investeringskostnader av de to valgbare konseptene
- Bedre realopsjoner for en gradvis utbygging av konseptet.
- Areal- og miljøpåvirkningene vurderes på dette konseptstadiet å være noe lavere for indre korridor, som i hovedsak er samlokalisert med eksisterende infrastrukturinngrep. Dette omfatter også konsekvenser for reindriftsnæringen. Dette er imidlertid forhold som må vurderes mye grundigere, og det er muligheter for tilpasninger i begge konseptene.
- Det er minst usikkerhet knyttet konsept 1. Det vurderes å være noe lavere usikkerhet knyttet til areal- og miljøpåvirkningene, samt investeringskostnader for trasévalg når det i større grad samlokaliseres med allerede utbygd trasé, og vil antageligvis unngå fjordspenn. Usikkerheten og nytten knyttet til markedsnyttene vil være lik i begge konsept.

6 Forutsetninger for en vellykket gjennomføring

Denne utredningen viser at det er behov for å forsterke transmisjonsnettene i og inn til Helgeland for å legge til rette for økt forbruk. Vi anbefaler konsept 1, det vil si ny 420 kV forbindelse i indre korridor mellom Marka, Nedre Røssåga og Rana. Det ligger til grunn at vi også spenningsoppgraderer forbindelsene mellom Helgeland og SE2 og NO3 til 420 kV.

I dette kapitlet tar vi for oss noen elementer som er viktige for en vellykket gjennomføring av nettførsterkningene.

Tiltakene vil utvikles og konkretiseres basert på grundige utredninger

Utredningen anbefaler et konsept med fire steg, som en overordnet systemløsning. I det videre arbeidet vil det gjøres mye grundigere vurderinger og avklaringer av konkrete trasévalg for nye ledninger og utvikling av transformeringsstasjoner. Som grunnlag for dette vil det, i kommende prosjekter, bli gjort grundige vurderinger og gjennomført konsekvensutredninger. Statnett vil i denne fasen ha dialog med berørte parter for å få innspill.

For eksempel vil det vurderes nærmere om dagens Marka stasjon skal utvides eller om det er mer rasjonelt å bygge en ny stasjon på en annen lokasjon. Videre vil vi vurdere nærmere om ny ledning inn til Marka skal gå via Holandsvika, eller mest mulig parallelt med dagens ledning. Dette vil være avhengig av sannsynligheten for at nytt planlagt stort forbruk i Holandsvika vil realiseres. Og det vil være avhengig av både areal- og miljøinngrep, herunder konsekvenser for reindriften, som vi vil vurdere mer i detalj.

Konseptvalgutredningen for Helgeland vil behandles av Energidepartementet, som vil gi sin uttalelse til Statnett. Som en del av denne prosessen vil ED sende utredningen ekstern høring. Innspill gjennom KVU-prosessen, dialog mot regionale nettselskaper og eventuelle føringer i den prosessledende uttalelsen til ED kan påvirke endelig systemløsning.

Videre vil det i forbindelse med myndighetsbehandlingen av meldinger og konsesjonssøknader bli muligheter for å uttale seg om Statnetts planer. Statnett vil først utarbeide en melding som sendes til NVE. NVE avholder en offentlig høring av meldingen slik at berørte interesser på et tidlig stadium kan påvirke hvilke utredninger som må gjennomføres i konsesjonsbehandlingen. I etterkant av dette lager NVE et konsekvensutredningsprogram som Statnett må følge når konsesjonssøknaden utarbeides. NVE avholder en ny høring av selve konsesjonssøknaden. I forbindelse med offentlige høringer avholder NVE møter med berørte kommuner, fylkeskommuner, statsforvaltere og eventuelt Sametinget i områder med samiske interesser. Disse møtene er åpne for alle. Det er finnes mer informasjon om selve konsesjonsprosessen på [NVE sine hjemmesider](#).

God involvering av berørte parter

Netttiltak legger beslag på areal og har innvirkning på areal og miljø. Dette innebærer at mange blir berørt av tiltakene. Det er derfor viktig med god samhandling med kommuner, reindriftsnæring, interesseorganisasjoner, nettselskaper og andre som blir berørt av tiltakene. 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 netttiltakene mer effektiv. Denne involveringen er allerede begynt, spesielt i forbindelse med arbeidet med Statnetts områdeplaner og dialogmøtet for denne konseptvalgutredningen. Vi vil også videreføre kommunikasjonen blant annet i de kommende prosjektene for de aktuelle nettførsterkningstiltakene, og som en del av oppdateringen av områdeplanene i 2024.

Vi ser at det også er viktig med god informasjon til kunder som ønsker kapasitet i nettet om våre planer og fremdrift. Statnett har mye dialog med aktuelle aktører, i samarbeid med de regionale nettselskapene. De regionale nettselskapene er førstelinjekontakten for tilknytninger i sitt nett.

Dialog med reindrift

Det er per nå, på dette konseptstadiet, ikke mulig å si noe klart om konsekvenser for reindriftsnæringen. Samlokalisering av inngrep i tråd med myndighetenes anbefaling vurderes i utgangspunktet som gunstig, men flere forhold kan spille inn. I kommende arbeid med en forhåndsmelding vil det gjøres grundige vurderinger av mulige traséer og det vil være dialog med de berørte reinbeitedistriktene for å få innspill og økt innsikt i forholdene i de aktuelle områdene.

Løsninger og utviklingstrinn kan tilpasses i tid basert på behovene

De løsningene og utviklingstrinnene som er anbefalt er i stor grad basert på de behovene vi nå ser, med gjeldende forbruksplaner og forventninger til ny kraftproduksjon. Det kan fremover komme endringer i dette bildet. Vi vurderer det som lite sannsynlig at dette vil endre konseptene, men det kan bli noen endringer i rekkefølgen av utviklingsstegene og kan påvirke valg av traséer.

Første steg i utviklingen er en ny ledning inn til Marka stasjon fra Nedre Røssåga, og 420 kV i Marka stasjon. Tiltaket er nødvendig å gjennomføre selv om det skulle bli lav forbruksøkningen under Marka. Trasévalg vil være avhengig av sannsynligheten for mye nytt forbruk i Holandsvika.

En sterkere forbindelse mot Sverige vurderes som viktig selv om det skulle bli en mye lavere forbruksøkning enn 1900 MW. Prosesser for mellomlandsforbindelser kan være krevende hvis ikke begge parter ser samme nytte. Dersom det skulle vise seg å bli for krevende eller ta svært lang tid å avklare en forskuttering av spenningsoppgraderingen mellom Helgeland og Grundfors i Sverige, vil vi vurdere å fremskynde spenningsoppgradering av ledninger mot Trøndelag som et tidligere steg.

Forsterkning inn til Rana er skissert som steg 3. Utviklingen i forbruksplanene i Rana-området vil være avgjørende for tidsforløpet for denne nettforsterkningen. Det er også nødvendig at det kommer på plass en løsning for flimmerproblemene. Realisering av Sjonfjellet vindkraftverk vil også være av betydning for tidsløpet og prioriteringen av en ny forbindelse inn til Rana. Selv om vi nå vurderer det som sannsynlig at det er behov for tiltaket, vil vi avvente oppstart av prosjekt for videre planlegging noe.

Steg 4 spenningsoppgradering sørover til Midt-Norge vil kunne utsettes dersom forbruksøkningen blir en del lavere enn det vi har vurdert som sannsynlig, gitt at vi får realisert økt kapasitet til Sverige.

Tiltakene er høyt prioritert hos Statnett, men realisering vil likevel ta tid

Vi har gjort et foreløpig anslag om at tiltakene i anbefalt konsept kan komme i drift i perioden 2032 til 2038:

- Steg 1: Ny 420 kV Marka – Nedre Røssåga og 420 kV i Marka stasjon. I drift 2032.
- Steg 2: Spenningsoppgradering Nedre Røssåga – Ajaure (-Grundfors) (SE2). I drift 2034.
- Steg 3: Ny 420 kV Nedre Røssåga – Rana. I drift 2035.
- Steg 4: Spenningsoppgradering Nedre Røssåga – Tunnsjødal (NO3). I drift 2038.

Tidsplanen må vurderes mye grundigere, og vil ikke minst være avhengig av myndighetsprosessene. Basert på erfaringer kan tidsplanen fremstå optimistisk, men vi har lagt til grunn myndighetens målsetting om raskere ledetider for ny nettkapasitet.

Vi vurderer at det er kritisk å få gjennomført tiltaket i steg 1 raskt. Idriftsettelse i 2032 legger til grunn en rask myndighets- og byggeprosess. Vi mener dette kan være realistisk, da ledningen kun er ca. 40

km, og sannsynligvis i stor grad vil gå i parallell med dagens ledning. Byggeperioden vil være 3-4 år fra konsesjon foreligger.

Steg 2 må først utredes nærmere i samarbeid med Svenska Kraftnät, før vi kan gå videre med planleggingen. Fremdriften vil være avhengig av utfallet av samarbeidet med Svenska Kraftnät og prioriteringen av tiltaket hos dem. Byggeperioden vil være 3-4 år fra konsesjon foreligger. Dersom det skulle vise seg å bli utfordrende å få rask fremdrift på dette tiltaket, vil vi vurdere å fremskynde steg 4.

Steg 3 prioriteres etter steg 1 og 2, og fremdriften vil tilpasses til utviklingen av behovet i Rana. Byggeperioden vil være 3-4 år fra konsesjon foreligger.

