

Områdeplan Helgeland og Salten



Foto: Sverre Hjørnevik

Sammendrag

Området *Helgeland og Salten* har i dag kraftoverskudd på rundt 7 TWh, og det er i hovedsak eksport ut av området både sør- og nordover, spesielt i vinterhalvåret. Mellom Helgeland og Sverige er det utveksling begge veier. Det er mye vannkraftproduksjon med god reguleringsevne i området, og det er mye industri, med flere store industribedrifter. Dagens maksimale effektforbruk er rundt 1500 MW.

Planer om mye nytt forbruk - kan gi kraftunderskudd om få år

Det er forespurt om kapasitet til svært mye nytt forbruk i området (4000 MW). Lave kraftpriser, god tilgang på vannkraft og gode utskipingsmuligheter gjør området attraktivt for ny industri. Av reservert kapasitet og modne forespørsler som venter på kapasitet på ca. 3100 MW¹ er omtrent 54 % hydrogen/ammoniakk, 16 % datasenter, 2 % fisk-/oppdrettsnæring og 28 % annen industri inkl. e-fuel og transport.

De største forbruksplanene er sør i området, på Helgeland, der det er forespurt om kapasitet til nesten en firedobling av dagens effektforbruk. Mye forbruk ønskes tilknyttet før 2030. Det er forespurt om lite kapasitet til ny kraftproduksjon. Vi er kjent med vindkraftplaner, men disse er i tidlig fase og vil ikke kunne realiseres på kort sikt i takt med nytt forbruk. Området er egnet for ilandføring av flytende havvind, som eventuelt kan realiseres etter 2035. Stor forbruksøkning de nærmeste årene uten særlig ny kraftproduksjon vil føre til en fundamental endring av kraftbalansen, med kraftunderskudd innen 2030. Dette gir økt importbehov og økte kraftpriser i området.

Vi har reservert kapasitet til mye nytt forbruk, og all ledig kapasitet er reservert

I Salten-området har vi reservert kapasitet til 170 MW nytt forbruk, som er en økning på ca. 30 % fra dagens forbruk. All ledig kapasitet er reservert. Det er ca. 190 MW modne forbruksplaner i kapasitetskø.

På Helgeland har vi reservert kapasitet til 697 MW nytt forbruk i dagens nett, og er i prosess med å reservere ytterligere rundt 300 MW. Dette blir over en dobling av dagens forbruk. All ledig kapasitet er da reservert. Det er 2070 MW modne forbruksplaner i kapasitetskø. Prosjektene ligger under Marka, Nedre Røssåga og Rana stasjoner. Planene under Marka stasjon ligger først i køen. I Kolsvik er det planer om noe nytt forbruk.

Det er forespurt om kapasitet til 220 MW ny vannkraftproduksjon, og alle modne produksjonsplaner har fått reservert kapasitet. Det er så langt ikke forespurt om kapasitet til ny vindkraftproduksjon.

Forbruksøkning fører til nettbegrensninger både i og inn til området

Tilknytning av forbruk som har fått reservert kapasitet på Helgeland forutsetter at vi gjennomfører pågående prosjekt i Nedre Røssåga stasjon. I Marka stasjon er det reservert kapasitet med midlertidige særlige vilkår, da det her ikke er ledig kapasitet med ordinære vilkår og også svært begrenset kapasitet med særlige vilkår. Med kapasitetsøkningen som oppnås med pågående prosjekter, kan forbruket med reservert kapasitet og ca. 300 MW modne forbruksplaner i kapasitetskø tilknyttes. Dette utgjør kun ca. 15 % av modne forbruksplaner som per i dag står i kø på Helgeland.

Forbruksøkning ut over det som er reservert og i prosess for reservasjon begrenses av nettkapasitet inn til budområde NO4 (Nord-Norge). Den første og største begrensningen er dagens svake forbindelse mellom Nedre Røssåga og Grundfors i Sverige. Forbindelsen er også en kapasitetsbegrensning ved mulig ny kraftproduksjon. Forbruksøkning i Salten begrenses i tillegg av kapasitet inn til Salten.

I Rana er det ingen ledig kapasitet på ordinære vilkår, og kapasiteten kan ikke utnyttes effektivt på grunn av flimmer generert fra stålovn til 7 Steel (tidligere Celsa) i Mo. Forbruksplaner i Rana ligger sent i kapasitetskøen for Helgeland, men vi har behov for å oppgradere stasjonen raskt på grunn av tilstand. Dette vil gi økt kapasitet. I Nedre Røssåga er det

begrenset transformeringskapasitet, som må ses i sammenheng med Rana fordi Nedre Røssåga forsyner forbruk i Mo. I Kolsvik (Sør-Helgeland) er det begrenset transformeringskapasitet, og grensen for vanlig forbruk er derfor redusert til 1 MW.

Vi gjennomfører og planlegger omfattende nettforsterkninger både i og inn til området

Målnettet står i all hovedsak fast fra områdeplan 2023, med noe justering på Sør-Helgeland. Vi får dublert 420 kV nord-sør gjennom området og til Sverige. Dagens nett på 300 og 220 kV erstattes av 420 kV forbindelser. Målnettet blir robust og fremtidsrettet. Tidsplanen for de fleste tiltakene er skjøvet i tid sammenlignet med planen fra 2023. Årsaken er at vi da la til grunn raskere plan- og myndighetsprosesser enn vi nå vurderer som realistisk. Med en stor portefølje av tiltak må vi starte rett prosjekt til rett tid. Det gjør vi ved å prioritere tiltakene i tid opp mot behovet. Det kan bli ytterligere endringer i fremdrift for enkelte prosjekter som følge av justeringer i Statnetts portefølje av utbyggingsprosjekter.

Ny Salten stasjon er satt i drift. I Nedre Røssåga er planen å ferdigstille ombygging og fornyelse i løpet av 2026, gitt at vi får nødvendige myndighetstillatelser. Vi har søkt konsesjon for ombygging og økt kapasitet i Rana stasjon. God utnyttelse av dette tiltaket forutsetter en løsning på flimmer hos 7 Steel, i tråd med vedtaket fra Energiklagenemda.

Vi leverte konseptvalgutredning (KVU) for Helgeland til Energidepartementet i oktober 2024. Vi anbefaler å bygge ny 420 kV forbindelse Marka - Nedre Røssåga - Rana, og forskuttere fornyelse med spenningsheving mellom Nedre Røssåga og Sverige (SE2) og sørover til Midt-Norge (NO3). Tiltakene vil gjennomføres stegvis og tilpasses behovet. Vi har igangsatt prosjekt for planlegging av økt kapasitet til og i Marka stasjon, der behovet er størst. Vi samarbeider med Svenska Kraftnät om analyser og plan for spenningsheving mellom Helgeland og Sverige, som har betydning for kapasiteten til hele NO4. Tidspunkt og beslutninger om oppstart av prosjekt for å heve kapasiteten her forutsetter enighet med Svenska Kraftnät.

Målnettet er robust og fremtidsrettet. Nye transportkanaler vil bygges med høy kapasitet for å møte både dagens og fremtidige behov. Målnettet vil likevel alene ikke bli tilstrekkelig for alle planene om nytt forbruk. Behov som går ut over målnettet må dekkes av andre løsninger. Ny kraftproduksjon vil muliggjøre ytterligere økt forbruk.

Vi utreder konseptvalg for fremtidige løsninger på Sør-Helgeland og i Salten

Når 300 kV forbindelsen sørover til Midt-Norge fases ut, må det bli nye løsninger for Sør-Helgeland (Kolsvik) og Hattfjelldal (Trofors). Nettselskapet Linea undersøker nå, i samarbeid med Statnett, alternative fremtidige nettløsninger. Det er viktig å finne løsninger som gjør at vi kan heve grensen for tilknytning av vanlig forbruk til 5 MW. Resultatene fra denne utredningen vil danne grunnlag for å gjøre tiltak på kort og lang sikt. Vi har foreløpig antatt at det vil bli aktuelt med en ny stasjon i Grane, til erstatning for dagens stasjoner i Trofors, Namsskogan og Kolsvik.

Vi planlegger å gjennomføre KVU for økt kapasitet fra Rana til Salten og Nord i 2026/27, som vil gi økt kunnskap om behov og rasjonalitet for denne forbindelsen. Rekkefølgen på nettforsterkninger nord- og sørover fra Helgeland vil være avhengig av utviklingen av behovet og resultatene fra KVUen. Sårbarhet og beredskap tas også hensyn til i vurderingen.

Vi øker kapasiteten til kundene ved å utnytte nettet bedre

Vi arbeider aktivt for å utnytte kapasiteten i dagens nett enda mer. Nettbegrensningene oppstår gjerne i en mindre andel av tiden, og i en stor andel av tiden er det ledig kapasitet. Blant annet utnytter vi transformatorene høyere i perioder, selv om dette kan redusere levetiden. Videre tilbyr vi kapasitet til flere kunder som aksepterer tilknytning på særlige vilkår om utkobling ved vedlikehold eller feil i nettet. Ofte vil det være behov for automatisk vernløsning ved slike vilkår, for å sikre tilstrekkelig rask utkobling. Vi har i dag et stort omfang systemvern, og økt bruk vil kreve bedre og mer automatiserte systemer. Mot 2030 forventer vi å ha på plass nye systemer som muliggjør flere og mer komplekse vernløsninger. Særlige vilkår med vern knyttet til ledninger inn til NO4, Salten og Rana, kan gjøre at vi kan tilby mer kapasitet raskere. Potensialet

knyttet til dynamiske strømgrenser og temperaturoppgradering er begrenset i transmisjonsnettet i dette området da det i hovedsak er spenningssnitt som begrenser.

Samfunnsmessig rasjonalitet av målnettet synliggjøres gjennom "nyttepakker"

Vi har definert "nyttepakker" der vi sammenligner nytte og kostnader mot et nullalternativ. Vi vurderer at det har høy nytte å muliggjøre verdiskapende nytt forbruk og produksjon, og redusere flaskehalser og prisforskjeller. Merkostnaden utover nullalternativet er beregnet til 4-6 mrd.nok (nåverdi) for de to pakkene som omfatter tiltak på og inn til Helgeland, og 3-4 mrd.nok for økt kapasitet til Salten og Nord. Kostnadsestimatene for tiltak frem i tid har stor usikkerhet. I tillegg har vi vurdert arealbruk og utslipp. Målnettet medfører ca. 370 km ny ledning og ca. 240 km fornyet ledning. Vi vurderer det som sannsynlig at nytten overstiger de negative virkningene for pakkene på Helgeland, gitt økning av forbruk og produksjon. For kapasitet til Salten og Nord må vi vurdere dette nærmere, der også nytten av et mer robust nett må veies opp mot høye kostnader, ulemper med arealbeslag og konsekvenser for reindrift. Dette vil bli utredet i planlagt konseptvalgutredning.

Innhold

Situasjonsbeskrivelse	6
Behov	10
Trinnvis plan for utvikling	20
Samfunnsmessig rasjonalitet	27
Usikkerhet og videre arbeid	31
Samlet fremstilling av tiltak	33

Situasjonsbeskrivelse

Områdeplanen beskriver et strategisk målbilde for utviklingen av transmisjonsnettet i *Helgeland og Salten*. Planen omfatter ikke regionalnettet, men er koordinert med regionale planer i de regionale nettselskapene Linea (Helgeland), Arva (Salten) og Kystnett (Nord-Salten).

Området avgrenses i sør på 420 og 300 kV ledningene mot Tunnsjødal, i nord på 420 kV ledningen mot Ofoten, og i øst mot Sverige på 220 kV ledningen Nedre Røssåga - Ajaure. Område *Helgeland og Salten* utgjør sammen med *Områdeplan Nord* prisområde NO4.

De viktigste behovene som påvirker nettutviklingen i området er planer om mye ny industri, med et samlet kapasitetsønske som langt overstiger dagens kapasitet inn til og i området.

Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk fanges opp. De første utviklingstrinnene i planen er relativt sikre, mens samfunnsutviklingen påvirker i større grad senere utviklingstrinn.

Dagens kraftsystem

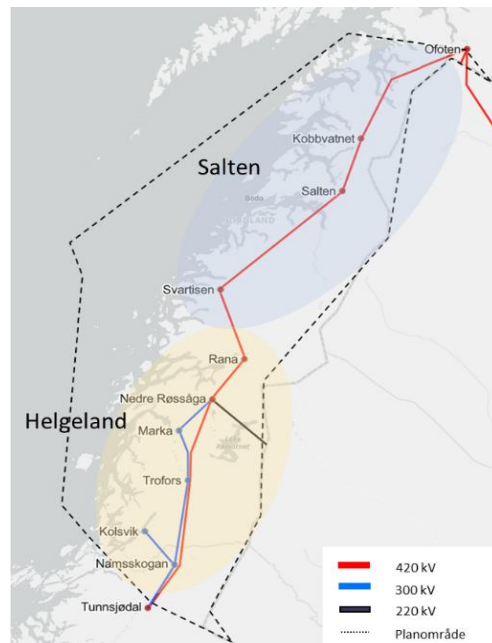
Område *Helgeland og Salten* har i normalår et energioverskudd på rundt 7 TWh, med ca. 17 TWh produksjon og ca. 10 TWh forbruk. Området er en del av NO4 som har et kraftoverskudd på ca 9 TWh. Området har stor positiv effektbalance.

Det er stor produksjonskapasitet med installert effekt på rundt 3350 MW vannkraft og 400 MW vindkraft. Tilgjengelig vintereffekt er ca. 3000 MW. Flere store magasinkraftverk bidrar til god reguleringsevne, og gir også store variasjoner i kraftproduksjonen og kraftoverføringen.