Steg 4 er det mest omfattende tiltaket, med nybygging av en lang ledning. Prioritering og fremdrift vil ses i forhold til behovet for kapasitetsøkning. Tiltaket vil fremskyndes dersom steg 2 blir mer krevende enn forventet.

Oppstart av prosjekt så raskt som mulig


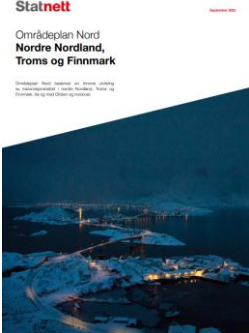



Tempo er viktig for nettførsterkningene vi omtaler her. Det er mange kunder som ønsker tilknytning av planlagt modent nytt industriforbruk. Statnett ser behov for å så raskt som mulig starte prosjekt (BPO) for ny 420 kV ledning Marka – Nedre Røssåga, som et første viktig steg. Tidlig i prosjektet vil vi utarbeide forhåndsmelding, som vil kunne sendes NVE tidligst når OED har gitt sin uttalelse.

Vi ser det også som viktig å intensivere samarbeidet med Svenska Kraftnät for å få startet en prosess for spenningsoppgradering av ledningen mellom Nedre Røssåga og Grundfors på svensk side. Vi har i samarbeid med Svenska Kraftnät planlagt å starte en felles studie i september 2024. Prosesser for nettinvesteringer på tvers av landegrenser tar gjerne lengre tid enn rent nasjonale tiltak.

Gjennomføring som en del av helhetlig plan

Som beskrevet tidligere er transmisjonsnettets på Helgeland også sentralt for kraftutvekslingen nordover i Nordland mot Troms og Finnmark, sørover mot Trøndelag, og med Sverige. Nettførsterkninger på Helgeland er viktig for utviklingen videre nordover og i NO3, der det også er mange planer om mye nytt forbruk. Det er derfor viktig, også av hensyn til øvrige områder, å ferdigstille oppgraderingene på Helgeland så raskt som mulig.

Vedlegg 1: Bibliografi/kildeliste

 <p>Statnett Områdeplan Helgeland og Salten</p>	<p><i>Områdeplan Helgeland og Salten, 2023.</i></p> <p>omradeplan-helgeland-og-salten.pdf (statnett.no)</p> <p>https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/omradeplaner/sogn-til-sunnmore/omradeplan-sogn-til-sunnmore.pdf</p>
 <p>Statnett Områdeplan Nord Nordre Nordland, Troms og Finnmark</p>	<p><i>Områdeplan Nord, 2022.</i></p> <p>omradeplan-nord-2022.pdf (statnett.no)</p>
 <p>Statnett Systemutviklingsplan 2023</p>	<p><i>Systemutviklingsplan, 2023</i></p> <p>Systemutviklingsplan Statnett 2023</p>
 <p>Analyse av transportkanaler 2023-2050 November 2023 Statnett</p>	<p><i>Analyse av transportkanaler 2023-2050</i></p> <p>ATK 2023-2050 (statnett.no)</p>
 <p>Statnett Langsiktig markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2022-2050 Mars 2023</p>	<p><i>Langsiktig markedsanalyse 2022-2050</i></p> <p>https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf</p>

Vedlegg 2: Tilknytningsforespørsler

Produksjonsforespørsler

Statnett stasjon	Regionalnett stasjon	Forespurt volum (MW)	Statnetts kunde	Navn på prosjekt	Type produksjon	Status
Varntresk	Direkte tilknytning	65	Krutåga Kraft	Krutåga Kraftverk	Vann	Kapasitet bestilt
Rana	Svabo	30	Linea	Svartisdal	Vann	Reservert kapasitet i dagens nett.
Marka	Bleikvassli	9,2	Linea	Stikkelvika	Vann	Reservert kapasitet i dagens nett.
Nedre Røssåga	Fagervollan	19	Linea	Fagervollan Kraftverk	Vann	Reservert kapasitet i dagens nett.
Nedre Røssåga	Bjerka	5	Linea	Vollbekken, Jamtjordsbekken og Melandsbekken.	Vann	Ledig kapasitet i nettet. Kapasitet ikke bestilt, uklar modenhet.
Trofors	Trofors	6,5	Linea	Mølnhusbekken	Vann	Reservert kapasitet i dagens nett.
Kolsvik	Lande	5,5	Linea	Kalklaven	Vann	Reservert kapasitet i dagens nett.

Andre produksjonsplaner

Statnett stasjon	Regionalnett stasjon	Installert effekt (MW)	Navn på prosjekt	Type produksjon	Status
Rana	Ikke avklart	500 MW	Sjonfjellet	Vindkraft	Ikke forespurt
Marka (Holandsvika)	Ikke avklart	223 MW	Kovfjellet	Vindkraft	Ikke forespurt

Forbruksforespørsler

Saker som er reservert og som er plassert i kapasitetskø er rangert i rekkefølge. Øvrige saker er sortert på stasjon.

Statnett stasjon	Regionalnett stasjon	Forespurt volum (MW)	Statnetts kunde	Næring	Status
Marka	Mosjøen	58	Linea	Industri	Reservert kapasitet med særlige vilkår
Nedre Røssåga	Meisfjord	8,7	Linea	Oppdrettsnæring	Reservert kapasitet i dagens nett
Kolsvik	Sømna	2	Linea	Industri	Reservert kapasitet i dagens nett
Kolsvik	Tilrem	5	Linea	Oppdrettsnæring	Reservert kapasitet i dagens nett
Nedre Røssåga	Strendene	2,2	Linea	Oppdrettsnæring	Reservert kapasitet i dagens nett
Nedre Røssåga	Korgen	130 + 130	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Reservert kapasitet i planlagt nett (hvorav 130 MW på særlige vilkår)
Nedre Røssåga	Nesna	17,6	Linea	Oppdrettsnæring	Reservert kapasitet i dagens nett
Nedre Røssåga	---	300	Fortescue	Hydrogen/ammoniakk	Reservert kapasitet i dagens nett
Nedre Røssåga	Plurheia	1,5	Linea	Industri	Reservert kapasitet i dagens nett
Nedre Røssåga	Strendene	10 MW	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Reservert kapasitet i dagens nett
Nedre Røssåga	Strendene	10 MW	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Reservert kapasitet i planlagt nett

Marka	Ø. Røssåga	23	Linea	Datasenter	Kapasitetskø
Marka	Mosjøen	120	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Kapasitetskø
Marka	Mosjøen	75	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Kapasitetskø
Marka	Mosjøen	90	Linea	Industri	Kapasitetskø
Marka	Mosjøen	5	Linea	Transport	Kapasitetskø
Nedre Røssåga	---	300	Fortescue	Hydrogen/ammoniakk	Kapasitetskø
Kolsvik	Tilrem	25	Linea	Oppdrettsnæring	Kapasitetskø
Nedre Røssåga	Leirosen	20	Linea	Datasenter	Kapasitetskø
Nedre Røssåga	Alsten	3,5	Linea	Transport	Kapasitetskø
Rana	Svabo	60	Linea	Industri	Kapasitetskø
Nedre Røssåga	Strendene	10	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Kapasitetskø
Kolsvik		2,5	Linea	Industri	Kapasitetskø
Marka (Holandsvika)	Holandsvika	500	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Kapasitetskø
Marka (Holandsvika)	Holandsvika	300	Linea	Industri	Kapasitetskø
Rana	Svabo	385	Linea	Industri	Bestilling under behandling
Kolsvik	Lande	4,7	Linea	Transport	Ikke moden for kapasitetskø
Kolsvik	Trongsundet	2,6	Linea	Industri	Ikke moden for kapasitetskø
Kolsvik	Trongsundet	1,4	Linea	Industri	Ikke moden for kapasitetskø
Kolsvik	Trongsundet	1,6	Linea	Industri	Ikke moden for kapasitetskø
Kolsvik	Tilrem	3	Linea	Oppdrettsnæring	Ikke moden for kapasitetskø
Kolsvik	Tilrem	1,6	Linea	Transport	Ikke moden for kapasitetskø
Marka	Grytåga	15	Linea	Datasenter	Ikke moden for kapasitetskø
Marka	Strendene	58	Linea	Datasenter	Ikke moden for kapasitetskø
Marka	Holandsvika	5	Linea	Industri	Ikke moden for kapasitetskø
Marka	Grytåga	3	Linea	Datasenter	Ikke moden for kapasitetskø
Marka	Meisfjord	4	Linea	Datasenter	Ikke moden for kapasitetskø
Marka	Alsten	75	Linea	Petroleum	Ikke moden for kapasitetskø
Marka (Holandsvika)	Holandsvika	500	Linea	Hydrogen/ammoniakk	Ikke moden for kapasitetskø
Nedre Røssåga	Mo	5	Linea	Industri	Ikke moden for kapasitetskø
Nedre Røssåga	Plurheia	3,5	Linea	Datasenter	Ikke moden for kapasitetskø
Nedre Røssåga	Finneidfjord	20	Linea	Industri	Ikke moden for kapasitetskø
Nedre Røssåga	Alsten	3	Linea	Oppdrettsanlegg	Ikke moden for kapasitetskø

Vedlegg 3: Kraftsystemanalyser

Det er utarbeidet et eget analysenotat hvor forutsetninger, metoder og resultater er beskrevet, og hvor det er henvist til relevante filer med modeller og resultater. Dette vedlegget er en overordnet beskrivelse av forutsetninger og metoder.

V3.1 Avgrensninger

Området som er vurdert er avgrenset til stasjonene Marka, Nedre Røssåga, Rana og Trofors, samt dagens og framtidige transmisjonsnettledninger mellom disse stasjonene, samt evt. nettførsterkninger i form av nye transmisjonsnettledninger sørfra (Tunnsjødal) og/eller østfra (Sverige).

Nye 420 kV ledninger forutsettes å erstatte dagens 300 og 220 kV ledninger (i de beskrevne målnettene).

V3.2 Nett

Det er tatt utgangspunkt i dagens nett *innenfor området*, med følgende unntak:

- Rana stasjon er utvidet med to ekstra 420/132 kV transformatorer, og "flimmerproblematikken"²⁹ i området er løst.
- Nedre Røssåga stasjon: 300/132 kV transformeringen er skiftet ut med transformering 420/132 kV.

For nettet *utenfor området* er nettutviklingen som er beskrevet i [de respektive områdeplanene](#) (pr. januar 2024) lagt til grunn. Av spesiell betydning nevnes:

- 420 kV Åfjord – Snilldal er etablert (2030)
- 420 kV Surna – Viklandet er etablert (2030)
- 420 kV Aura – Vågåmo er etablert (2030)
- 420 kV Skaidi – Adamselv (Lebesby) er etablert (2030)
- 420 kV Lebesby – Seidafjellet (Varangerbotn) er etablert (2035)
- Back-To-Back mot Finland etablert i Varangerbotn (2035)
- 420 kV Tunnsjødal – Namsos nr. 2 er etablert (2040)
- 420 kV Vågåmo – Oslo er etablert (2040)
- 420 kV Balsfjord – Skillemoen 2 er etablert (2040)

V3.3 Produksjonsøkning på Helgeland overskuddsscenario

For konsept 1 (indre trasé mellom Rana og Marka) er produksjonsøkningen forutsatt matet inn på 420 kV til stasjonene Marka, Nedre Røssåga og Rana (radialer, fordelt med 1/3 på hver).

For konsept 2 (ytre trasé mellom Rana og Marka) er det forutsatt lik innmating mot to stasjoner plassert langs den ytre traséen.

V3.4 Nettmodeller og forutsetninger

I forbindelse med utarbeidelse av områdeplaner i 2023, ble det opprettet en rekke fremtidige basis-case. For å legge til grunn at også områdene rundt Helgeland utvikler seg i henhold til gjeldene planer er disse benyttet som utgangspunkt for de forskjellige stegene i de forskjellige alternativene. Nullalternativet er basert på 2030, ellers er de resterende konseptene basert på 2035 eller 2040. Der det er overlapp er det gjort en vurdering av hvordan konseptet ser ut med to forskjellige omgivende nettstrukturer.

²⁹ Lavfrekvente svingninger i spenning som følge av ståloven til Celsa i Mo industripark.

For underskuddscaset har man tatt utgangspunkt i basiscasene og tunglast, og modifisert disse med en forutsatt lastøkning på 1200 MW fra Salten og nordover, samtidig som produksjon på Helgeland er redusert. Produksjonen fra Salten og nordover er justert opp.

For overskuddscaset har man tatt utgangspunkt i basiscasene og lettlast, noe som innebærer tilnærmet balanse mellom produksjon og forbruk på Helgeland. Produksjonen på Fosen er justert opp til tilnærmet maksimal (rundt 1 500 MW).

V3.5 Sammenheng med Områdeplan *Helgeland og Salten (2023)*

I motsetning til områdeplanen som beskriver tilstanden til mellom Tunnsjødal og Ofoten er denne KVUen begrenset til Helgelandområdet, som i vår analyse er mellom Tunnsjødal og Svartisen. Dette gir en annen tilnærming til beregning av kapasiteter. I områdeplanen ble mye av fokuset viet til Nordland som et transittområde som følge av en stor forventet økning i forbruk nord for Ofoten.

Når vi nå fokuserer mer på den sørlige delen av områdeplanen (Helgeland) er dette noe nedtonet, noe som medfører at kritiske utfall endres i forhold til det som var tilfelle for analysene knyttet til områdeplanen.

Vedlegg 4: Verdsetting av virkninger

En samfunnsøkonomisk analyse er et verktøy for å synliggjøre og verdsette ulike konsekvenser av våre nettiltak. I en slik analyse skal ulike nytte- og kostnadsvirkninger tallfestes så langt det lar seg gjøre. Prinsippet som ligger til grunn, er at konsekvensen av tiltaket skal være verdt det befolkningen til sammen er villig til å betale for å oppnå den eller unngå den. Tiltaket defineres som samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirkninger er større enn kostnadene.³⁰

I dette vedlegget beskriver vi nytte- og kostnadsvurderinger for konseptene vi analyserer. For konsept 1 indre korridor ser vi også på stegvis utbygging til Sjonfjellet.

I alternativanalysen sammenligner vi følgende konsepter mot nullalternativet:

- Konsept 1 – Indre korridor
- Konsept 2 – Ytre korridor

Verdsetting av 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

For de prissatte virkningene er disse beregnet ved hjelp av en nåverdiberegning. Alle nåverdier er oppgitt i 2024-kroner og en diskonteringsrente på 4 % er lagt til grunn. Tall i tekst er rundet av til nærmeste 5 MNOK.

Vi legger videre til grunn en analyseperiode på 40 år fra analysestart, hvilket i dette tilfellet er 2024-2064. Valget av analyseperiode er i hovedsak begrunnet med at analyseperioden skal fange opp alle relevante virkninger, samtidig som man ser hen til tiltakets levetid og konsistens mellom Statnetts samfunnsøkonomiske analyse.

For at Statnett skal ha konsistens mellom sine analyser, vurderer vi at det skal gode grunner til for å endre analyseperioden fra analyseårets start, som er standard i våre analyser. Dersom det påløper store virkninger i årene etter analyseperiodens slutt, vurderer vi om det er hensiktsmessig å forlenge analyseperioden. Vi vurderer ikke at det er grunnlag for å gjøre i denne analysen.

Vi legger til grunn en antagelse om fem års planleggingsfase (inkludert konsesjonsprosess) fra prosjektoppstart (BPO) i Statnett, og en byggetid basert på at vi kan bygge omtrent 25 km ledning per år. Kostnadene fordeles over 3 års planleggingstid og mellom 2 og 4 års gjennomføringstid. Vi antar at 10% av kostnadene er planleggings- og prosjekteringskostnader som påføres lineært i planleggingstiden, og 90% av kostnadene påføres lineært i gjennomføringsfasen. I realiteten er planleggingstiden lenger, og en større andel av kostnadene påføres nærmere gjennomføringsperioden. På den andre siden er det vanlig at tiltakene har kostnader som påføres etter gjennomføringsperioden. Med mindre konseptvalget er usikkert, vurderer vi at ovennevnte metode er en tilstrekkelig god periodisering av kostnadene.

Prissetting av virkninger er gjennomført på bakgrunn av forventningsverdier. Forutsetningene for hvordan disse verdiene er beregnet er angitt under hver virkning.

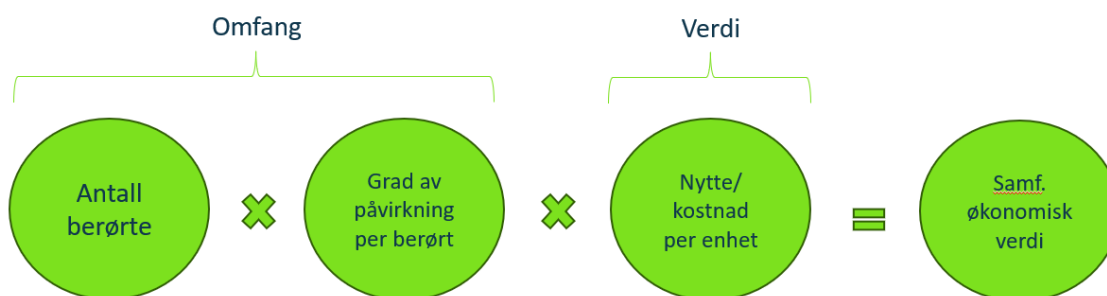
³⁰ Krav fra Finansdepartementets rundskriv [R-109/2021](#) (Punkt 3 Ulike typer samfunnsøkonomiske analyser)

Når vi har verdsatt de ulike virkningene har vi utarbeidet forventningsverdier i nåverdi. Mange av de viktigste forutsetningene som ligger til grunn for analysen er usikre. Vi er derfor opptatt av å omtale usikkerhet i våre anslag.