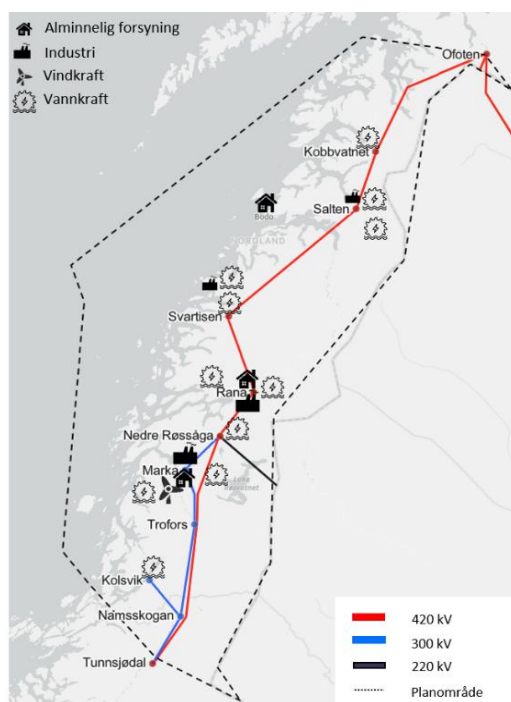
Maks effektforbruk har vært rundt 1500 MW. Det er mye industri med jevn last, og det er derfor relativt lite variasjon i kraftforbruket. I en stor andel av tiden er det stort kraftoverskudd som skal transporteres ut av området. På sommeren er det imidlertid også perioder med lav kraftproduksjon og import til området.

Lokalisering av stor kraftproduksjon, stor industri og byer med stort alminnelig forbruk illustreres i Figur 2.

Kraftoverskuddet flyter i hovedsak sørover til Midt-Norge og nordover til Ofoten, og det er kraftutveksling østover mot Sverige. Fra Ofoten fordeler flyten seg mot Sverige samt nordover til Troms og Finnmark.



Figur 1: Dagens transmisjonsnett i Helgeland og Salten

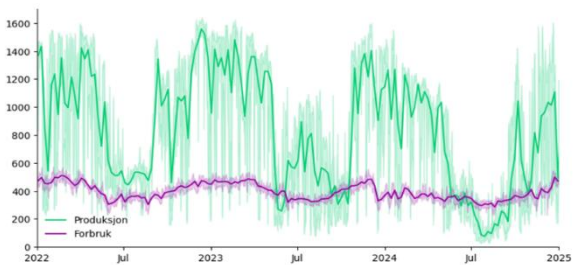


Figur 2: Lokalisering av stor kraftproduksjon, stor industri og byer med stort vanlig forbruk.

På vinter er det typisk kraftflyt inn til Ofoten for å dekke underskudd i Troms og Finnmark, mens det i sommersesongen typisk er flyt sørover og mot Sverige. Sentrale overføringssnitt som overvåkes i dag er i hovedsak knyttet til kraftoverskudd med høy kraftflyt ut av *Helgeland og Salten* mot Trøndelag, Nord og Sverige.

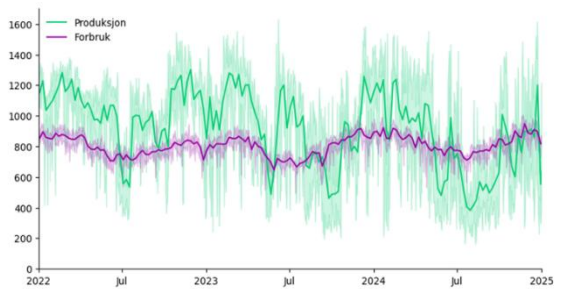
Kraftflyten nord-sør i det norske nettet er sterkt påvirket av et mye sterkere nett nord-sør i Sverige. Dette gir lavere motstand i det svenske nettet, som gjør at mye kraft trekkes mot Sverige på forbindelsene fra Ofoten og Nedre Røssåga.

Salten-området har et stort kraftoverskudd på 5-6 TWh. Det er installert ca. 1740 MW vannkraft og god reguleringsevne. De største kraftverkene er Svartisen, Kobbelv, Siso, Sundsfjord og Lomi. Området har en del kraftintensiv industri, Elkem Salten og Yara Norge i Glomfjord, som utgjør ca. 40% av energi-forbruket. Bodø by er største forbrukspunkt for alminnelig forbruk. Maks effektforbruk er ca. 540 MW.



Figur 3: Forbruk og kraftproduksjon i Salten-området siste 3 år (timesverdier, effekt MW).

Helgeland har et kraftoverskudd på ca. 1,7 TWh. Det er installert ca. 1600 MW vannkraft og god reguleringsevne. De største vannkraftverkene er Rana, Nedre Røssåga, Øvre Røssåga, Langvatn og Kolsvik. I tillegg har Øyfjellet vindkraftverk ved Mosjøen 400 MW installert kapasitet. Helgeland har mye kraftintensiv industri, Mo Industripark i Mo i Rana og Alcoa i Mosjøen, som utgjør nærmere 80% av energiforbruket og 65% av effektforbruket. Alminnelig forbruk er størst i Mo i Rana og Mosjøen. Maks effektforbruk er ca. 930 MW.



Figur 4: Forbruk og kraftproduksjon på Helgeland siste 3 år (timesverdier, effekt MW)

Figur 4 viser kraftproduksjon og forbruk siste 3 år på Helgeland.

Transmisjonsnettet

Transmisjonsnettet i Salten består av kun 420 kV anlegg. Regionalnettet i Salten er i hovedsak 132 kV, mens i Nord-Salten er det 66 kV. Det er nedtransformering fra 420 kV til regionalnettet i Svartisen, Salten og Kobbvatnet.

Transmisjonsnettet på Helgeland er 420 kV, 300 kV og 220 kV anlegg. Regionalnettet på Helgeland er i hovedsak på 132 kV, med et par eldre forbindelser på 66 kV. Det er nedtransformering fra transmisjonsnettet i Rana, Nedre Røssåga, Marka og Kolsvik. Transmisjonsnettet er direkte koblet til distribusjonsnettet i Trofors med nedtransformering 300/22 kV. Namsskogan er en koblingsstasjon for 300 kV ledningen til Kolsvik uten transformering.

Nedre Røssåga knytter sammen 420, 300 og 220 kV ledningene i området. Sørover til Tunnsjødal går det en 420 kV ledning og en 300 kV forbindelse som går via Marka, Trofors og Namsskogan. Nordover fra Nedre Røssåga går det en enkel 420 kV forbindelse til Ofoten via Rana, Svartisen, Salten og Kobbvatnet. Østover fra Nedre Røssåga går det en 220 kV ledning til Ajaure/Grundfors i Sverige.

Transmisjonsnettet:	Antall stasjoner	420 kV	300 kV	220 kV
Ledning (km)		554	213	58
Stasjoner med spenningsnivå	9	5	5	1

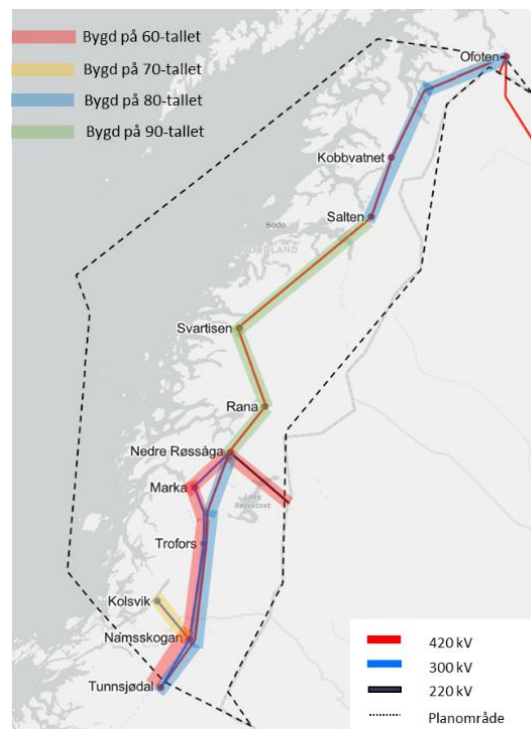
Helgeland og Salten er et område hvor Statnett har lite egen fiber, og sambandsløsningene for transmisjonsnettet er i stor grad basert på leid fiber. For utviklingen videre er det viktig med OPGW på nye/oppgraderte ledninger. I tillegg finnes det fiberprosjekter under utvikling i området som kan gi flere muligheter på sikt.

Fornyelsesbehov i eksisterende nett

Tidspunkt for fornyelse av ledninger avhenger av tilstand. Ledninger bygget før 1973 forventes å ha levetid inntil 80 år, mens ledninger bygget senere forventes å ha lengre levetid. Statnett gjennomfører 60-års kontroller for å avklare tilstand på hver enkelt ledning.

220 kV ledningen mellom Nedre Røssåga og Ajaure i Sverige ble bygd i 1963. Behovet for fornyelse av ledningen ses i sammenheng med behovet for økt kapasitet, og vi forventer at forbindelsen vil erstattes med en ny 420 kV forbindelse tidligere enn fornyelsesbehovet tilsier. Svenska Kraftnät ser også fornyelses- og kapasitetsbehov på svensk side.

300 kV forbindelsen Nedre Røssåga-Marka-Trofors-Namsskogan-Tunnsjødal, ble i hovedsak bygd på slutten av 60 tallet med simpleks faseline. Disse ledningene har fornyelsesbehov i 2045-50. Behovet for fornyelse ses i sammenheng med behovet for økt kapasitet, og dagens forbindelse vil bli erstattet med en ny 420 kV forbindelse. Vi forventer at tidspunktet for dette vil bli drevet av kapasitetsbehov, før behovet for fornyelse. I forbindelse med spenningsheving til 420 kV vil det vurderes hva som er rasjonell fremtidsrettet nettløsning i regional-/transmisjonsnettet for Hattfjelldal og Sør-Helgeland. Trofors stasjon forsyner et svært lite forbruk i Hattfjelldal. I Namsskogan er det en koblingsstasjon, med 300 kV forbindelse til Kolsvik på Sør-Helgeland. Senest når 300 kV erstattes med 420 kV vil det etableres nye rasjonelle løsninger som er tilpasset behovet.



Figur 5: Byggeperiode for dagens ledninger.

Dagens 420 kV ledning fra Nedre Røssåga til Tunnsjødal ble bygget som 300 kV duplex, og ble oppgradert til 420 kV i 2017. 420 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga og nordover via Rana, Svartisen, Salten og Kobbvatnet til Ofoten er bygd i perioden 1987-94 og har fortsatt lang restlevetid. Ledningene via Svartisen går i krevende terreng med store klimatiske påkjenninger som medfører stor slitasje og krevende vedlikehold, og blir årlig reparert og forsterket i utsatte områder.

Ny Salten stasjon ble satt i drift i 2023, og Kobbvatnet stasjon er relativt ny. Stasjonene Svartisen, Marka og Kolsvik er nylig fornyet/utvidet. Nedre Røssåga stasjon er under fornyelse/ombygging, mens i Rana har prosjektet for fornyelse, ombygging og økt kapasitet i en periode bremsset opp på grunn av manglende løsning på flimmer.

For nærmere informasjon om tiltakene vises til kapittel 3. Tiltak skal være helhetlige og tilpasset fremtidige utvikling med henblikk både på fornyelser og økt kapasitet.

I tillegg kommer mindre fornyelser og periodisk vedlikehold.

Erfaringer og utfordringer fra driften i dag

Ny Salten transformatorstasjon med to transformatorer ble satt i drift ultimo 2023. Tidligere driftsutfordringer ved utfall eller vedlikehold av anlegg i Salten ved stort kraftoverskudd er nå blitt betydelig forbedret. Regionalnettet under Salten har imidlertid kapasitetsbegrensninger og er utfordrende å drifte. Det er flere flaskehalser og mange snitt som påvirkes av produksjonen, som løpende må følges med på og håndteres. Det er mange oppdelinger og varierende koblingsbilder, og mye spesialregulering. Videre er det i perioder i vinter-halvåret ikke mulig med redundant N-1¹ forsyning til Bodø-området. Utkobling av ledninger i Salten-nettet er avhengig av god koordinering med produksjonen i området.

Regionalnettet under Svartisen er normalt delt i radielle drifter for å unngå transitt ved utfall i 420 kV nettet og på grunn av spolejordingen. Med radiell drift kan vi utnytte termisk kapasitet og ledningskapasiteten kan utnyttes bedre.

I Rana har det over mange år vært store utfordringer med flimmer fra 7 Steel Nordic (tidligere Celsa) sin stålovn i Svabo. Ved kaldstart av ovnen er det store spenningsvariasjoner. Flimmer spres langt ut i transmisjonsnettet. For å redusere flimmer for øvrige kunder lokalt er det en driftskobling i Rana/Svabo der stålovnene isoleres fra øvrig forbruk lokalt, ved at Statnetts transformator i Rana er dedikert kun til 7 Steel sammen med en/to generatorer. Dette er svært dårlig utnyttelse av kapasiteten i Rana. Øvrig forbruk under Svabo forsynes via en mye lengre 132 kV regionalnett-forbindelse fra Nedre Røssåga, hvor det tidvis er flaskehalser og mye spesialregulering, samt økte tap i regionalnettet. Gitt at 7 Steel gjennomfører tiltak for å redusere flimmeret de påfører nettet, vil nettet i området kunne utnyttes mer effektivt.

Marka og Mosjøen blir ensidig forsynt ved revisjoner eller utfall av transformator i Marka eller en av 300 kV forbindelsene inn til Marka. Gjenoppbygging og forsyning av alt forbruket kan være krevende dersom utfall i nettet skjer samtidig med vedlikehold. Utfall av 300 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga kan også i situasjoner med lav kraftproduksjon gi utfordringer. Det er behov for kort gjeninnkoblingstid for å få rask gjenoppretting av industrien.

I Trofors er det begrensede omkoblingsmuligheter. Underliggende 22 kV nett har ikke nok reserve til å forsyne Arbor-fabrikken i Hattfjelldal, og transformatoren kan derfor kun tas ut for vedlikehold når fabrikken har stans. Namsskogan stasjon har forenklet løsning, som gir utfordringer når en av ledningene må kobles ut. Ved utkobling driftes regionalnettet under Kolsvik-Marka/Svabo og mellom Namsos og Årsandøy kortvarig med unormale koblingsbilder. I Kolsvik driftes det med gaffel-kobling på produksjonen knyttet til utfall av ledningen mot Namsskogan. Regionalnettet (66 kV) mellom Kolsvik og Namsos (Tensio) har utfordringer med snitt og omlagring ved feil. Ved utkoblinger er det tidvis produksjonstilpasning på vindkraft og oppdeling av nettet i radielle drifter.