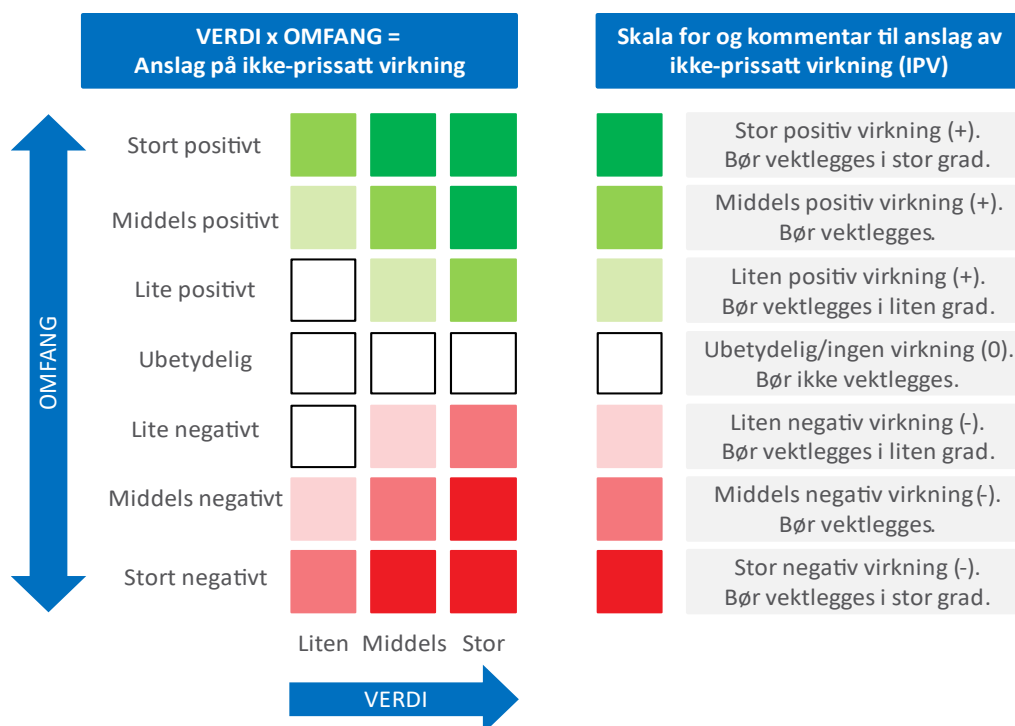
Ikke-prissatte virkninger

For å verdsette de ikke-prissatte virkningene har vi brukt metode i henhold til Statnetts samfunnsøkonomiske veileder som bygger på NVEs³¹ og DFØs anbefalinger³². Metoden illustreres i figurene V4-1 og V4-2.

Figur V4-1 illustrerer systematikken for verdsetting der vi tar hensyn til omfang (antall berørte og grad av påvirkning per berørt) og (enhets)verdi, eller nytte/kostnad per enhet. Figur V4-2 viser så verdimatrisen for hvordan omfang og enhetsverdier vurderes samlet til ikke-prissatte virkninger.



Figur V4-1 Systematikk for å verdsette ikke prissatte virkninger



Figur V4-2 Verdimatrise for samlet vurdering av omfang og verdi

³¹ NVE, 2023, Samfunnsøkonomiske analyser av nettiltak <https://veiledere.nve.no/samfunnsokonomiske-analyser-av-nettiltak/>

³² DFØ, 2023, Veileder i samfunnsøkonomiske analyser <https://dfo.no/fagomrader/utredning-og-analyse-av-statlige-tiltak/samfunnsokonomiske-analyser/veileder-i-samfunnsokonomiske-analyser>

V4.1 Investeringskostnader

For estimering av investeringskostnader i tidlige prosjektfaser, slik denne utredningen er, hvor konseptene kun er overordnet beskrevet, benytter vi Statnetts modell *Basisestimat estimatklasse 5*.³³ Estimatenes bygger på erfaringspriser fra andre nylig gjennomførte prosjekter og mottatte tilbud i Statnett. Byggelånsrenter, merverdiavgift og påløpte kostnader inkluderes ikke i kostnadsestimatet i den samfunnsøkonomiske analysen. For estimering av reinvesteringskostnader benytter vi samme metode, altså *Basisestimat estimatklasse 5*.

Basisestimatet skal reflektere en normal og realistisk prosjektgjennomføring, og består av en grunnkalkyle og en post for uspesifiserte kostnader. Grunnkalkylen er dagens prosjektomfang i dagens markedspris og valutakurs, og er uten påslag for usikkerhet. Uspesifiserte kostnader er kostnader vi med høy grad av sikkerhet tror vil komme, men som ikke er kartlagt på grunn av manglende detaljeringsgrad.

Estimatklasse 5 inkluderer et spenn bestående av høyeste og laveste basisestimat. Vi har forholdt oss til forventningsverdien, altså gjennomsnittet av disse estimatene, da vi ikke har nok informasjon per tidspunkt til å mene at kostnadene heller i en av retningene.

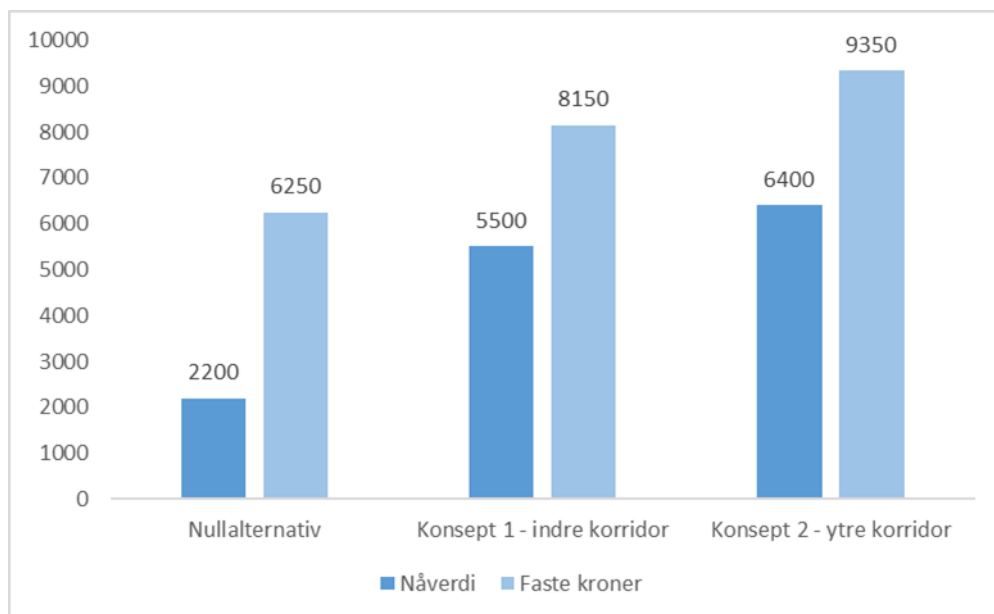
Investeringskostnadene i de ulike konseptene påvirkes av antall kilometer ledning, prisene på ledning og kabel, og om det må investeres i ny stasjon, samt terrenget ledningene skal bygges i og årstall vi antar ledning eller stasjon ferdigstilles. Vi har lagt til grunn at pris per km med ledning er 13 MNOK.

Nullalternativet innebærer i våre analyser reinvesteringskostnader når levetiden til ledningene og stasjonene vil utløpe. Når ledningene reinvesteres, vil de reinvesteres til 420 kV, som samsvarer med Statnetts strategi om at transmisjonsnettet skal ha 420 kV spenningsnivå. Tilsvarende vil stasjonene bygges tilrettelagt for 420kV når de reinvesteres. Statnett har siden 1990 bygget nye ledningsanlegg for 420 kV spenningsnivå selv om de har blitt driftet med 300 kV i en overgangsperiode. Kostnadsdifferansen mellom bygging av 300 kV- og 420 kV-ledninger er ubetydelig.

Reinvesteringer som uansett vil skje samtidig i alle konsepter er ikke tatt med, da det er sammenligningsgrunnlaget som er relevant i analysen. I dette tilfellet gjelder det Rana og Nedre Røssåga stasjon. For stasjonene Kolsvik, Tunnsjødal og Trofors har ikke Statnett kunnskapsgrunnlag til å vurdere hvordan stasjonene skal videreutvikles enda. Denne problemstillingen ligger utenfor KUVens omfang. For å likevel synliggjøre at det vil påløpe noen kostnader for reinvesteringen av stasjonene uten at vi kjenner til løsningsvalget, har vi modellert dette som en felles, medium stor stasjon.

Kostnadene som presenteres her er ment for å gi et sammenligningsgrunnlag. Av utbyggingskonseptene er det konsept 1 som kommer best ut med lavest investeringskostnader.

³³ Ved senere beslutningspunkter benytter vi estimatklasse 4 og 3, som er basert på mer detaljerte antagelser om mengde og priser. Dette gjør at usikkerheten i investerings- og reinvesteringskostnader reduseres jo nærmere oppstart prosjektene kommer.



Figur V4-3 Investeringstkostnader (MNOK) i de ulike konseptene både i faste kroner og som nåverdi (NNV). Restverdi er ikke inkludert.

I figur V4-3 ser vi investeringskostnadene i konseptene både i 2024-kroner og nåverdi. I tabellene under har vi satt opp investeringskostnadene i nåverdi.