Transmisjonsnettet mellom Ofoten og Nedre Røssåga ligger i værutsatte traseer. Det er tidvis utfordringer med mye ising og vind. Det er utført utbedringer de senere årene, men det er fortsatt stort behov for vedlikehold i perioder der en del forbruk får redusert forsyningssikkerhet (N-0, N-1/2). På ledningene sørover til Tunnsjødal er det ofte aktivert systemvern, med produksjonsfrakobling på flere kraftverk, for å håndtere stort kraftoverskudd ved utfall.

Systemjording

Regionalnettet er spolejordnet. Spolejording setter begrensninger for sammenkobling av nettdeler, og gir utfordrende drift med økt behov for oppfølging og koblinger. Driftskoordinering og til enhver tid riktig innstilling av spolene i store spolejordede nett er ressurskrevende og utfordrende personsikkerhets- og driftsmessig ved jordfeil og/eller fasebrudd. Statnett har en overordnet strategi om å få til en overgang fra spolejording til direktejording på sikt, for å få sikker og effektiv drift, og en rasjonell videreutvikling av nettet.

¹ N-1 innebærer at forsyningen skal kunne opprettholdes ved utfall av en komponent i nettet.

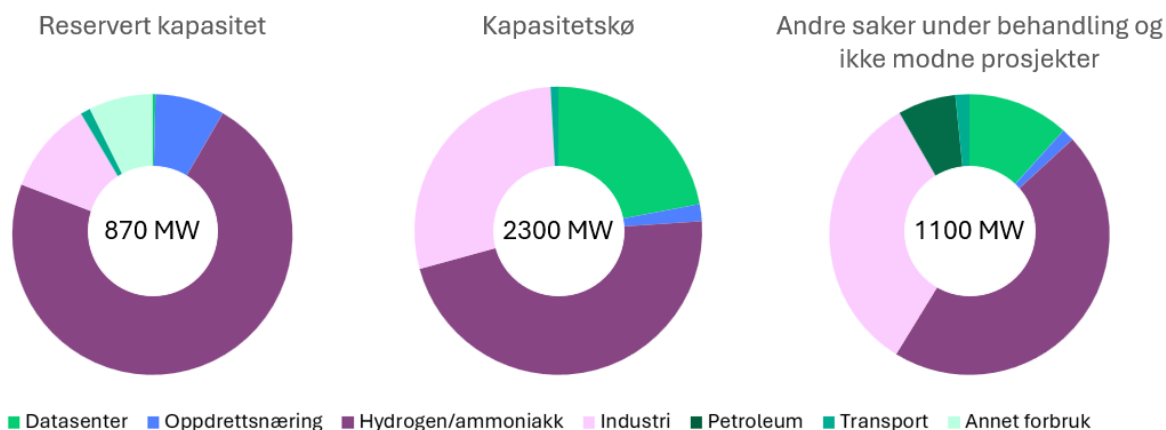
Behov

Planer om mye nytt kraftforbruk er drivende for nettutviklingen

Det er forespurt om kapasitet til svært mye nytt forbruk i Helgeland og Salten (ca. 4000 MW). De største planene er på Helgeland. Lave kraftpriser, god tilgang på vannkraft, tilrettelagte områder og gode utskipingsmuligheter gjør området attraktivt for ny industri.

Mange av forbruksplanene i området er vurdert som modne prosjekter. Per medio april er det i transmisjonsnettet reservert nettkapasitet til ca. 870 MW økt forbruk, og modne forbruksplaner på til sammen ca. 2300 MW er i kapasitetskø. Det er forespurt om relativt sett lite kapasitet til ny kraftproduksjon, ca. 220 MW. Vi har reservert kapasitet til modne prosjekter om ny kraftproduksjon på 115 MW, og er i prosess med å vurdere ytterligere 100 MW.

Det er stor usikkerhet rundt hvilke planer som vil bli realisert, og hvor mye og hvor raskt forbruket kommer. Nivået på forbruket påvirkes, i tillegg til nettkapasitet, også av hvor mye ny kraftproduksjon som etableres, som igjen påvirker kraftpriser og lønnsomhet i prosjektene.



Figur 6: Oversikt over volum kapasitet som er reservert, i kapasitetskø og andre saker under behandling. Saker > 5 MW effekt og 20 GWh/år.

Av reservert kapasitet og modne forespørsler som venter på kapasitet på ca. 3100 MW er omtrent 54 % hydrogen/ammoniakk, 16 % datasenter, 2 % fisk-/oppdrettsnæring og 28 % annen industri inkl. e-fuel og transport. Grønt hydrogen forventes å bli sentralt for å kutte utslipp innen deler av industri og transportsektoren, men er kostbart. Det antas behov for teknologiutvikling og økonomisk støtte for å få grønt hydrogen lønnsomt. Det er ikke usannsynlig at veksten kommer noe senere enn tidligere antatt. Vi erfarer enkelte andre steder i landet at hydrogenprosjekter faller fra, men så langt er det ikke tilfellet her.

Da nettkapasitet er en knapphetsfaktor og det er mange planer i kapasitetskø, er det viktig at fremdrift og modenhet i planene blir fulgt opp. I samarbeid med de regionale nettselskapene gjør vi minst årlig en gjennomgang av saker som har fått reservert kapasitet og som er i kapasitetskø. For saker som har reservert kapasitet vil mangelfull fremdrift medføre at kapasitet frigjøres til modne kunder som står i kapasitetskøen.

I omtalen av planer for utvikling i forbruk og produksjon samt nettkapasitet under skiller vi mellom Helgeland og Salten. Dette skyldes at Salten kapasitetsmessig må ses i sammenheng med området Nord, da det i hovedsak er de samme begrensningene i nettet inn til området.

Det er svært store forbruksplaner på Helgeland

Statnett har per medio april mottatt forespørsler om kapasitet for tilknytning av til sammen nesten 3800 MW økt forbruk på Helgeland. Dette er rundt fire ganger dagens forbruk på ca. 930 MW.

Figur 7 viser dagens forbruk, anslag for vekst i vanlig forbruk 10 år frem, og tilknytningssaker Statnett har mottatt på Helgeland. Dette er en oversikt over forespurt kapasitet, som viser brutto forbruksplaner. Alt forbruket vil ikke pålaste transmisjonsnettet samtidig i makslast på grunn av forbruksprofil og samtidighet².

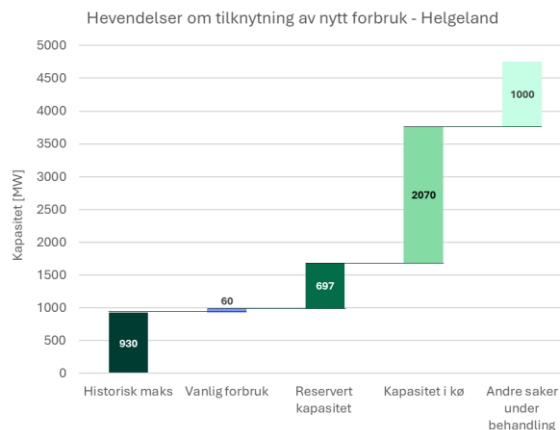
Vi har per medio april reservert kapasitet til 697 MW nytt forbruk, og er i prosess med å reservere ytterligere ca. 370 MW. Dette vil utgjøre over en dobling av dagens forbruk. Noen reservasjoner har særlige vilkår om utkobling knyttet til driftsstans eller driftsforstyrrelser på anlegg inn mot eller i de enkelte stasjonene. Lite reservert kapasitet er tatt i bruk siden forrige områdeplan (ca. 10 MW). Nivået på hvor mye kapasitet som reserveres til nytt forbruk begrenses av nettkapasiteten inn til Helgeland. Sum ledig kapasitet inn til området blir reservert.

Det er 2070 MW modne forbruksplaner i kapasitetskø, som må vente til reservert kapasitet eventuelt faller fra eller til ny nettkapasitet etableres. Videre er det forespurt om ca. 1000 MW som så langt ikke er vurdert som modne planer og/eller som ikke har bestilt kapasitet.

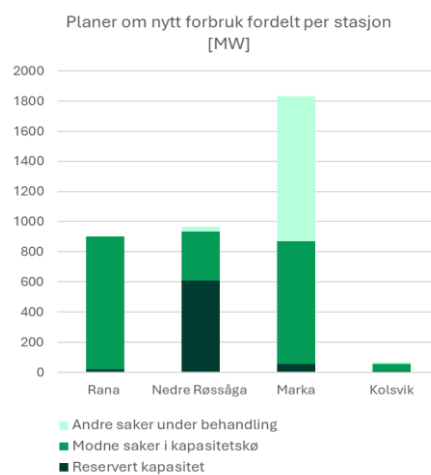
Vi holder av nettkapasitet for utvikling i vanlig forbruk³ 10 år frem i tid, som for Helgeland er anslått til 40-80 MW. Dette forbruket skal som hovedregel ikke måtte vente på nytt transmisjonsnett.

De store forbruksplanene er under transmisjonsnett-stasjonene Marka, Nedre Røssåga og Rana. I Kolsvik er det vesentlig mindre forbruksplaner. Kommunene og nettselskapene arbeider aktivt med å legge til rette for planlagt nytt forbruk med regulering av arealer og nettkapasitet.

Det er flere store hydrogenprosjekter i området. Dersom det skulle ta lenger tid å realisere hydrogenplanene i området eller planer skulle faller fra, er det mange andre modne industriprosjekter i kapasitetskø på Helgeland. Helgeland er godt egnet for denne type forbruk og annen industri, med god tilgang til kraft, tilrettelagte områder og gode utskipingsmuligheter.



Figur 7: Dagens forbruk, anslått vekst i vanlig forbruk samt alle henvendelser og kapasitet til økt forbruk. Må ikke forstås som en forbruksprognose.



Figur 8: Planer om nytt forbruk på Helgeland per transmisjonsnettstasjon (MW)

² Med samtidighet menes at ikke alt forbruk vil belaste nettet maksimalt samtidig

³ Vanlig forbruk omfatter forbruksplaner < 5 MW og under 20 GWh/år. For Kolsvik er grensen satt til 1 MW på grunn av kapasitetsbegrensninger.

Forbruksplanene i Salten er mindre, men ses i sammenheng med store planer lenger nord

Vi har per medio april mottatt forespørsler om kapasitet til tilknytning av til sammen 360 MW økt forbruk, som er nærmere 70% økning fra dagens forbruk.

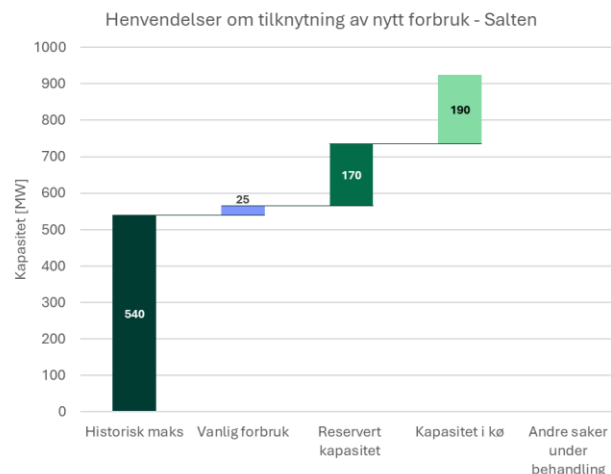
Figur 9 viser dagens forbruk, anslag for vekst i vanlig forbruk 10 år frem, og tilknytningssaker Statnett har mottatt i Salten. Dette er en oversikt over forespurt kapasitet, som viser brutto forbruksplaner. Alt forbruket vil ikke belaste transmisjonsnettet samtidig i makslast på grunn av forbruksprofil og samtidighet⁴.

Vi har per medio april reservert nettkapasitet til 170 MW, og er i prosess med å reservere ytterligere ca. 30 MW som følge av frigjort kapasitet. Siden forrige områdeplan er ca. 40 MW reservert tatt i bruk, og er dermed nå fjernet fra reservert kapasitet. Nivået på kapasitet som reserveres er begrenset av nettkapasitet inn til område Salten og Nord (Saltensnittet). Det er store forbruksplaner i område Nord, med reservert kapasitet til ca. 1350 MW. All ledig kapasitet inn til område Salten og Nord er reservert.

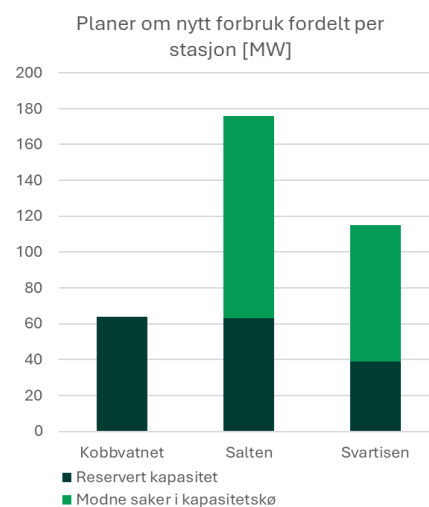
Det er ca. 190 MW modne forbruksplaner i kapasitetskø, som må vente til reservert kapasitet eventuelt faller fra eller til ny nettkapasitet etableres.

Vekst i vanlig forbruk⁵ er anslått til 20-30 MW. Dette forbruket skal som hovedregel ikke måtte vente på nytt transmisjonsnett.

Det er forbruksplaner under Statnetts transmisjonsnettstasjoner i Kobbvatnet, Salten og Svartisen. Av tidligere reservert kapasitet under Kobbvatnet og Svartisen er ca. 40 MW nå tilknyttet, og inngår ikke lenger i reservert kapasitet.



Figur 9: Dagens forbruk, anslått vekst i vanlig forbruk samt alle henvendelser og kapasitet til økt forbruk. Må ikke forstås som en forbruksprognose.



Figur 10: Planer om nytt forbruk i Salten-området per transmisjonsnettstasjon

⁴ Med samtidighet menes at ikke alt forbruk vil belaste nettet maksimalt samtidig

⁵ Vanlig forbruk omfatter forbruksplaner < 5 MW og under 20 GWh/år. For Kolsvik er grensen satt til 1 MW på grunn av lav kapasitet.

Få modne planer om ny kraftproduksjon, men vindkraft er mulig på sikt

Forespørsler om kapasitet til ny kraftproduksjon i Helgeland og Salten utgjør i sum svært lite i forhold til alle planene om svært mye nytt kraftforbruk. Det er per medio april forespurt om kapasitet til ca. 220 MW ny vann-/småkraft og effektoppgraderinger. Vi har reservert kapasitet til modne prosjekter på 115 MW, og ytterligere 100 MW er i prosess.

I tillegg er det søkt NVE om konsesjon til noen småkraftverk som Statnett ikke har mottatt forespørsel om, som i sum utgjør lite.

Vi er kjent med planer om flere store vindkraftverk på Helgeland, men har ikke mottatt noen forespørsler om kapasitet. Det er planer om vindkraft på Sjonfjellet med innmating til Rana, på Tovenfjellet og Kovfjellet med innmating til Marka eller eventuell ny stasjon i Holandsvika, og planer om mye vindkraft i Hattfjelldal. Til sammen utgjør dette i størrelsesorden 1500-2000 MW. Ingen av planene er meldt/konsesjonssøkt til NVE. Flere kommuner har stilt seg positive til utredninger. Vi vurderer det som usikkert hvor mye vindkraft som vil bli realisert og eventuelt når. Det er ikke sannsynlig med ny vindkraft i drift før tidligst i 2032.

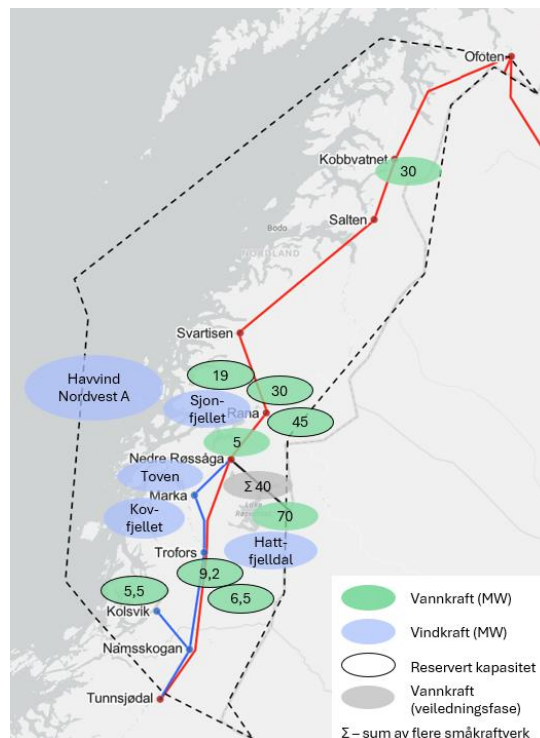
Det har vært vanskelig å få aksept både for ny stor vannkraft og vindkraft på land. Det har vært bred motstand mot vindkraft, og noen kommuner har tidligere gjort vedtak om å si nei til vindkraft. Landvind er generelt vurdert som lønnsomt, men lav kraftpris i NO4 har gjort nye produksjonsprosjekter ulønnsomme. Med mye nytt forbruk vil det bli høyere kraftpriser og incentivene vil endre seg.

Flytende havvind kan være aktuelt på sikt, anslagsvis etter 2035.

NVE har identifisert et stort havvindområde utenfor Helgeland, Nordvest A. I juni 2025 vil NVE publisere resultatene av den strategiske konsekvensutredningen for dette og flere andre havvindområder. Flytende havvind er per i dag en dyrere teknologi enn bunnfast, og har større behov for statsstøtte. På sikt kan kanskje de billigste flytende havvindprosjektene, inkludert nettilknytning, bli konkurransedyktige med bunnfast havvind i Norge. Havvind vil mest sannsynlig komme etter vindkraft på land, og mulig nivå vil være avhengig av hvor mye vindkraft på land som blir etablert.

Dagens transmisjonsnett, med dagens forbruk og produksjon, vil kunne håndtere 400-500 MW ny vindkraft-produksjon på Helgeland med tilknytning på 420 kV i Rana eller Nedre Røssåga. Det vil kreves særlige vilkår om utkobling og vernløsning knyttet til utfall av anlegg i transmisjonsnettet. Det er ikke kapasitet i dagens nett til flere store vindkraftverk, som forutsetter nettforsterkninger for økt kapasitet både ut av Helgeland og for tilknytning internt i området. Med planlagte tiltak i transmisjonsnettet vil mulige tilknytningspunkter for vindkraft etter 2035 være i transmisjonsnettstasjonene Marka eller eventuelt ny stasjon i Holandsvika, Rana eller Nedre Røssåga. Nettforsterkninger for vindkraft vil i stor grad samsvare med behovet for nettforsterkninger for nytt forbruk i området.

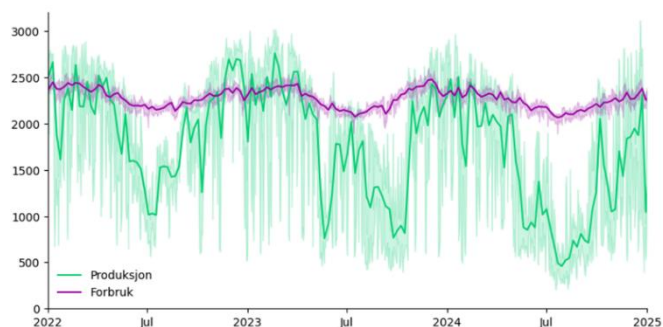
Ny kraftproduksjon i området vil være gunstig sett i sammenheng med planene om mye nytt forbruk. Vindkraft vil kunne spille godt sammen med den regulerbare vannkraften i området. Kapasiteten til ny kraftproduksjon vil, i tillegg til nettforsterkninger, være avhengig av forbruksutviklingen.



Figur 11: Planer om ny vannkraftproduksjon basert på mottatte forespørsler om nettkapasitet, samt kjente planer om vindkraftproduksjon.

Fra kraftoverskudd til -underskudd, med importbehov og økte kraftpriser

I *Helgeland og Salten* planlegges det å tilknytte mye nytt forbruk allerede før 2030, mens relativt sett lite ny kraftproduksjon vil kunne bli realisert de nærmeste årene. En utvikling med mye nytt forbruk uten særlig ny kraftproduksjon, vil medføre en fundamental endring av kraftbalansen og kraftflyten i området. Dagens kraftoverskudd vil endres til kraftunderskudd, og området vil i perioder bli avhengig av mye import. Figur 12 viser en svært forenklet illustrasjon av forbruk og kraftproduksjon basert på historikk siste tre år i *Helgeland og Salten* med 1200 MW nytt forbruk lagt til.



Figur 12: Forenklet illustrasjon av forbruk og kraftproduksjon i *Helgeland og Salten* basert på historikk siste tre år med 1200 MW nytt forbruk lagt til (MW)

Høy forbruksvekst i NO4 uten særlig ny kraftproduksjon vil gi underskudd og økte kraftpriser

Område *Helgeland og Salten* utgjør sammen med område *Nord* prisområde NO4. NO4 har et kraftoverskudd på rundt 9 TWh, med ca. 30 TWh produksjon og ca. 21 TWh forbruk.

Det er store forbruksplaner i hele NO4, og også i NO3 (Midt-Norge). I NO4, er det per medio april reservert kapasitet til ca. 2200 MW nytt forbruk. Med reservasjoner som er i prosess i *Helgeland og Salten* blir sum reservert kapasitet til nytt forbruk i NO4 ca. 2600 MW, som er en betydelig økning på ca. 85% fra dagens forbruk.

Mesteparten av forbruksplanene er industri med høy brukstid og utgjør dermed en stor økning i energiforbruk. 2600 MW økt industriforbruk i NO4 utgjør anslagsvis noe over 20 TWh. Dersom forbruket blir realisert som planlagt, uten at det også kommer særlig ny kraftproduksjon, vil NO4 i normalår få et energiunderskudd på rundt 10 TWh.

Kraftoverskuddet i *Helgeland og Salten* bidrar i dag til forsyning av både nordre Nordland, Troms og Finnmark og Trøndelag. Med kraftunderskudd i NO4 og økt kraftunderskudd i NO3, vil kraftflyten endres vesentlig. Våre simuleringer⁶, herunder i *Analyse av Transportkanaler (ATK)*⁷, viser at det vil bli mer variasjon i kraftflyt inn og ut, perioder med høyt importbehov til NO4, flere timer med flaskehalser spesielt fra Sverige og kraftpris som i perioder ligger over prisene i våre naboland. Med dagens importkapasitet til NO4 kan det bli en krevende energisituasjon på slutten av vinteren i tørre år, som også kan gi utfordringer med effekttilgang.

Koblingen til Sverige (SE1, SE2) gjør at utviklingen der er av stor betydning for kraftprisen i NO4. I våre analyser lagt til grunn fortsatt kraftoverskudd i SE1/SE2, der planer om mye nytt forbruk i SE1 oppveies av planer om mye ny kraftproduksjon i SE2.

Mange aktører ser på Nord-Norge som en attraktiv lokasjon fordi kraftprisene er lave. Våre markedsanalyser viser at tilknytning av alt reservert volum i NO4, uten særlig ny kraftproduksjon, vil gi et høyt prisnivå som kan bli høyere enn prisene i omkringliggende områder og på kontinentet. Stort kraftunderskudd og høye kraftpriser i NO4 vil gjøre det mindre attraktivt å etablere nytt forbruk, og kan føre til at noe av forbruket vil falle fra på grunn av manglende lønnsomhet. Det at

⁶ Simuleringene gjennomført i markedsmodellen samnett er basert på vær- og tilsigshistorikk fra 1988 til 2016. Simuleringene er gjennomført med flytbasert markedsklarering. Dagens NO4 er i simuleringene delt i to, der skillet går mellom Svartisen og Ofoten.

⁷ [Statnetts analyse av transportkanaler 2023-2050](#) omhandler analyse av overføringsbehov, flaskehalser og prisforskjeller i transportkanalene.

et prosjekt er modent nok til å stå i kapasitetskø betyr ikke at det vil realiseres uavhengig av kraftprisforventning. Samtidig blir det mer lønnsomt med kraftproduksjon.

Vi antar stor forbruksøkning, men det er betydelig usikkerhet rundt nivå og tempo

Det er mange planer om nytt forbruk også ellers i Norge og det kan bli stor forbruksvekst i årene fremover. Men det er usikkert hvor mye og hvilket forbruk som vil bli realisert, og hvor raskt. Nivået vil påvirkes av kraftprisene som igjen påvirkes av hvor mye ny kraftproduksjon som etableres. Med stor forbruksvekst uten særlig ny kraftproduksjon de nærmeste årene er det et spørsmål hvor kraften skal komme fra.

Generelt i Norge ser vi at forbruksutviklingen og utviklingen i flere tilknytningssaker går tregere enn tidligere anslått. Vi erfarer at noen planer for hydrogen og batterier legges bort, nedskaleres eller utsettes, mens forbruk til datasentre øker.

Statnetts kortsiktige markedsanalyse⁸ viser at Norge i løpet av få år kan få en betydelig dårligere kraftbalanse og tilgang på energi blir en økende utfordring. Det er stort utfallsrom i utviklingen av kraftbalansen, avhengig av forbruk og produksjonsutviklingen fremover. I scenarioet *KMA24 Medium* reduseres energioverskuddet i et normalår fra ca. 18 TWh i 2024 til ca. 3 TWh i 2029. Dette har betydning for kraftprisene i Norge sammenlignet med våre naboland, og også for prisforskjellene internt i Norge.

I Statnetts langsiktige markedsanalyse⁹ fremgår det at forbruket kan øke mye, men at lite fornybar kraftproduksjon kan dempe veksten. Det er stor usikkerhet rundt hvor mye forbruk som blir elektrifisert og hvor raskt, noe som bl.a. kommer an på kostnadsutviklingen for hydrogen, havvind og kjernekraft. Økonomisk støtte vil på kort sikt være en forutsetning for elektrolyseanlegg, havvind og kjernekraft. På lang sikt forventer vi mer like kraftpriser internt i Norge, - generelt noe lavere priser enn på kontinentet, men tørrår med høye priser og flere timer med høye pristopper som følge av stram effektbalanse. Det vil være gunstig med forbruk som er fleksibelt og prissensitivt. Fleksibilitet i forbruket blir også viktigere i sammenheng med at det blir mer krevende å få utkobling av nettanlegg for vedlikehold, og forbruket bør også kunne reduseres eller kobles ut ved utfall av nettanlegg.

Dagens nett har kapasitet til en begrenset andel av modne forbruksplaner

Det er forskjeller på hvor i Helgeland og Salten det er kapasitet til å tilknytte nytt forbruk og ny produksjon. Nettet nord og sør for Nedre Røssåga har ulik struktur, der forbindelsen nordover fra Nedre Røssåga er en enkel 420 kV ledning som er spesielt påvirket av transitt nordover ved høyt forbruk nord for Ofoten. Nettet fra Nedre Røssåga og sørover er dubleret og dermed mer robust for utfall. Det er derfor ikke likegyldig hvor i *Helgeland og Salten* det økte forbruket kommer. Tilgjengelig kapasitet i Salten-området (fra Svartisen og nordover) ses i sammenheng med Nord (nord for Ofoten).

⁸ Statnetts kortsiktige markedsanalyse 2024-29

⁹ Statnetts Langsiktige Markedsanalyse 2024-50 drøfter generelt langsiktige internasjonale og nasjonale utviklingstrekk og usikkerheter rundt forbruk, produksjon og kraftpriser.

Figur 13 illustrerer at det er kapasitets-begrensninger inn til Helgeland og inn til Salten-området og Nord, og også lokalt i de enkelte stasjonene.

I kapasitetsvurderinger for transmisjonsnettene inn til de to områdene Helgeland og Salten+Nord legger vi til grunn at forbruket skal kunne forsynes ved utfall av én ledning (N-1) inn til områdene. Vi vurderer at en N-0 tilnærming har for høy risiko for mørklegging med 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.

I tillegg til områdebegrensningene må vi ta hensyn til begrensninger på ledninger og snitt internt i området. For transmisjonsnettene gjennom Helgeland kan det være akseptabelt å midlertidig tilknytte noe forbruk på særlige vilkår om utkobling. Omfattende og varig bruk av slike vilkår i stamnettet gjennom Helgeland vurderes ikke som akseptabelt.