Tabell V4-1 Detaljerte investeringskostnader per tiltak i nullalternativet

Tiltak	Trinn	Tidspunkt for (re)investering	Omfang - Lengde (km), antall eller størrelse	Nåverdi (re-) investeringer i MNOK (2024-kroner)	Investeringskostnad 2024-kroner
Ny Marka stasjon		2050	Stor	- 400	-1825
Nedre Røssåga - Ajaure reinvestering og spenningsheving		2043	58 km	-367*	-752
Bryterfelt Nedre Røssåga		2043		-24	-50
Namsskogan/Kolsvik/Trofors stasjon		2053	Middels	-355	-1075
Tunnsjødal stasjon – nytt felt		2053		-16	-50
Nedre Røssåga - Marka reinvestering og spenningsheving		2048	37 km	-194	-482
Marka – Tunnsjødal reinvestering og spenningsheving		2048	143 km	-777	-1849
Radial Kolsvik		2048	40km	-69	-170
Sum				-2202	-6253

Tabell V4-2 Detaljerte investeringskostnader per tiltak i konsept 1

Tiltak	Trinn	Tidspunkt for (re)investering	Omfang - Lengde (km), antall eller størrelse	Nåverdi (re-) investeringer i MNOK (2024-kroner)	Investeringskostnad 2024-kroner
Ny ledning Nedre Røssåga – (Holandsvika) – Marka	1	2032	38 km	-370	-494
Ny Marka stasjon	1	2032	Stor	- 1374	-1825
Nytt bryterfelt Nedre Røssåga stasjon	1	2032	1 stk	-37	-50
Holandsvika stasjon	2	2034	Medium	-749	-1075
Nedre Røssåga - Ajaure reinvestering og spenningsheving	2	2034	58 km	-523*	-752
Ny ledning Nedre Røssåga – Rana	3	2035	38 km	-329	-494
Namsskogan/Kolsvik/Trofors stasjon	4	2037	Middels	-665	-1075
Tunnsjødal stasjon – nytt felt	4	2038		-29	-50
Nedre Røssåga - Marka reinvestering og spenningsheving	4	2038	37 km	-287	-482
Marka – Tunnsjødal reinvestering og spenningsheving	4	2038	143 km	-1151	-1849
Sum				-5514	-8146

Tabell V4-3 Detaljerte investeringskostnader per tiltak i konsept 2

Tiltak	Trinn	Tidspunkt for (re)investering	Omfang - Lengde (km), antall eller størrelse	Nåverdi (re-) investeringer i MNOK (2024-kroner)	Investeringskostnad 2024-kroner
Ny ledning Nedre Røssåga – Marka	1	2032	38 km	-363	-482
Ny Marka stasjon	1	2032	Stor	- 1374	-1825
Nedre Røssåga - Ajaure reinvestering og spenningsheving	2	2034	58 km	-523*	-752
Holandsvika stasjon	3	2034	Medium	-749	-1075
Sjonfjellet stasjon	3	2034	Medium	-749	-1075
Marka – Rana ytre korridor	3	2035	87 km	-774	-1131
Namsskogan/Kolsvik/Trofors stasjon	4	2037	Middels	-665	-1075
Tunnsjødal stasjon – nytt felt	4	2038		-29	-50
Marka - Tunnsjødal	4	2038	143 km	-1151	-1849

Nytt bryterfelt Nedre Røssåga stasjon	4	2038	1 stk	-29	-50
Sum				-6406	-9364

Usikkerhet i investeringskostnader

Trasévalg vil påvirke investeringskostnadene

Trasévalg vil ha en betydning for investeringskostnadene. Det er flere alternative trasévalg for begge konseptene, men valg av dette vil ikke inngå i denne analysen da vi kun ser på overordnet korridorvalg. Trasévalg kan øke kostnadene, spesielt for konsept 2, hvis det blir flere fjordspenn. Per nå har vi lagt inn en antagelse om at det vil være ett fjordspenn på ca. 4 km i dette konseptet. For konsept 1 er det lite sannsynlig at det vil være nødvendig med fjordspenn. Ved trasévalg kan ledningslengden endre seg sammenlignet med hva vi har antatt i denne analysen. Det kan også oppstå diskusjoner rundt reinsdyrområdet. Dette kan føre til at prosjekttiden blir lengre som igjen kan drive kostnadene opp.

Prisvekst på komponenter vil øke investeringskostnadene

De siste årene har det vært en svært høy prisvekst på komponenter sammenlignet med tidligere, og det ligger stor usikkerhet i hvordan denne vil utvikle seg fremover. Vi har lagt til grunn en diskonteringsrente på 4% i denne analysen som er reell og består av en risikofri rente og en risikopremie. Hvis prisveksten på komponenter øker mer enn den forventede prisstigningen i samfunnet, vil dette øke investeringskostnadene.

V4.2 Drift- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader vil øke i alle konseptene sammenlignet med nullalternativet. Dette er fordi vi bygger ut transmisjonsnettet og dermed får en større anleggsmasse å vedlikeholde. Kostnadene for dette vises i tabell V-4.

	<u>Nullalternativet</u>	<u>Konsept 1 - indre korridor</u>	<u>Konsept 2 - ytre korridor</u>
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-117	-119

Konsept 1 - indre korridor har lavest drifts- og vedlikeholdskostnader. Om vindkraftplanene realiseres og vi må bygge ut til Sjonfjellet, vil dette konseptet få høyest drifts- og vedlikeholdskostnader. Dette er fordi indre korridor da blir det konseptet med flest antall nye kilometer med ledning. Hvis vi ikke bygger ut til Sjonfjellet, er det konsept 2 som har de høyeste kostnadene.

Usikkerhet

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 reinvesteringkostnader, medføre at konseptene hvor man investerer i mest nytt blir mindre lønnsomme enn de andre konseptene.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er avhengig av antall km ledning og antall stasjoner av ulike størrelse som inngår i konseptene. Konsept 2 har noe mer usikkerhet knyttet til trasévalg enn konsept 1, så det har også noe mer usikkerhet knyttet til omfanget av økte drifts- og vedlikeholdskostnader. Vær og vind

kan også påvirke disse kostnadene. Ytre korridor kan være noe mer utsatt for vær og vind, men ikke på betydelig nivå. Økte drifts- og vedlikeholdskostnader utgjør en svært liten del av konseptenes virkninger.

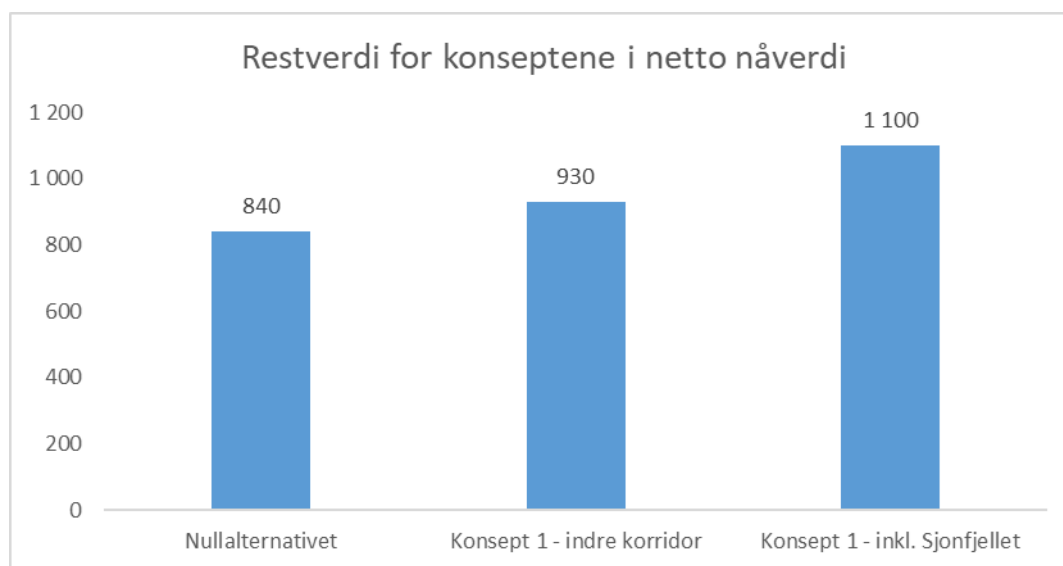
V4.3 Restverdi

I denne analysen omtaler vi restverdi som verdien av å drifte anleggsdelene utover analyseperioden. Vi har satt en analyseperiode på 40 år. Ledninger har ofte en teknisk levetid på mellom 80 og 100 år, der vi har tatt utgangspunkt i 80 år. Stasjoner kan ha en levetid opp mot 55 år, der vi har tatt utgangspunkt i 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. Vi beregner kun restverdi for ledninger og stasjoner, ikke for mindre komponenter slik som felt eller autotransformatorer.

Analyseperioden går fra 2024-2064. Utbyggingskonseptene skaper dermed nytte utover de 40 årene vi analyserer. Det er imidlertid beheftet stor usikkerhet med å verdsette denne nytten så lang frem i tid, og det kan kreve reinvestering i andre komponenter for å oppnå denne restverdien.

I figur V4-4 ser vi nåverdien av restverdien for de ulike konseptene i MNOK. Vi ser at konsept 2 har høyest restverdi. Det er fordi det bygges en stasjon mer og flere kilometer ledning i dette konseptet enn i konsept 1.



Figur V4-4 Restverdien for de ulike konseptene

Det er stor usikkerhet i restverdi

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.

V4.4 Natur- og miljøvirkninger

Konseptene har negativ konsekvens for arealvirkninger og miljøinngrep

Vi verdsetter areal- og miljøvirkninger basert på en økosystemtilnærming. Som bakgrunn for samlet virkning ligger en vurdering av konseptenes omfang og verdien av området som blir berørt. I kombinasjon utgjør omfang og verdi en konsekvens som er basert på en kvalitativ vurdering.

Miljøvurderingene i konseptvalgutredningen er overordnede og ikke til erstatning for konsekvensutredningsprogrammet. De er innrettet som en grov økosystemtilnærming for å kartlegge de samfunnsøkonomiske virkningene. Økosystemtjenester deles inn i tre grupper; forsynende økosystemtjenester, kunnskaps- og opplevelsestjenester, og regulerende tjenester.

Disse økosystemtjenestene vil i konseptene påvirkes av utbygging av både nye ledninger og transformatorstasjoner. De fysiske inngrepene av tiltakene inkluderer eksempelvis bygging av permanente og midlertidige veier og anleggsplasser, nye master og ledningsspenn, motorisert ferdsel både i anleggs- og driftsperioden, herunder terrengtransport, massetransport og bruk av helikopter. I tillegg vil stasjonsområder generelt medføre sprenging og planering av tomter, samt massedeponier.