Vi må også ta hensyn til begrensninger i transformeringskapasitet. Her kan det være driftsmessig forsvarlig å fravike N-1 og tilknytte med særlige vilkår om utkobling (N-0), da dette er enklere å håndtere, konsekvensene er mer begrenset og risikoen er mindre. Langvarig feil på transformatorer har lav sannsynlighet, og vi vurderer i hver enkelt sak muligheten for rask gjenoppretting av forsyningen ved feil. Vi tilbyr tilknytning med særlige vilkår der konsekvensen vurderes som akseptabel både for nettselskapene og kunden. Erfaring fra dialog med potensielle nye kunder er at kundene primært ønsker god forsyningssikkerhet (N-1), men kan akseptere særlige vilkår om utkobling midlertidig for raskere tilknytning.

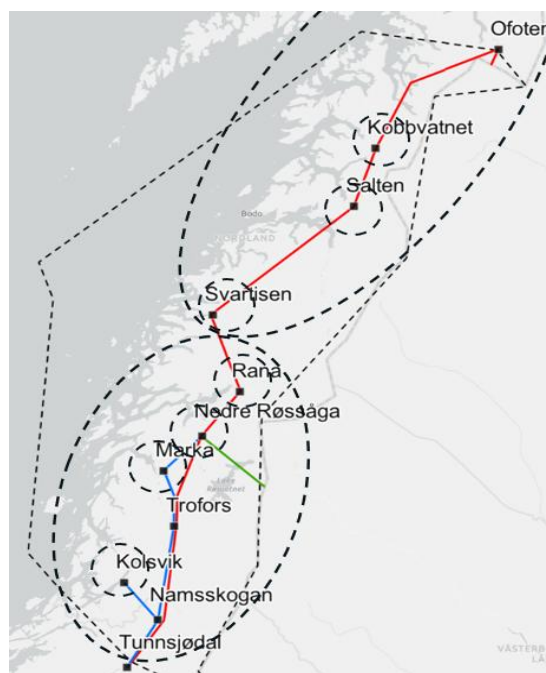
Vi må ta høyde for at det skal være mulig å koble ut anlegg for vedlikehold. Dette skjer i all hovedsak i sommerperioden. Industri har imidlertid som regel jevnt forbruk hele året med høy last også på sommeren. Det kan være aktuelt å tilby tilknytning på særlige vilkår der forbruket må ligge ute i vedlikeholdsperioder.

I Salten + Nord gir reservert kapasitet ca. 75% forbruksøkning - all kapasitet er reservert

Forbruksplaner i Salten og Nord er i samme kapasitetskø, da det er de samme transmisjonsnett-ledningene som begrenser. Vi får spenningsproblemer ved utfall av 420 kV forbindelser inn til området og problemet er størst ved lav kraftproduksjon i området. Dette begrenser hvor mye nytt forbruk som kan etableres i sum for Salten-området og område Nord. For nærmere informasjon om områdebegrensning og sum-kapasitet vises det til *Områdeplan Nord*.

Kapasitetsbegrensninger i Salten er per nå primært knyttet til områdebegrensningen. Med reservert kapasitet på 1540 MW i Salten og Nord, som er nesten 75% økning fra dagens forbruk, er all tilgjengelig kapasitet i området reservert. Kapasitetskøen er fortsatt stor. Dersom reservert kapasitet frigjøres, kan kapasitet tildeles til nye prosjekter i kapasitetskøen.

Hvorvidt det er ledig transformeringskapasitet i dagens nett i stasjonene, etter gitte reserverasjoner (medio april) angis i tabellen under. Det er i tillegg kapasitet til tilknytning direkte på 420 kV, men sum for tilknytninger må være innenfor sum-begrensningen for område Salten og Nord.



Figur 13: Kapasitetsbegrensninger inn til Helgeland og Salten innad i området.

	Antall trans-formatorer	Ledig kapasitet ordinære vilkår (N-1)	Ledig kapasitet særlige vilkår (N-0)	Kommentar
Kobbvatnet	1	Vurderes når aktuelt	Ja	Tilknytning på ordinære vilkår forutsetter redundans via regionalnettet, som vurderes i konkrete saker.
Salten	2	Ja	Ja	Ledig kapasitet på ordinære og særlige vilkår. Det er kapasitetsbegrensninger i regionalnettet.
Svartisen	1	Nei	Ja	All kapasitet på ordinære vilkår er reservert. Ikke ytterligere ledig kapasitet på ordinære vilkår da det ikke er full redundans via regionalnettet.

Regionalnettet i Salten-området har kapasitetsbegrensninger

Det er kapasitetsbegrensninger i regionalnettet. De regionale nettselskapene vurderer tilgjengelig kapasitet og behovet for tiltak i eget nett. Vi oppsummerer kort der vi ser kapasitetsutfordringer.

Regionalnettet under Kobbvatnet får kapasitetsbegrensninger med reservert nytt forbruk. Nytt forbruk tilknyttes delvis med særlige vilkår. Kystnett gjennomfører og planlegger nettforsterkninger for økt kapasitet til nytt forbruk, herunder ny 66 kV Kalvåg-Ulsvåg, ny 132 kV Falkelv-Vassmo, samt nye/utvidelser i stasjoner.

Regionalnettet under Salten stasjon har kapasitetsbegrensninger. Vi har ved reservasjoner av kapasitet til nytt forbruk forutsatt at Arva forsterker regionalnettet, noe som har vært planlagt av Arva. Dette gjelder kapasitet mellom Salten og Valljord, Sjønstå og Valljord/Fauske, Valljord-Hopen og mellom Sundsfjord og Hopen. Arva bygger nå ny Hopen-Saltstraumen og gjennomfører temperaturoppgradering av Valljord-Hopen. Det er gitt konsesjon på Sjønstå-Valljord innom Fauske. Tiltak for økt kapasitet Salten-Valljord og Saltstraumen-Sundsfjord er fortsatt til konsesjonsbehandling.

Regionalnettet under Svartisen har begrenset kapasitet til nytt forbruk. Kapasitet til nytt forbruk i Glomfjord må reserveres på særlige vilkår. Arva vil i samarbeid med Statnett gjennomføre konseptvalgutredning for å finne rasjonelle nettløsninger for mulig nytt forbruk i Glomfjord-området.

Eventuelle nettbegrensninger for ny kraftproduksjon er ikke vurdert, da dette ikke har vært en problemstilling så langt. Det er i perioder kapasitetsutfordringer i regionalnettet for flyt fra Sjønstå inn mot Fauske/Valljord.

På Helgeland reserveres kapasitet til en dobling av dagens forbruk – all kapasitet reserveres

I dagens nett er det kapasitet til rundt 1000 MW økt forbruk i sum for Helgeland (sum-begrensning), som er litt over en dobling av dagens forbruk i området. Det er kapasiteten inn til Helgeland som begrenser, der vi legger til grunn at forsyningen skal kunne opprettholdes selv om én ledning inn til området faller ut (N-1). Den første og største nett-begrensningen inn til Helgeland er forbindelsen Nedre Røssåga-Sverige. Med sum reservert kapasitet på Helgeland på ca. 700 MW og reservasjoner som er i prosess på 370 MW vil all ledig nettkapasitet inn til Helgeland være reservert. Kapasitetskøen på Helgeland er fortsatt stor. Dersom reservert kapasitet frigjøres, kan kapasitet tildeles til nye prosjekter i kapasitetskøen.

Hvorvidt det er ledig transformeringskapasitet i dagens nett i stasjonene, etter gitte reservasjoner (medio april) angis i tabellen under. I Rana og Nedre Røssåga er det kapasitet til tilknytning direkte på 420 kV. Sum for tilknytning i stasjonene må være innenfor sum-begrensningen for området.

	Antall trans- formatorer	Ledig kapasitet ordinære vilkår (N-1)	Ledig kapasitet særlige vilkår (N-0)	Kommentar
Rana	1	Nei	Ja, men flimmer	Ikke kapasitet på ordinære vilkår, - ikke redundans via regionalnettet. Ledig kapasitet med særlige vilkår dersom kunde tåler/aksepterer dårlig leverings-kvalitet (flimmer og store spenningssprang 7 Steel).
Nedre Røssåga	2	Nei	Nei	All kapasitet er reservert. Forsyner også Svabo i Mo, herunder Mo Industripark (7 Steel forsynes fra Rana). Må ses i sammenheng med Rana.
Marka	2	Nei	110 MW	All ledig kapasitet er og vil bli reservert med reservasjoner som er i prosess.
Kolsvik ²	1	Nei	Nei	All ledig kapasitet på transformator er reservert. Nødvendig med 1 MW grense for vanlig forbruk.

² Kolsvik forsyner både Ytre Namdal (Tensio) og Sør-Helgeland (Linea).

I Rana er det flimmer og tilhørende ineffektiv driftskobling samt transformeringskapasitet som begrenser. Statnett har prosjekt for økt kapasitet i Rana, og løsning på flimmeret vil være av stor betydning for å få en rasjonell løsning.

Den største begrensningen internt på Helgeland er i Marka, med begrenset ledningskapasitet inn til Marka (300 kV) og transformeringskapasitet i Marka stasjon. Samtidig er det store modne forbruksplaner lokalisert under Marka som er øverst i kapasitetskøen. Statnett har startet prosjekt for økt kapasitet i/til Marka, og vil reservere kapasitet med ordinære vilkår i planlagt nett. Med reservasjoner som er gitt og i prosess vil all kapasiteten i Marka og i området bli fullt utnyttet.

Regionalnettet på Helgeland har kapasitetsbegrensninger

Regionalnettet mellom Nedre Røssåga og Svabo (i Mo under Rana) er i perioder svært høyt belastet. Dette har sammenheng med den ineffektive nettkoblingen i Svabo som følge av flimmer. Statnett har forutsatt at kapasiteten på ledningene må økes før ytterligere forbruk som øker belastningen kan tilknyttes. Linea vil i 2025 gjennomføre temperaturoppgradering. I forbindelse med økt transformeringskapasitet i Rana vil det også være nødvendig med økt kapasitet i regionalnettet mellom Rana og Svabo. Det er uavklart hvor stort behovet for kapasitet til nytt forbruk vil bli og hvilke tiltak i regionalnettet som vil være mest rasjonelle. Temperaturoppgradering synes per nå å være det mest sannsynlige tiltaket på kort sikt, men dette avhenger av forbruksutviklingen.

Regionalnettet mellom Nedre Røssåga og Marka/Mosjøen har lav kapasitet og setter uheldige begrensninger i driften av nettet. Temperaturoppgradering av forbindelsene inn mot Marka og Mosjøen vil være gunstig, spesielt i sammenheng med planlagt stor forbruksøkning i Mosjøen. 132 kV ledningen Bleikvassli – Marka er per nå mest aktuell for temperatur-oppggradering. Linea vurderer også å temperaturoppgradere 132 kV-ledningene Nedre Røssåga – Mosjøen og Nedre Røssåga – Bleikvassli.

Det er begrenset kapasitet i regionalnettet til planlagt nytt forbruk på kysten på Helgeland. Linea har konkrete planer for å forsterke regionalnettet ved Alsten og Sømna transformatorstasjoner, samt mellom Mosjøen og Meisfjord. Kundeforespørsler kan utløse tiltak rundt Tilrem transformatorstasjon.

Vi utnytter dagens kapasitet i transmisjonsnettet mer

Det er begrenset kapasitet i transmisjonsnettet med ordinære vilkår (N-1) sett i forhold til de store forbruksplanene i området. Ledetidene for å etablere nye ledninger og stasjoner i transmisjonsnettet er erfaringsvis lange, anslagsvis 8-12 år for ledninger og 6-8 år for stasjoner. Det er omfattende planprosesser for nye nettanlegg, spesielt for nye 420 kV ledninger. Behovet for å redusere ledetidene for nye nettanlegg har fokus, men så langt er det lite som tilsier kortere tid i plan- og konsesjonsfasen. Det er derfor viktig å se på mulighetene for å utnytte dagens nett bedre. Nettbegrensningene oppstår gjerne i en mindre andel av tiden, og i en stor andel av tiden er det ledig kapasitet i nettet.

Vi utnytter N-0 kapasitet ved å tilby tilknytning på særlige vilkår om utkobling der vi vurderer at dette er forsvarlig og kundene aksepterer å bli koblet ut ved vedlikehold eller utfall av komponenter, eller eventuelt når nettet er høyt belastet. Vi har i flere saker reservert kapasitet med særlige vilkår, som gjør at vi kan tilknytte flere kunder raskere. Der det kreves hurtig utkobling med bruk av system-/tilknytningsvern er det kritisk med rask effektivering. Vi har allerede installert et betydelig omfang slike vern som benyttes aktivt i dagens systemdrift. Det er nå helt avgjørende med mer automatiserte verktøy for å håndtere flere vern, for å sikre nødvendig kontroll i driften av kraftsystemet. På kort sikt er vi derfor tilbakeholden med å etablere nye vern, men mulighetene vurderes i hvert enkelt tilfelle. Mot 2030 forventer vi å ha på plass nye systemer som muliggjør flere og mer kompliserte vernløsninger. Per nå vurderer vi at dette kan muliggjøre noe mer forbruk i Salten og Nord, men ikke særlig mer på Helgeland.

Vi utnytter i økt grad muligheter for overlast på transformatorer. For eksempel vil vi på transformatoren i Kolsvik i korte perioder i inntil 5% av tiden godta belastning over nominell ytelse. Utnyttelse av overlast på transformatorer veies opp mot slitasje og redusert levetid.

Dynamiske strømgrenser kan benyttes for å løfte kapasiteten i driftstimen, ved bruk av sensorer på ledninger for mer nøyaktig værprognose. Temperaturoppgraderinger av ledninger kan også være effektivt for økt kapasitet. I transmisjonsnettet i dette området er det gjerne spenningsnitt som begrenser, og potensialet er derfor begrenset. I regionalnettet er det et potensiale for økt kapasitet ved slike tiltak.