Det er stor forskjell på antall kilometer med ny ledning i de ulike konseptene

Antall kilometer ny ledning og/eller hvor mange mennesker som berøres av konseptene er avgjørende for areal- og miljøvurderinger. En nettforsterkning på Helgelandskysten vil innebære mange kilometer ny ledning, men det varierer hvor mange kilometer ut ifra hvilket konsept man velger. Konsept 1 uten radial vil ha lavest antall kilometer med ledning, mens konsept 1 med radial og konsept 2 vil ha omtrentlig like mange kilometer med ny ledning.

I tabell V4-4 viser vi antall kilometer med ny ledning som må bygges i de ulike konseptene.

	Nullalternativet	Konsept 1 – indre korridor	Konsept 1 – inkl. Sjonfjellet	Konsept 2 – ytre korridor
Antall km ny ledning	0	76	126	91

Tabell V4-4 Antall kilometer med ny ledning i de ulike konseptene

Konsept 1 – indre korridor

Dette konseptet har lavest antall kilometer med ny ledning da det ikke bygges ut for vindkraft her. De nye ledningene i dette alternativet vil bygges så parallelt som mulig med de eksisterende linjene. Etersom man bygger tett mot allerede berørt natur og det bygges færre antall kilometer med ny ledning i dette konseptet, antar vi at påvirkningen på natur og mennesker blir mindre enn når man bygger i helt nye korridorer. Samtidig går konseptet gjennom flere viktige friluftsområder, og påvirker en større andel av nærturområder enn konsept 2. Dagens 420 kV ledning Nedre Røssåga – Rana krysser også et skogvernomsråde, og en ledning i parallell vil kunne påvirke dette området. Det er flere viktige naturtyper registrert i området, hovedsakelig knyttet til myr og skog, men registreringene er stort sett av eldre dato. Basert på antall kilometer ledning vil vi vurdere omfanget i dette alternativet som liten/middels negativ og verdien av inngrepene til liten på grunn av parallell linjeføring.

Konsept 1 – inkl. Sjonfjellet

I dette alternativet bygges de samme ledningsstrekene som over, men i tillegg vil det bygges en radial til Sjonfjellet. Radialen vil være omkring 50 kilometer. Dette gjør at antall kilometer med ny ledning er høyest i dette alternativet. Det må også bygges helt nye trasé for radialen, men denne vil sannsynligvis bygges på et lavere spenningsnivå, som bl.a. innebærer smalere hogstgate og lavere høyde enn for 420 kV. Dette vil kunne gi en mindre negativ effekt på landskapspåvirkning enn konsept 2, og man unngår ny fjordkrysning. Samtidig vil konseptet påvirke natur og mennesker i større omfang enn ved konsept 1 uten radialer. På bakgrunn av dette vurderer vi omfanget som middels negativ og verdien av inngrepene til liten.

Konsept 2 – Ytre korridor

Selv om det totalt sett skal bygges færre kilometer med ny ledning i dette konseptet enn i konsept 1 inkl. Sjonfjellet, vil den nye, ytre korridoren ha større landskapspåvirkning, som inkluderer en ny og mer dominerende traséføring ut mot kysten, og nytt fjordspenn over Ranfjorden. Traséen berører i større grad områder med få tekniske inngrep i dag (INON), men det må antas at dette konseptet ikke realiseres dersom det ikke kommer vindkraft i det som i dag er INON-områder. Basert på dette vurderer vi omfanget til middels negativ og verdien til middels.

Verdien av areal- og miljøpåvirkninger vil være størst for konsept 2

På bakgrunn av det vi har beskrevet over, verdsetter vi areal- og miljøvirkningene som Middels (-) for konsept 1 inkludert radial til Sjonfjellet og konsept 2. Uten radial til Sjonfjellet vurderer vi at konsept 1 har Liten (-) virkning på areal- og miljø. En oppsummerende vurdering av økosystemtjeneste per konsept er gitt i tabell V4-5.

	Nullalternativet	Konsept 1	Konsept 1 inkl. Sjonfjellet	Konsept 2
Areal- og miljøvirkninger	0	Liten (-)	Middels (-)	Middels (-)

Usikkerhet rundt friluftsliv, kulturarv og naturmangfold

Det er viktig å understreke at nøyaktige trasévalg enda ikke er bestemt, og kan ha stor betydning for hvor og hvordan ulike miljøverdier påvirkes. Det antas også at det per i dag er mangelfull kartlegging av miljøverdier i området, og at det særlig for naturmangfold og kulturminner er potensial for å avdekke ytterligere verdier i analyseområdene. For friluftsliv, kulturarv og naturmangfold er usikkerheten vurdert som høy og det er større risiko for at virkningene undervurderes enn at de overvurderes. Disse tre temaene er også de tre temaene hvor det er vurdert å være størst negative virkninger. Derfor kan vurderingen av miljøpåvirkningene endres når man har spesifisert hvor de nye ledningene skal bygges.

Økosystem-tjeneste	Konsept 1	Konsept 1 inkl. Sjonfjellet	Konsept 2	Beskrivelse
Estetiske verdier	-	-(-)	--	Landskapseffekter er vanskelig å vurdere før trasé er tegnet, og må også ses i sammenheng med eventuell vindkraftutbygging. Det antas at ledning i nytt område vil ha større negative effekter enn ny ledning i parallell med annen tyngre infrastruktur.

				Nytt fjordspenn har også en klar negativ landskapsvirkning.
Rekreasjon og friluftsliv	-	-	-	Indre konsept berører i størst grad friluftsområder registrert som svært viktige, og har flest km tursti i buffersonen. Det er derimot ikke gitt at en ny ledning her vil ha betydelig større negative konsekvenser for friluftslivet enn ny ledning i mindre berørte områder, da områdene berørt av indre konsept har flere kraftledninger og andre inngrep i dag.
Natur og biodiversitet	-	-	-	420 kV Nedre Røssåga – Rana går i dag gjennom Bjerkadalen skogvernområde, og en parallell trasé her (indre konsept) vil kunne gå gjennom verneområdet. Det antas at øvrige verneområder kan unngås i videre traséplanlegging.
				Ytre konsept berører i større grad INON-områder.
				Indre konsept går også gjennom registrert viktige skogområder, og krysser et større myrområde øst for Marka.
				De fleste naturtype-registreringer er av eldre dato, og det forventes å finne flere verdier ved en konsekvensutredning. Basert på registrerte verdier kan ingen av konseptene sies å være vesentlig mer negative for natur og biodiversitet enn andre.
Kulturminner og kulturlandskap	-	-	-	Alle konseptene har en del kulturminne-lokaliteter innenfor buffersonen. Påvirkning på disse vil i stor grad avhenge av traséføring. Det er vanskelig å si noe om omfang av negativ påvirkning før traséene detaljeres ytterligere, og ingen konsept skiller seg tydelig negativt ut.
Reindrift				Begge konseptene påvirker reinbeiteland.
				Plassering og utforming av trasé vil ha stor påvirkning på reindriften, og krever inngående kjennskap til driftsmønster og lokale forhold. Det er derfor ikke gjort noen kvalitativ vurdering av konsekvenser for reindrift, men dette blir viktige vurderinger videre i planleggingen.

Tabell V4-5 Vurdering av økosystemtjenester for hvert konsept.

V4.5 Verdien av nytt forbruk

Gjennom tilknytningsplikten er Statnett pliktig til å gi alle som ønsker det, tilgang til kraftsystemet. Dette gjelder både aktører med planer om ny eller økt produksjon, og nytt eller økt forbruk. Som beskrevet i behovsanalysen står vi ovenfor et grønt skifte som gjør at etterspørselen etter kraft er stor sammenlignet med tidligere.

Kapasitetsøkningen er relativt lik for de ulike konseptene

Nettet inn mot Helgeland har en overføringskapasitet på rundt 1500 MW (N-1). Konsept 1 og 2 vil ha relativt lik kapasitetsøkning på omkring 1100 MW, slik at den totale kapasiteten blir 2600 MW. Dette vil muliggjøre tilknytning av litt mer forbruk enn i middelsscenarioet, men det vil ikke være tilstrekkelig for å oppnå høyscenario uten at det også kommer ny kraftproduksjon i området. Uten ny produksjon vil kraftprisene bli altfor høye til at det blir lønnsomt for aktører å etablere seg i området.

Antall MW forbruk som ønsker å etablere seg sier lite om størrelsen på det bedriftsøkonomiske overskuddet som tilknytning kan medføre og derfor heller ikke noe om den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket.

Verdien av ny næringsvirksomhet er vanskelig å anslå

Tilknytningsforespørslene som foreligger på Helgeland består i stor grad av hydrogen- og ammoniakkaktører som har søkt om tilknytning i underliggende nett, men også oppdrettsnæring og annen industri. Statnett har lite konkret informasjon om den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket, men vi legger til grunn at bedriftene som etablerer seg i området forventer positiv avkastning på sine investeringer. Det innebærer at bedriftene forventer at verdien av nytt forbruk overstiger investeringskostnadene deres. Dette vil øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i området og nasjonalt.

Vi vurderer verdien av nytt forbruk som middels positiv

Tabellen under viser en oppsummering av den ikke-prissatte nytten av nytt forbruk. Omfanget av tilknytningsforespørslene er vurdert til middels positiv, og verdien av forbruket til middels. I fravær av mer konkret informasjon og det faktum at vi kan tilknytte omtrent like mye forbruk i hvert konsept, anser vi verdien av forbruket som Middels (+) i alle utbyggingskonseptene.