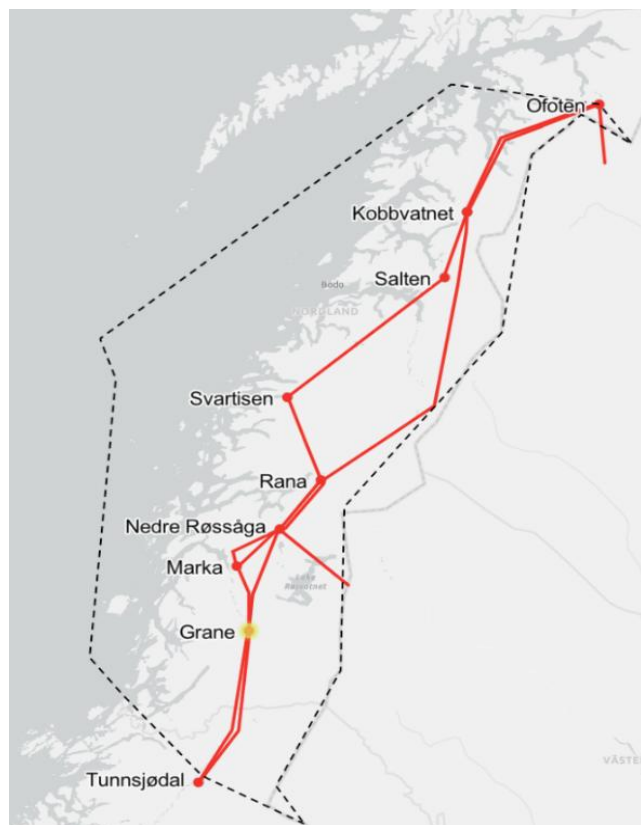
Det ble i 2024 innført ny metode for kapasitetsberegning med flytbasert markedskobling i spotmarkedet. Flytbasert markedskobling bidrar generelt til bedre utnyttelse av nettet ved at den fysiske nettkapasiteten utnyttes på en mer fleksibelt og samfunnsøkonomisk bedre måte. Kraftnettets fysiske egenskaper og begrensninger blir riktignok representert i kraftmarkedet ved at de faktiske nettbegrensningene oppgis direkte til markedet, og flere handelsmuligheter blir tilgjengelig for markedet.

Stor økning i forbruket i Nord-Norge vil gi kraftunderskudd og behov for høy kraftflyt inn til området i perioder. Da vil det være nettbegrensninger både med Sverige og nord-sør i Nord-Norge og Midt-Norge. Behovet for økt utnyttelse av nettet øker. Selv om ny kraftproduksjon skulle bli etablert i landsdelen, blir det viktigere enn før å sikre balanse mellom produksjon og forbruk i de ulike delene av dagens NO4. Hvis prisområde NO4 deles i to, vil det bidra til bedre balanse mellom forbruk og produksjon, samtidig som nettkapasiteten mellom landsdelene utnyttes bedre. For kundene vil dette bl.a. bety styrket forsyningssikkerhet og økt kapasitet til nye kundetilknytninger. I Områdeplan Nord og Områdeplan Helgeland og Salten har vi derfor brukt som analyseforutsetning at dagens budområde NO4 deles. Fordelene og ulempene ved en slik deling må utredes videre. Prosessen for en eventuell deling av prisområder begynner med at Statnett søker Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om å starte en formell utredning. Dersom søknaden blir innvilget vil Statnett gjennomføre en helhetlig vurdering av en eventuell deling av NO4. Som en del av prosessen vil det bli gjennomført en offentlig høring.

Trinnvis plan for utvikling

Målnettet

Figur 14 viser målnettet for transmisjonsnettet slik vi tar sikte på å utvikle det frem mot 2045.



Figur 14: Målnett for transmisjonsnettet i område Helgeland og Salten, stadium 2045.

Målnettet er dubler 420 kV nett nord-sør gjennom hele *Helgeland og Salten*. 420 kV forbindelser erstatter dagens 220 kV forbindelse mellom Nedre Røssåga og Sverige og 300 kV forbindelse fra Nedre Røssåga og sørover til Midt-Norge. Det blir trinnvis utfasing av 300 kV.

I dagens Kolsvik stasjon vil 300 kV anlegget fases ut, senest ved oppgradering til 420 kV mellom Marka og Midt-Norge. Vi antar at Kolsvik blir en 132 kV stasjon som ikke vil inngå i transmisjonsnettet, og dagens koblingsstasjon i Namsskogan for tilknytning til Kolsvik blir sanert. Den fremtidige nettløsningen for Sør-Helgeland er imidlertid ikke avklart, og vil studeres nærmere av Linea og Statnett i samarbeid. Basert på dette kan det bli justeringer.

Dagens Trofors stasjon blir også sanert senest ved oppgradering til 420 kV mellom Marka og Midt-Norge. I målnettet skisserer vi en mulig ny stasjon "Grane" på strekningen mellom Marka og Tunnsjødal, med transformering til 132 kV. Denne kan dekke behovet for nedtransformering både mot Sør-Helgeland og Hattfjelldal, og kan være aktuell for tilknytning av eventuell vindkraft. Løsningen er per nå usikker og er et alternativ som vil studeres nærmere i konseptvalgutredning for Sør-Helgeland.

Planlagt ny Varntresk stasjon på dagens 220 kV forbindelse mellom Nedre Røssåga og Ajaure i Sverige planlegges ikke for 420 kV, og inngår ikke i målnettet for transmisjonsnettet.

Nedtransformering til regionalnettet er til 132 kV.

Ny 420 kV forbindelse nordover fra Rana er i målnettet lagt inn mot dagens stasjon i Ofoten. Dette er så langt ikke avklart, og vil studeres nærmere i planlagt konseptvalgutredning. I målnettet er forbindelsen lagt innom Kobbvatnet stasjon, noe som heller ikke er endelig og vil avklares i konseptvalgutredningen.

Målnettet gir mye økt kapasitet til økt forbruk og kraftproduksjon

Målnettet gir mye ny nettkapasitet og muliggjør stor forbruksøkning

Målnettet for *Helgeland og Salten* gir betydelig økt nettkapasitet i transmisjonsnettet, og vil legge til rette for elektrifisering, verdiskapende industrivekst og ny fornybar kraftproduksjon.

Tilgjengelig kapasitet til nytt forbruk er avhengig av kapasitet inn til område, inn til stasjoner og i de enkelte stasjonene. Samt driftsforhold, grad av forsyningssikkerhet, forbruksmønster, bruk av vilkår om forbruksbegrensning og bruk av systemansvarliges virkemiddel. Hensynet til driftssikkerhet ved nødvendige driftsstanser vil også ha betydning.

Målnettet vil for Salten og Nord gi kapasitet til 1600-2250 MW økt forbruk i området samlet sett, avhengig av løsning. Dette er rundt en dobling fra eksisterende kapasitet til nytt forbruk (1000 MW), der all kapasitet er reservert. For Salten og Nord (Salten-snittet) forventer vi følgende utvikling av kapasiteten (MW) til nytt forbruk med tiltakene i målnettet:

I dag	Styringsenhet på Finlandsforbindelsen	Ny 420 Rana-Ofoten-området
Ca. 1000 MW	+150 MW	+600-800 MW

Målnettet vil for Helgeland gi kapasitet til rundt 2100 MW økt forbruk i området samlet sett. Dette er over en dobling fra eksisterende kapasitet til nytt forbruk (1000 MW), der all kapasitet er/blir reservert. For Helgeland vil utviklingen mot målnettet gi økt sum-kapasitet (MW) inn til Helgeland til nytt forbruk som følger:

I dag	420 kV Nedre Røssåga – Ajaure – Grundfors (Sverige) (erstatte 220 kV)	420 kV Nedre Røssåga – Marka – Midt-Norge (erstatte 300 kV)
Ca. 1000 MW	+ 700 MW	+ 400 MW

Det er planer om svært mye forbruk i området. Selv med de omfattende nettforsterkningene, vil målnettet ikke gi tilstrekkelig kapasitet til alt planlagt nytt forbruk uten at det også kommer ny kraftproduksjon, forbruk er fleksibelt og det brukes virkemidler i systemdriften. Vi vurderer det ikke som samfunnsmessig rasjonelt å planlegge nettiltak for alle modne forbruksplaner. Kraftprisene vil ha stor betydning for hvor mye forbruk som vil realiseres. Det at en plan er modent nok til å stå i kapasitetskø betyr ikke at det vil realiseres uavhengig av kraftpris. Stor forbruksøkning vil gi økte kraftpriser og incentiver til å etablere ny kraftproduksjon, som igjen muliggjør ytterligere forbruksøkning. Gitt en balansert utvikling mellom produksjon og forbruk, vil det være rom for større forbruksøkning. Det er et stort potensial for effektivt samspill mellom industri, vindkraft og vannkraft, forutsatt tilstrekkelig nettkapasitet og fleksibilitet i forbruket.

Vi forsterker nettet på og inn til Helgeland først

Nettkapasiteten på Helgeland og inn til Helgeland fra Sverige bør økes før vi øker kapasiteten nordover til Salten og Ofoten-området. Vi leverte i oktober 2024 konseptvalgutredning (KVU) Helgeland til Energidepartementet¹⁰.

Som følge av at den største begrensningen i transmisjonsnettet i området i dag er i **Marka**, kombinert med at store modne forbruksplaner under Marka er først i kapasitetskøen, har vi startet planlegging av tiltak som vil øke kapasiteten i Marka. Tiltakene som nå planlegges vil gi kapasitet til ca. 600 MW økt forbruk isolert sett for Marka. Med økt kapasitet i Marka vil også mer forbruk på Sør-Helgeland kunne forsynes fra Marka.

Kapasiteten inn til Helgeland er begrenset, og forbindelsen **Nedre Røssåga - Grundfors** blir første og største begrensning. Ny 420 kV forbindelse til erstatning for dagens 220 kV gir betydelig økt kapasitet til Helgeland og NO4, og har stor markedsnytte. Tiltaket vil øke N-1 kapasiteten inn til Helgeland med ca. 700 MW. Vi gjennomfører nå utredninger av tiltaket og konsekvenser i samarbeid med Svenska Kraftnät.

¹⁰ www.statnett.no/Konseptvalgutredning_Helgeland

Ny 420 kV til erstatning for dagens 300 kV forbindelse fra Nedre-Røssåga via Marka til Tunnsjødal vil gi ytterligere ca. 400 MW kapasitet inn til Helgeland. Tiltaket vil også gi ytterligere økt kapasitet inn til Marka stasjon på rundt 1400 MW, samt til Nedre Røssåga.

Vi planlegger å bygge om **Rana** stasjon og øke transformeringskapasiteten, noe som vil gi økt kapasitet i både Rana og Nedre Røssåga stasjoner med sum ca. 400 MW. Dette vil gi en effektiv nettløsning, med mulighet for å utnytte både dagens og ny kapasitet mer effektivt til nytt forbruk og produksjon, forutsatt at 7 Steel Nordic gjennomfører nødvendige tiltak for å utbedre flimmeret. Tiltaket øker ikke sum-kapasiteten inn til Helgeland.

Større forbruksøkning i Rana forutsetter i tillegg økt ledningskapasitet inn til Rana stasjon fra Nedre Røssåga. Ny 420 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Rana vil gi økt kapasitet i Rana på rundt 1300 MW. Tilknytningssaker i kapasitetskø under Rana har sen dato for bestilling av kapasitet, og er sist i kapasitetskøen etter store forbruksplaner under Marka og Nedre Røssåga. Tilknytning av mye nytt forbruk i Rana forutsetter derfor økt nettkapasitet inn til Helgeland, og/eller at mye reservert kapasitet og saker i kapasitetskø faller fra. Vi vurderer derfor at økt ledningskapasitet til Rana først vil ha nytte når det er etablert økt nettkapasitet inn til Helgeland.

Målnett vil gi betydelig økt nettkapasitet inn til Helgeland og inn til stasjonene Marka, Nedre Røssåga og Rana, og muliggjør økt forbruk med ordinære vilkår. Transformeringskapasitet i stasjonene kan begrense tidligere, men er normalt enklere og raskere å øke. Sum-kapasitet inn til Helgeland vil bli begrensende når kapasiteten i og inn til stasjonene øker. Følgende tabell oppsummerer kapasitetsutvikling inn til og på Helgeland (N-1) av nye forbindelser.

	I dag	420 kV NRØ-Marka	420 kV NRØ-Sverige	420 kV NRØ-Rana	NRØ-Marka-Tunnsjødal
Sum inn til Helgeland	Ca. 1000 MW		+ 700 MW		+ 400 MW
Inn til Marka stasjon	0	+ 600 MW			+1400 MW
Inn til Rana stasjon	0			+1300 MW	
Inn til Nedre Røssåga stasjon	Det er god nettkapasitet inn til Nedre Røssåga, som øker med flere ledninger inn til stasjonen. Transformeringskapasitet begrenser først.				

Kapasitetsutviklingen i tabellen er basert på at tiltakene gjennomføres i rekkefølge fra venstre mot høyre.

Rekkefølgen på forsterkning sørover og nordover til Salten og Nord tilpasses utviklingen av behovet

Nettforsterkningene på Helgeland og mellom Helgeland og Sverige legger godt til rette for nettforsterkninger nordover til Salten og Nord. Hvorvidt ny 420 kV forbindelse nordover fra Rana bør bygges før eller etter vi øker kapasiteten sørover til Midt-Norge er ikke endelig landet, og vurderes i sammenheng med utviklingen av behovet.

Spenningsheving av 300 kV forbindelsen (nybygging) fra Nedre Røssåga til Midt-Norge må gjennomføres senest når dagens anlegg må reinvesteres, med idriftsettelse i 2045-50, men vi forventer at tiltaket kommer tidligere som følge av kapasitetsbehov. Tiltaket inngår i KVV Helgeland som trinn 4 (siste trinn), og er der foreløpig grovt anslått i drift i 2038.

Ny 420 kV forbindelse fra Rana til Salten og Ofoten-området gjør at også Salten og Nord vil få nytte av den økte kapasiteten inn til og på Helgeland. Vi anslår foreløpig at ny 420 kV fra Rana til Ofoten-området kan gi økt kapasitet til

600-800 MW økt forbruk i Salten og Nord, men dette er også avhengig av forbruksøkningen på Helgeland. Vi planlegger å gjennomføre KVU for ny kapasitet til Salten og Nord i 2026/27, som vil gi mer kunnskap om behov, muligheter, og om tiltaket er samfunnsmessig rasjonelt. Forbindelsen vil ha nytte i form av økt nettkapasitet og et mer robust nett for bedre sikkerhet og beredskap. Forbindelsen blir imidlertid ca. 300 km lang og investerings-kostnadene blir høye. Det kan bli utfordringer knyttet til reindrift og naturhensyn. Ny kraftproduksjon i område Nord (nord for Salten) vil bli sentralt i vurderingen, da vil påvirke behovet og nytten av dubler 420 kV forbindelse nordover.