	Nullalternativet	Konsept 1	Konsept 2
Verdien av nytt forbruk	0	Middels (+)	Middels (+)

Usikkerheten rundt forbruket trekker i samme retning

Dersom forbruksveksten ikke kommer, eller forbruket etablerer seg andre steder enn der det nå er søkt om tilknytning, kan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til tiltakene bli lavere. Dersom ledningen til Sverige ikke spenningsoppgraderes, kan det påvirke forbruksveksten og det vil bli økt behov for å frakte strøm sørfra. Dette vil kunne gi høyere priser lokalt og lengre sør i Norge. Vi tror likevel, slik vi har argumentert for gjennom behovsanalysen, at det er rimelig å anta at forbruksveksten kommer, men at det er usikkerhet knyttet til hvem som etablerer seg og hvor. Dette igjen påvirkes av når nye nettiltak kan stå ferdig.

Det er vanskelig å si noe om den potensielle verdiskapningen til de ulike industriaktørene som har søkt om tilknytning. Vi regner imidlertid med at aktørene kun vil etablere seg dersom de forventer en positiv avkastning på sin investering. Det er derfor rimelig å anta at nytt forbruk vil øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene. Selv om det er mye usikkerhet rundt dette, mener vi likevel vi kan sannsynliggjøre at verdien av det nye forbruket vil overstige investeringskostnadene av det på sikt.

Konseptene kan gi positive ringvirkninger i form av sparte klimagassutslipp

Statnetts investeringer kan påvirke klimagassutslipp direkte gjennom elektrifisering av eksisterende utslippspunkter, samt indirekte ved å legge til rette for klimavennlig produksjon av varer og tjenester. Det er sistnevnte som er relevant for denne KVUen da det foreligger mange tilknytningsforespørsler fra hydrogen- og ammoniakkproduksjon.

De aktørene som har etterspurt økt kraftforbruk på Helgeland, er i hovedsak hydrogen- og ammoniakk produsenter. Økt hydrogen- og ammoniakkproduksjon gir muligheter for at blant annet ferger kan gå på grønt hydrogen som er mye mer miljøvennlig enn fossilt drivstoff. For eksempel ble det i 2022 bestemt at fergene på sambandet Bodø – Moskenes – Værøy – Røst skal gå på grønt hydrogen. Ved at flere fergesamband går over til norsk hydrogen, vil CO₂-utslippene reduseres og det vil være et steg på veien mot å nå FN sine bærekraftsmål om å begrense klimaendringene.

Ammoniakk og hydrogen vil også være en viktig komponent i industrien. I 2018 hadde Alcoa et CO₂-utslipp på 0,2 millioner tonn. Elkem Rana og Celsa Rana, som begge er en del av Mo industripark, hadde et CO₂-utslipp på henholdsvis 0,2 og 0,1 millioner tonn. Den nye hydrogenindustrien som planlegges vil også bidra til ren industri på sikt og dermed lave klimagassutslipp.

Dette delkapittelet omtaler dermed ringvirkninger som ikke er lagt til grunn i vurderingen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet, men som beskrives her for å synliggjøre en mulig virkning på konkurransesituasjonen [FIN 109/21].

V4.6 Markedsnytte og reduserte flaskehals

Flaskehals skaper samfunnsøkonomiske tap

Flaskehals i nettet mellom ulike regioner gjør at det oppstår et samfunnsøkonomisk tap ved at kraftsystemet blir mindre effektivt utnyttet. Mer kapasitet i nettet, som reduserer omfanget av flaskehalsene, vil gi en markedsnytte. Verdien av markedsnyttene vil avgjøres av endringene i prisforskjellene. Den totale markedsnyttene oppstår dermed ved at de løpende kostnadene for å dekke forbruket i kraftsystemet blir lavere.

Spenningsoppgradering av ledningen til Sverige vil gi størst markedsnytte

Spenningsoppgradering av ledningen til Sverige er det som vil gi størst markedsnytte da dette er den største flaskehalsen når det gjelder flyt inn og ut av området. Ledningen har i dag lav kapasitet og inngår i et begrensende snitt bestående av 420 kV-forbindelsen mellom Ofoten og Sverige, 420 kV-forbindelsen fra Midt-Norge til Sverige og 420 kV-ledningen fra Svartisen – Rana. Spenningsoppgradering av Nedre Røssåga – Ajaure til Grundfors vil dermed øke kapasiteten inn og ut fra Helgeland mye, og det vil gjøre at det kan flyte mer på ledningen fra Ofoten til Nea til henholdsvis SE1 og SE2. Dermed reduseres prisforskjellene mellom NO4 og SE1, og NO3 og SE2. Flyten på forbindelsen Nordre-Røssåga-Ajaure med og uten en spenningsoppgradering til 420 kV er vist i figur 51 i kapittel 5. Figuren forutsetter et forbruk tilsvarende middelsscenarioet. Figuren viser at med en 220 kV vil importen fra Sverige begrenses til rundt 400 MW svært store deler av året. Med en spenningsoppgradering til 420 kV varierer flyten svært mye mer, med import opp mot 1000 MW i enkelttimer og rundt 500 MW eksport i en liten andel av tiden. Jevnt over ligger importen svært mye høyere enn ved 220 kV-forbindelsen, noe som indikerer størrelsen på markedsnyttene av spenningsoppgraderingen.

Markedsnyttene ved en forsterkning mellom Rana – Nedre Røssåga – Marka og en spenningsoppgradering sørover mot Midt-Norge vil i utgangspunktet være liten. De kan imidlertid gi noe markedsnytte ved at man får økt utnyttelse av forbindelsene til Sverige, som ofte er en flaskehals.

Små kapasitetsøkninger kan gi høy markedsnytte

En stor forbruksøkning på Helgeland vil skape flaskehalsar inn til området. Ved tilsvarende tilknytningsforespørsler som er registrert i området, vil prisene på Helgeland, og til dels NO3, være høyere enn alle andre prisområder. Markedssimuleringene gir prisene for NO3, NO4 og SE2 som er gitt i figur 52 i kapittel 5. Marginalnyttan av økt nettkapasitet blir derfor svært høy. Det vil si at en liten kapasitetsøkning, som normalt sett vil gi ubetydelig nytte, kan gi relativt stor nytte. Den største nytten oppstår hvis økt kapasitet gjør at forbruk med svært høy betalingsvilje, som ellers ikke kunne blitt forsynt, blir forsynt.

Markedsnyttan av overføringskapasitet øker med høgere lokale kraftpriser og større prisforskjeller

Markedsnyttan av netttiltak øker jo høgere kraftprisene er lokalt. Desto høgere etterspørselen blir, jo høgere blir kraftprisen i fravær av ny lokalproduksjon. Alle de tre variantene av forbruksprognoser vi ser på i denne analysen, vil innebære at Helgeland blir et underskuddsområde med høye kraftpriser sammenliknet med områdene rundt. Forskjellene i priser mellom prisområder er det som driver størrelsen på verdien av markedsnyttan. Verdien av markedsnyttan av mer kapasitet inn til Helgeland vil dermed være svært høy lenge før man når de høgeste forbruksscenarioene.

Spenningsoppgradering mot Sverige gir stor markedsnytte

De interne tiltakene mellom Rana – Nedre Røssåga – Marka vil gi liten markedsnytte. Det samme gjelder spenningsoppgradering sørover. Når det oppgraderes mot Sverige, vil markedsnyttan derimot bli stor positiv i omfang med stor verdi. Den samlede virkningen av markedsnytte er derfor vurdert som stor (+) i alle konseptene.

	Nullalternativet	Konsept 1	Konsept 1 inkl. Sjonfjellet	Konsept 2
Markedsnytte	0	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)

V4.7 Realopsjoner

En realopsjon er muligheten til å realisere nye, lønnsomme tiltak som oppstår som følge av konseptvalget. Vi kan bruke realopsjoner for å ta hensyn til verdien av å avvente ny informasjon som reduserer usikkerheten, eller å bygge inn fleksibilitet i et tiltak. Realopsjoner innebærer å legge til rette for økt fleksibilitet og valgfrihet, slik at vi kan gjøre endringer underveis når prosjektet modnes videre og informasjonen vi har blir sikrere. I dette tilfellet er det spesielt aktuelt for utvikling innen forbruk og produksjon.

Samlet vurdering og mulig videreutvikling

I sum vurderer vi at konsept 1 har en ikke-prissatt realopsjonsverdi vurdert til Middels (+), mens konsept 2 har en ikke-prissatt realopsjonsverdi vurdert til Liten (+). Hovedårsaken er at konsept 1 har flere realopsjoner enn konsept 2 knyttet til fleksibilitet i gjennomføringen.

Realopsjonsverdien knyttet til fleksibiliteten til konseptene er vurdert til å ha høy verdi. Det er trinn 3 og 4 som kan bli relevant å utsette dersom forbruksveksten blir lavere enn forutsatt i middelsscenarioet. Det er trolig få muligheter for å realisere konseptene vesentlig fortere enn lagt til grunn i beregningene.

Realopsjonen i konsept 2 knyttet til den økte lønnsomheten av vindkraft må antas å være noe større enn i konsept 1. Differansen er trolig lik en mindre andel av forskjellen i investeringskostnader mellom konseptene.

Hvor mye arbeid som bør legges ned i vurderingen av realopsjoner, må vurderes opp mot betydningen det vil ha for beslutningen som skal tas. Vi vurderer at det ikke er nødvendig å beregne realopsjonsverdiene mer grundig med dagens informasjon.

Usikkert om vindkraftproduksjon realiseres

På Helgeland er det planer om vindparker på land og til havs. Statnett kjenner til planer om tre vindkraftverk på land, hvorav ett av dem er Sjonfjellet som vil kunne produsere opp mot 500 MW. Det er også planer om flytende havvind langs Helgelandskysten, men nivået er ukjent og dette vil ikke igangsettes før tidligst 2035. Vindkraft inn til/i området vil være gunstig sett i sammenheng med mye regulerbar kraftproduksjon i området og forventet forbruksøkning.

At det er sannsynlighet for både vindkraft til havs og vindkraft til lands, øker den potensielle realopsjonsverdien i begge konseptene. Dette er fordi sannsynligheten for at det kommer enten vindkraft til lands eller til havs, er høyere enn dersom man kun har en type mulig vindkraftproduksjon.

V4.8 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft fra produsenter til sluttbrukerne. Utgangspunktet for denne KVVU-en er ikke å forbedre dagens forsyningssikkerhet for eksisterende kunder, men å tilrettelegge for ytterligere forbruk som er forespurt. Dette forbruket er det ikke kapasitet til i dagens nett. Nettet er masket, og å regne på forsyningssikkerheten blir en omfattende øvelse som etter vårt syn ikke gir stor merverdi for analysen. Det er likevel noen mulige forskjeller på konsept 1 inkl. Sjonfjellet og 2, og disse er omtalt under. Forsyningssikkerhet er ikke vurdert som en egen virkning i konseptene.

Marka stasjon er mest utsatt for avbrudd i dag

Marka stasjon er per i dag sårbar for langvarig avbrudd på grunn av industrien i området. Det er aluminiumsprodusenten Alcoa som er den største kunden med forbruk på 340 MW. Aluminiumsproduksjonen tåler ikke langvarige avbrudd da disse blir svært kostbare. Det legges derfor opp til N-1-sikkerhet, også ved revisjoner, men det er krevende slik nettet er utformet i dag. Selv om det er noe produksjon på 132 kV i Marka, dekker ikke dette dagens forbruk. Hovedforsyningen inn til Marka kommer derfor fra Nedre Røssåga. Øyfjellet vindpark mater også inn mot Marka, men denne produksjonen er ikke regulerbar og det kan ikke forutsettes kontinuerlig produksjon som avlaster transmisjonsnettet.

Alcoa skal utvide forbruket sitt og har fått reservert kapasitet der det økte forbruket er på vilkår. Det vil si at ved revisjon vil den økte delen av forbruket havne på N-0. Denne KVVU-en anbefaler en ny 420 kV ledning inn til Marka samt at eksisterende 300 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Marka skal spenningsoppgraderes til 420 kV. Det vil gi en tresidig forsyning inn til Marka stasjon samtidig som det installeres en tredje trafo i stasjonen. Da vil det bli mulig å gjennomføre revisjon samtidig som N-1-kriteriet til Alcoa opprettholdes. Dette gjelder både for eksisterende forbruk og reservert kapasitet, derav får vi økt forsyningssikkerhet i Marka.

Oppgraderinger i Rana stasjon vil frigjøre kapasitet i Nedre Røssåga

I dag forsynes deler av forbruket i Mo i Rana på 132 kV fra Nedre Røssåga. Det pågår et prosjekt som omfatter oppgradering av Rana stasjon, men det avventer gjennomføring i påvente av løsning på flimmer-problemer i Rana. Prosjektet innebærer blant annet installasjon av to nye transformatorer i stasjonen. Når dette prosjektet er ferdig, vil det forbruket som forsynes fra Nedre Røssåga til Mo i Rana i dag, forsynes direkte fra Rana stasjon. Dette øker forsyningssikkerheten i Rana samtidig som det frigjøres kapasitet i Nedre Røssåga.

Det pågår også et prosjekt som omfatter oppgradering av Nedre Røssåga stasjon med oppgradering av transformeringen fra 300/132 kV til 420/132 kV. Det vil bli installert en ny trafo og eksisterende trafo vil flyttes fra midlertidig til permanent plassering.

Størst kapasitetsøkning vil være ved oppgradering av Nedre Røssåga – Ajaure (Sverige)

Den store flaskehalsen inn/ut av Helgeland er 220 kV-ledningen Nedre Røssåga – Ajaure. Den er allerede i dag begrensende både ved stort kraftoverskudd og ved kraftunderskudd. Ved produksjonsunderskudd på Helgeland vil det transporteres kraft sørfra, men import fra Sverige er det som vil ha størst effekt på å redusere underskuddet. En spenningsoppgradering av denne ledningen fra 220 kV til 420 kV vil øke kapasiteten og forsyningssikkerheten både for Helgeland og område Nord.

Bedre forsyningssikkerhet for vindkraft ved konsept 2

Det er stor usikkerhet om og hvor mye vindkraft som vil komme på Helgeland. Gitt at planene realiseres, vil konsept 2 gi størst forsyningssikkerhet for Sjonfjellet stasjon. Dette er fordi stasjonen vil få tosidig-forsyning istedenfor at den forsynes ved radial i konsept 1. Ellers vil forsyningssikkerheten mellom Rana – Nedre Røssåga – Rana bli omtrent lik for alle konseptene.

V4.9 Kostnader ved tapt produksjon tilknyttet radial

Konsept 1 gir fleksibilitet for å bygge ut en radial fra Rana til Sjonfjellet hvis planene om vindkraft realiseres. Da vil Sjonfjellet stasjon få matet inn vindkraftproduksjon til havs og/eller til lands. I konsept 2 vil det være tosidig innmating til dette punktet. Vi kan dermed regne ut kostnadene ved tapt produksjon hvis det skjer en feil eller når vi gjennomfører vedlikehold på radialen ut til Sjonfjellet.

Forutsetninger

For å kunne regne ut tapt produksjon ved feil eller vedlikehold på radialen ut til Sjonfjellet, må vi ha noen forutsetninger:

Vi har lagt til grunn:

- Én feil hvert andre år på åtte timer.³⁴
- Tre dager med vedlikeholdsarbeid hvert femte år. Det forutsettes at arbeidet gjennomføres på sommerstid.

Det er usikkert om og hvor stort vindkraftverket blir, men vi legger til grunn et 500 MW vindkraftverk med en brukstid på 2500 timer. I sum tilsvarer det en produksjon på 1,25 TWh i året. Radialen ut til Sjonfjellet vil være omtrentlig 50 km lang. Vår feilstatistikk tilsier én feil per 100 km ledning hvert år. Vi legger derfor til grunn én feil hvert andre år. Til slutt legger vi til grunn kraftpriser fra Statnetts LMA. Denne tilsier en kraftpris på om lag 480 kr/MWh mellom 2036-2038, 390 kr/MWh mellom 2040-2048, 370 kr/MWh mellom 2050-2058 og 350 kr/MWh mellom 2060-2062.

Tapt produksjon ved feil

Regnestykket tapt produksjon ved feil = sannsynligheten for feil*sannsynligheten for at vindkraftverket produserer*installert effekt*varighet for feil*kraftpris = $0,5*0,28*500*8*$ variabel.

Tapt produksjon ved vedlikehold

Regnestykket tapt produksjon ved vedlikehold = sannsynligheten for vedlikehold*sannsynligheten for at vindkraftverket produserer*installert effekt*varighet for feil*kraftpris = $1,0*0,28*500*72*$ variabel.

³⁴ Feilratene er hentet fra vår MONSTER-modell. Denne sier noe om utfall og lengde på utfall på våre anlegg.

Vedlikehold er ofte planlagt og det vil være mulig å samkjøre slik at man vedlikeholder vindmøllene samtidig. Dette kan redusere kostnadene ved avbrudd forårsaket av vedlikehold.

Tabell V-8 Nåverdien i MNOK av kostnader for tapt produksjon ved feil og vedlikehold.

Nåverdi 2023-kr i MNOK	Konsept 1 inkl. Sjonfjellet
1. Verdi av tapt produksjon ved feil	-1
2. Verdi av tapt produksjon ved vedlikehold	-5

Usikkerhet

Det er stor usikkerhet rundt estimatene og det er stor usikkerhet om og når vindkraftverket kommer. Dersom kraftprisen blir høyere eller utkoblingsperioden skulle vært lengre eller kortere enn forutsatt, vil verdiene endre seg. Resultatet viser at det er relativt lave kostnader knyttet til tapt produksjon så små endringer i forutsetningene vil ikke være utslagsgivende. Kostnadene er såpass lave at det heller ikke har en påvirkning på valg av alternativ. Det er likevel viktig å synliggjøre kostnaden ved å ikke ha tosidig innmating til Sjonfjellet.

V4.9 Sparte regionalnettkostnader og nyttevirksomheter for regionalnettet

Vi har ikke prioritert å gjøre en fullstendig gjennomgang av alle regionalnettkostnader som følger av utbyggingskonseptene. Grunnen til dette er at det ville vært altfor tidkrevende med mange varianter, samt at det er en betydelig kostnadsforskjell på tiltak i transmisjonsnettet kontra i regionalnettet. Gevinster i regionalnettet vil derfor ikke vesentlig påvirke resultatene i analysen for transmisjonsnettet

En indre korridor med økt transformeringskapasitet i transmisjonsnettstasjonene vil på sikt kunne muliggjøre andre løsninger og tilpasninger i regionalnettet på strekningen Marka/Mosjøen - Nedre Røssåga – Rana. Tilsvarende kan en ytre forbindelse med stasjon på Sjonfjellet kunne legge til rette for en mulig regionalnettstilknytning mot Salten-området og ytre del mot Nesna. Mulige tilleggsgevinster vil vurderes nærmere i meldingsfasen, men i utgangspunktet vurderes påvirkningen på regionalnettet i de to konseptene er rimelig lik.