Vi er orientert om mulige store forbruksplaner i Glomfjord, men har så langt ikke mottatt forespørsel om dette. Ved stor forbruksøkning vil det være aktuelt å vurdere økt transformeringskapasitet i Svartisen eller eventuelt en ny transmisjonsnettstasjon i Glomfjord. Arva vil høsten 2025, i samarbeid med Statnett, gjennomføre konseptvalg-utredning for eventuelt nytt forbruk i Glomfjord, der det vil vurderes både løsninger i regionalnettet og transmisjons-nettet. Målnettet omfatter per nå ikke nye anlegg i transmisjonsnettet knyttet til eventuell forbruksøkning i Glomfjord.

Hattfjelldal og Sør-Helgeland vil få ny nettløsning

Senest i forbindelse med spenningsheving av 300 kV forbindelsen mellom Marka og Tunnsjødal til 420 kV må det etableres nye løsninger for Hattfjelldal og Sør-Helgeland, som i dag forsynes fra henholdsvis Trofors og Kolsvik transmisjonsnettstasjoner. Trofors stasjon forsyner et svært lite forbruk (< 20 MW) i Hattfjelldal og behovet tilsier at det ikke vil være rasjonelt å bygge en 420 kV stasjon i Trofors med nedtransformering for dette. Kolsvik tilknytter Kolsvik kraftverk og forsyner forbruk i Ytre Namdal og på Sør-Helgeland. Dagens og kjente planer for forbruk og produksjon tilsier ikke behov for en 420 kV løsning til/i Kolsvik. Forbruket som forsynes fra Kolsvik vil reduseres som følge av Statnetts planlagte tiltak i Namsos stasjon og Tensio sine planer i regionalnettet. Videre vil planlagt økt nettkapasitet i Marka også kunne forsyne mer av Sør-Helgeland ved å flytte delingspunkt i nettet. Namsskogan stasjon er en ren koblingsstasjon som tilknytter forbindelsen til Kolsvik, og ses i sammenheng med denne.

Linea gjennomfører i samarbeid med Statnett en konseptvalgutredning for en rasjonell fremtidsrettet nettløsning for Sør-Helgeland og Hattfjelldal. Studien vil belyse flere alternativer, herunder løsninger på 132 kV og på 420 kV. Planer om vindkraft i Hattfjelldal (tidlig fase) kan ha betydning for nettløsning. Et alternativ som fremstår som interessant er en ny 420 kV stasjon med nedtransformering til 132 kV ved eller noe lenger sør enn dagens Trofors, i målbildet benevnt "Grane". Kombinert med tiltak i regionalnettet vil dette kunne løse behovene både på Sør-Helgeland og i Hattfjelldal. Alternativer kan være regionalnett fra Marka og Namsskogan/Tunnsjødal.

Behovet for reaktiv kompensering er avhengig av utviklingen

Det er behov for reaktiv kompensering for å overholde spenningsgrenser både for høy og lav spenning. Kondensatorbatterier kreves for å øke overføringskapasiteten og å kunne tilknytte mer forbruk uten at spenningene synker for lavt. Reaktorer kreves for å begrense spenningene i når kraftoverføringen er lav. Dynamiske kompenseringsanlegg (SVS) kreves for hurtig å regulere spenningen, f.eks. ved utfall av ledninger.

Behovet for reaktiv kompensering i området fremover, som følge av utviklingen i forbruk, produksjon og nettutviklingen i trinnene frem mot målnettet vil analyseres nærmere 2025. Herunder behovet for reaktive komponenter og hvor vi bør plassere disse. Dagens SVC (en type SVS) i Nedre Røssåga har fornyelsesbehov, noe som vil tas med i analysen.

Vi har gjennomført nettforsterkninger og utredet og planlagt nye tiltak

Siden forrige områdeplan har vi gjennomført følgende nettforsterkninger:

- Ny Salten transformatorstasjon, med to transformatorer, ble satt i drift i slutten av 2023. Tiltaket har gitt kapasitet til økt forbruk under Salten. Tiltaket gir ingen økning av begrensningene på kapasiteten inn til området Salten og Nord som helhet. Det er fortsatt kapasitetsbegrensninger i regionalnettet, som begrenser muligheten for nytt forbruk. Arva har konsesjonssøkt ny ledning Salten-Valljord og planlegger andre kortsiktige tiltak som temperaturoppgradering.
- I Kolsvik ble fornyelse av kontroll- og primæranlegg ferdigstilt i 2023.

Vi sendte våren 2023 konsesjonssøknad for ombygging i Nedre Røssåga og ombygging og økt kapasitet i Rana.

Vi gjennomførte i 2024 konseptvalgutredning (KVU) for Helgeland, med utgangspunkt i mange planer om mye nytt forbruk på Helgeland. KVUen er til behandling hos Energidepartementet.

Trinn 1 – Stasjonsprosjekter som er gitt konsesjon eller konsesjon er søkt

I **Nedre Røssåga stasjon** vil vi fornye transformatorer og utvide 420 kV anlegget.

Dagens transformering legges om fra 300/132 kV til 420/132 kV, noe som gir noe økt kapasitet på Helgeland sør for Rana. Med henblikk på omfattende forbruksplaner i området forbereder vi også for videre utvidelse av 420 kV anlegget og mulig senere økt transformering. Vi startet prosjektet i oktober 2020 og søkte konsesjon i mai 2023. Vi venter konsesjon ila. kort tid, og tiltaket er planlagt i drift ila. 2026. Dersom konsesjon drar ytterligere ut i tid, vil idriftsettelse måtte skyves til 2027.

Vi planlegger fornyelse og utvidelse av **Rana transformatorstasjon** med økt transformeringskapasitet. Vi startet prosjektet i september 2020, og søkte konsesjon i februar 2023. Prosjektet har vært i bero i påvente av løsning på flimmer fra 7 Steel sin stålovn (Mo Industripark). Vi forventer en rask løsning på flimmerproblemet nå etter at Energiklagenemda har fattet vedtak om at 7 Steel er utbedringspliktig, slik at det blir mulig å utnytte dagens nettkapasitet og etablere ny kapasitet i Rana uten at dette påfører flere kunder mer flimmer. Vi legger til grunn at det blir mulig og rasjonelt å gjennomføre tiltaket med idriftsettelse i løpet av 2029. Ny transformorkapasitet kan bli anleggsbidragspliktig.



Figur 15: Tiltak i trinn 1.

Ny Varntresk stasjon på dagens 220 kV ledning Røssåga-Porjus (Sverige) planlegges for tilknytning av nytt Krutåga kraftverk, med konsesjonsgitt nettilknytning fra 2018. Alternativ nettilknytning til Trofors eller Bleikvassli har vært vurdert, men er lagt bort fordi det vil medføre store forsinkelser. Stasjonen planlegges ikke for 420 kV, og vil derfor ikke tilknyttes planlagt ny 420 kV mellom Nedre Røssåga og Sverige. Vi legger til grunn at Krutåga Kraft overtar dagens 220 kV ledning til Nedre Røssåga når ny 420 kV til Sverige settes i drift, og at dagens 220 kV ledning omklassifiseres til produksjonsradial. Stasjonen og ledningen kan da driftes på 132 kV. Stasjonen er kundespesifikt anlegg og vil ikke inngå i transmisjonsnettet, og inngår da heller ikke målnettet. Kostnadene dekkes av kunden.

Trinn 2 – Prosjekt i planfasen for økt kapasitet til og i Marka

Vi besluttet i Q4 2024 oppstart av prosjekt (planfase) for **ny 420 kV Nedre Røssåga – Marka og 420 kV i Marka**.

Tiltakene inngår i KVU Helgeland. Tiltaket øker nettkapasiteten til og i Marka, der det er store forbruksplaner som ligger

først i kapasitetskøen. Tiltakene gir økt kapasitet til mye nytt forbruk og også kraftproduksjon. Økt transformator-kapasitet kan bli anleggsbidragspliktig.

Dagens Marka stasjon har begrenset areal, og vi vil vurdere om det er mest rasjonelt å utvide dagens Marka stasjon med 420 kV anlegg eller etablere Marka på ny lokasjon. Mellom Nedre Røssåga og Marka vil vi vurdere alternative traseer. I tillegg til trasé i parallell med dagens 300 kV ledning vil vi bl.a. vurdere en trasé via Holandsvika, der det er planlagt mye ny industri og mulig vindkraftproduksjon. Alternativer vil bli omhandlet i forhåndsmelding.

Hvilken tilknytningsløsning som er mest samfunnsøkonomisk rasjonell for tilknytning av planlagt forbruk i Holandsvika er ikke avklart. Alternative løsninger kan være radiell tilknytning på 132 kV eller 420 kV til Marka, eller eventuelt ny stasjon i Holandsvika med nedtransformering fra 420 kV. Tiltak for tilknytning i Holandsvika inngår ikke i pågående prosjekt. Tiltak for tilknytning vil sannsynligvis bli kundespesifikt anlegg som bekostes av kunden.

Vi vil ila. 2025 gjennomføre analyser av fremtidig kompenseringsbehov på Helgeland, herunder omfang og hva som er gunstig lokalisering. Utviklingen av forbruk, produksjon og nytt nett vil være av stor betydning. Fornyelsesbehov og eventuelle nye kompenseringsanlegg vil inkluderes i relevante prosjekter i de enkelte stasjonene.

Trinn 3 – Tiltak for økt kapasitet inn til Helgeland og til Rana

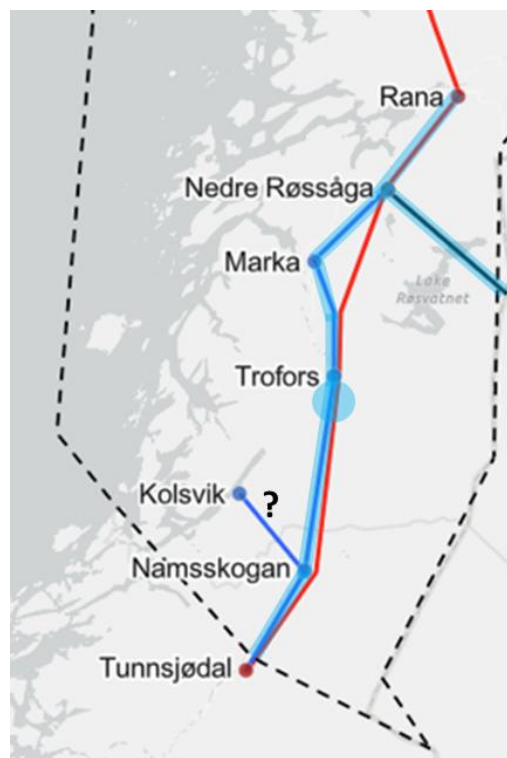
Vi samarbeider med Svenska Kraftnät om tekniske og økonomiske utredninger av **oppgradering av dagens 220 kV ledning Nedre Røssåga-Ajaure-Grundfors til 420 kV**. Tiltaket vil gi vesentlig kapasitetsøkning inn til Helgeland og vil også bidra til økt handelskapasitet på de øvrige mellomslandsforbindelsene i NO4 og NO3. Vi forventer å starte prosjekt ila 2025/26, og at ny ledning kan være i drift rundt 2037. Beslutninger og fremdriftsplan koordineres med Svenska Kraftnät.

Dagens kompenseringsanlegg for spenning i Nedre Røssåga må fornyes. Dette ses i sammenheng med planlagt analyse av fremtidig kompenseringsbehov i området. Kompenseringstiltak i Nedre Røssåga vil koordineres med eller inngå i kommende prosjekt for 420 kV Nedre Røssåga – Ajaure. Etablering/fornyelse av kompenseringsanlegg på andre lokasjoner kan også bli aktuelt.

Som følge av store forbruksplaner i Rana planlegger vi **ny 420 kV mellom Nedre Røssåga og Rana**. På grunn av begrenset kapasitet inn til området og at forbruksplanene i Rana er langt bak i kapasitetskøen, er det rasjonelt å øke kapasiteten inn til Helgeland før / parallelt med at vi øker ledningskapasiteten til Rana. Dersom mye forbruk tidligere i kapasitets-køen skulle falle fra kan det medføre endringer i rekkefølgen av tiltakene. Vi forventer å starte prosjekt i 2026-28.



Figur 16: Tiltak i trinn 2.



Figur 17: Tiltak i trinn 3.

For å øke nettkapasiteten inn til Helgeland ytterligere og også inn til Trøndelag, vil vi oppgradere dagens 300 kV forbindelse **Marka - Tunnsjødal** til 420 kV. Dette er en viktig transportkanal mellom NO4 og NO3. Tiltaket planlegges etter kapasitetsøkning med Sverige, da økt kapasitet med Sverige gir størst kapasitetsøkning og nytte. Tidsplanen ses i sammenheng med behovet, som forbruks- og produksjonsutviklingen, men også fornyelsesbehovet for eksisterende ledninger. Tiltaket ses også i sammenheng med behovet og planlagte tiltak i Midt-Norge, og er koordinert tidsmessig med Områdeplan *Midt*. Det er usikkerhet rundt om dette tiltaket vil komme før nettforsterkning til Salten og Nord, som i områdeplanen er lagt i trinn 4. Utvikling av behovet vil kunne påvirke rekkefølgen.

Pågående studie av fremtidig nettløsning til/på Sør-Helgeland vil avklare fremtidig løsning i og til Kolsvik. Studien vil også avklare om det skal være transmisjonsnettstasjon med transformering mellom Marka og Tunnsjødal, og eventuell lokalisering av denne. Eventuell ny stasjon i Grane vil naturlig etableres i sammenheng med oppgraderingen mellom Marka og Midt-Norge. Vi har foreløpig i målnettets antatt at det blir én ny stasjon med nedtransformering i Grane, at dagens stasjoner i Trofors og Namsskogan saneres, og at det blir 132 kV løsning i Kolsvik.

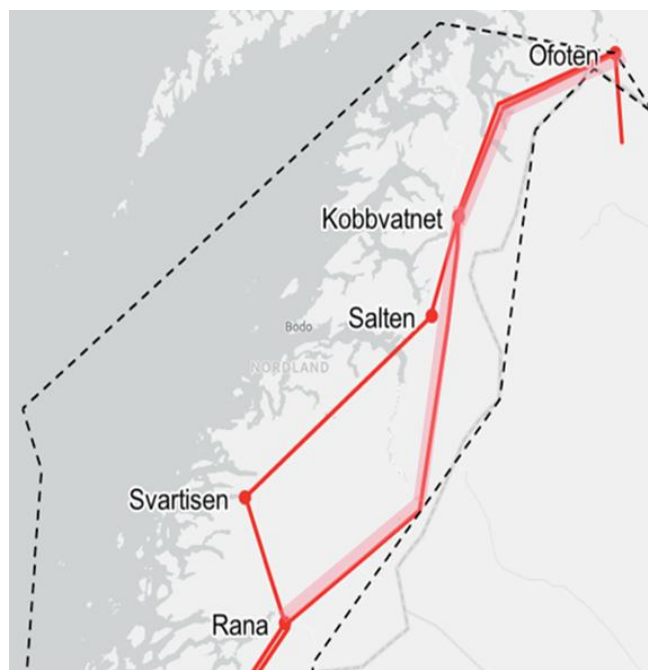
Trinn 4 – Tiltak for økt kapasitet til Salten og Nord

Ny 420 kV Rana-Kobbvatnet er aktuell for økt forbruk og økt forsyningssikkerhet i Salten-området. Dette vil være første del av en videreføring av **420 kV videre til Ofoten-området**. Forsterkningen sørfra til Rana må være på plass før nettet forsterkes videre nordover. Tiltaket er koordinert tidsmessig med Områdeplan Nord.

Planlagt konseptvalgutredning for økt kapasitet til Salten og Nord i 2026/27 vil gi økt kunnskap om behov, løsninger, samfunnsmessig rasjonalitet og tidsløp. Tidsplanen for tiltaket vurderes i sammenheng med utviklingen av behovet. KVUen og videre planlegging av tiltaket vil gjøres i samarbeid med regionale nettselskap og berørte interessenter.

Vi ønsker i utgangspunktet ikke at ny ledning skal gå i parallell med dagens ledning via Svartisen, da dette er et krevende område værmessig. En ledning over Saltfjellet kan imidlertid bli utfordrende med henblikk på å finne gode traseer som hensyntar natur- og reindriftsinteresser. Vi håper likevel at det vil være mulig å finne løsninger som blir akseptable. Det vil vurderes nærmere hvor i Ofoten-området (Nord) endepunktet for forbindelsen skal være.

Avhengig av lokalisering av nytt forbruk og ny produksjon vil det fortløpende vurderes behov for nye stasjoner, økt transformering og reaktiv kompensering. Eksempler på dette kan være økt transformering i Svartisen og Kobbvatnet.



Figur 18: Tiltak i trinn 4.

Samfunnsmessig rasjonalitet

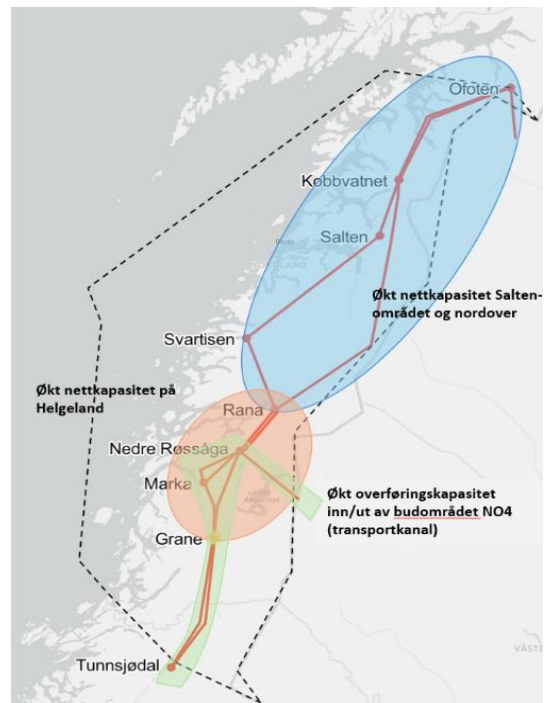
Tiltakene er delt inn i nyttepakker

I områdeplanen er det planlagt mange tiltak der den samlede nytten først blir utløst når tilstøtende tiltak er gjennomført. For å vise disse avhengighetene har vi samlet tiltakene i *nyttepakker*. Tiltakene i nytte-pakkene kan tilhøre ulike trinn og bli gjennomført på ulike tidspunkt.

I delkapitlene under redegjør vi først for oppdeling av nyttepakker, og nytten vi anslår at pakkene av tiltak gir. Så tar vi for oss ulempene i form av investeringer og innvirkning på areal, miljø og klima. Til slutt oppsummerer vi virkningene.

Vi oppnår nytte av økt nettkapasitet og tilknytning av forbruk og produksjon

Målnettet for *Helgeland og Salten* gir et sterkere transmisjonsnett med økt kapasitet nord-sør gjennom Helgeland og Salten og mot Sverige, og et mer robust nett og kraftsystem. Målnettet gir økt kapasitet lokalt og økt overføringskapasitet inn/ut av området og NO4, og legger til rette for lokal næringsutvikling, grønn industri, elektrifisering og også ny kraftproduksjon.



Figur 19: Kart med nyttepakker

Med målnettet får vi dubleret 420 kV-forbindelser nord-sør og med Sverige. Dagens 300 kV og 220 kV ledninger i området er fra 1960-tallet, og vil ha fornyelsesbehov rundt 2040-50. Behovet for spenningsheving til 420 kV er drevet av behov for økt kapasitet tidligere enn dette.

Målnettet løser flaskehalser og kapasitetsutfordringer i nettet, og vi kan tilknytte mye planlagt nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Målnettet gir økt kapasitet både internt i området og med tilgrensende områder (Sverige, Midt-Norge og Nord). Økt kapasitet på dagens svake forbindelse mellom Helgeland og Sverige vil sammen med nettforsterkninger nord-sør gi økt overføringskapasitet også til Midt-Norge og Nord. Det gir igjen økt kapasitet på andre forbindelser mellom Sverige og NO3 og NO4.

Vi legger til grunn at det blir utløst positiv nytte av å tilknytte nytt forbruk. Netto nytteverdi kommer fra mer-avkastningen næringsvirksomhet får ved å knytte seg til nett, fratrukket alternativavkastning og kostnader ved andre innsatsfaktorer som f.eks. vei eller havn. Deler av nytteeffekten kan også bli realisert i nullalternativet, men på et senere tidspunkt. Størrelsen på den samfunnsøkonomiske nytten av nytt forbruk er ikke kvantifisert.

Transmisjonsnett på 420 kV reduserer nettapene sammenliknet med 300 kV og 220 kV. Med identiske ledninger halveres tapene ved å øke spenningen fra 300 til 420 kV. I tillegg har nye ledninger høyere kapasitet, som gjør at vi kan overføre mer kraft gjennom ledningene fremfor å måtte bygge ut. Vi reduserer dermed naturinngrepet.

Nyttepakke økt nettkapasitet på Helgeland omfatter nye og oppgraderte 420 kV ledninger på strekningen Marka - Nedre Røssåga - Rana, og utvidet stasjon i Marka (eventuell ny lokasjon), Nedre Røssåga og Rana. Ny stasjon i Grane vil vurderes ut fra behov og samfunnsmessig rasjonalitet. Nytepakken gir et kapasitetsløft på Helgeland som gjør det mulig å realisere store forbruksplaner og ny kraftproduksjon, og forsynings sikkerheten styrkes.

Nyttepakke økt overføringskapasitet inn/ut av budområde NO4 består av spenningsoppgradering til 420 kV fra Nedre Røssåga til Ajaure (Sverige) og fra Marka til Tunnsjødal. Tiltakene gir økt overføringskapasitet lokalt, mot Midt-Norge og Sverige. Tiltakene legger også til rette for forbruk og produksjon i Midt-Norge. Videre er tiltakene nødvendig for økt kapasitet i Salten og Nord, når nettet forsterkes videre nordover fra Rana. Økt nettkapasitet gjør det bl.a. mulig med bedre samspill mellom regulerbar vannkraft i Helgeland og Salten og med elvekraft og vindkraft i Sverige. Hvis planlagt forbruk i NO4 blir realisert, kan NO4 bli et underskuddsområde. Dette vil øke nytten av en sterkere sammenkobling med SE2, der det fremover fortsatt er forventet kraftoverskudd.

Nyttepakke økt nettkapasitet Salten-området og nordover omfatter ny 420 kV forbindelse fra Rana til Ofoten-området, som gir dublet 420 kV forbindelse på strekningen. Nyttepakken gir økt nettkapasitet, reduserte flaskehalser og bedre forsyningssikkerhet. Dette legger til rette for nytt forbruk og kraftproduksjon. Vi får et mer robust nett som er mindre sårbart.

I tillegg til tiltakene i nyttepakkene vil det bli gjort mindre fornyelses- og vedlikeholdsprosjekter, for å opprettholde tilstand og drift i dagens anlegg. Disse inngår både i nullalternativet og målnettet.

Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon

I våre samfunnsøkonomiske analyser sammenligner vi alltid aktuelle tiltak med et nullalternativ. Nullalternativet innebærer å opprettholde strømforsyningen på samme nivå som i dag, og inkluderer nødvendig vedlikehold og fornyelser. Nullalternativet for områdeplanen er en videreføring av dagens situasjon, men ved fornyelse standardiserer Statnett nye anlegg på 420 kV.

Nullalternativet inkluderer ikke økt kapasitet utover det oppgradering til 420 kV gir. Når vi vurderer lønnsomheten ved nettinvesteringene sammenlignes dette med nullalternativet, altså opp mot tiltak vi uansett ville måtte gjøre for å reinvestere dagens anleggsmasse.

Målnettet har en samlet merkostnad på 7-9 mrd. NOK i nåverdi

Kostnadene for alle tiltak i målnettet er omtrent 14-19 mrd. NOK eller om lag 9-12 mrd. NOK i nåverdi¹¹. Flere av de planlagte tiltakene er fornyelser eller forskuttering av fornyelser. Merkostnaden ved tiltakene ut over nullalternativet, er beregnet til 7-9 mrd. NOK i nåverdi.

Utbygging av kraftnett påvirker natur og klima

Utbygging av kraftnettet påvirker natur og klima. Vi tar hensyn til arealbruk, sårbar natur, sårbare arter og reindrift når vi planlegger traseer og utfører anleggsarbeid. Vi vil utnytte eksisterende anlegg og oppgradere og bruke eksisterende traseer der det er mulig. Vi vil samle inngrep ved å parallellføre med eksisterende infrastruktur som kraftnett, jernbane eller Europavei, når dette gir minst ulemper.

Det er viktige reinbeite-, friluft- og naturvernområdet på Helgeland og i Salten, i tillegg til samiske kulturminner med stor diversitet. Reindrift og retten til å drive med samisk reindrift har et sterkt vern i Norge, gjennom nasjonal lovgivning og internasjonale konvensjoner som skal sikre urfolks rettigheter. Disse forpliktelsene må vi ta hensyn til gjennom hele prosjektutviklingsløpet, også i planleggingsfasen.

Den samiske reindriften utøves primært i reinbeiteområdet som strekker seg fra Finnmark i nord til Hedmark i sør. I deler av grenseområdene er det også svenske samebyer som har beiterettigheter. I disse områdene opererer også Statnett. Det er reindrift i tilnærmet hele Helgeland og Salten, der inntil 11 reinbeitedistrikter og 2 svenske samebyer kan bli berørt av tiltakene i planen, avhengig av traseer.

¹¹ I nåverdiregningen benyttes en diskonteringsrente på 4%.

Gjennom tidlig involvering vil Statnett legge til rette for åpen samhandling om relevante tilpasninger og tiltak. Dialogen starter allerede ved overordnede områdeplaner og fortsetter frem til konsesjon er gitt, detaljplan for anleggsarbeidene er utviklet og videre i byggefase og hele anleggets levetid. Erfaring og forskning viser at påvirkning fra Statnetts nettutvikling hovedsakelig er knyttet til anleggsperioden. Etter hvert som prosjekter utvikler seg, vil Statnett og reindriften i fellesskap kunne se nærmere på tilpasningsbehov i det enkelte prosjektet.

Det er store sammenhengende naturområder fra nord til sør, hvor parallelføring med eksisterende infrastruktur kan bli viktig. Det er mange områder der det er fare for at traseer kommer i konflikt med verneområdene også ved parallelføring. Det er også mange store og viktige friluftsområder. Videre er Helgeland, Svartisen og Saltfjellet av særlig interesse for reiselivet.

Samlet utgjør tiltakene i områdeplanen oppgradering og nybygging av omtrent 600 km ledning. Dette inkluderer ny ledning fra Marka til Ofoten. I tillegg kommer utvidelse av stasjonene Marka (eventuelt ny lokasjon), Nedre Røssåga, Rana og Kobbvatnet og eventuelt ny stasjon i Grane. Samlet økt arealbeslag er på 15 km², som i all hovedsak kommer fra den nye forbindelsen mellom Rana og Ofoten og noe på strekningen Marka - Rana. Arealbeslaget fra ledninger inkluderer et byggeforbudsbelte på 40 meter rundt ledningstraseen, men natur-inngrepet fra en ledning er mindre enn dette. I snitt er det tre mastepunkter per km ledning, som gir et fysisk og varig negativt avtrykk. Når en luftledning blir revet, blir mastepunktene fjernet. Dagens transmisjonsnett på Helgeland og Salten, med eksisterende stasjoner og ledninger, beslaglegger til sammen omtrent 33 km². Planlagte stasjons- og ledningstiltak gir i sum en økning på rundt 45 % i arealbeslag.

Vi estimerer utslipp¹² fra tiltak i målnettet til omtrent 220 tusen tonn CO₂e. Estimaten bygger på samme erfaringstall som i Statnetts [Års- og bærekraftsrapportering](#).

Nyttepakke nettkapasitet på Helgeland: Tiltakene i denne nyttepakken kan berøre naturvernområder, blant annet skogvernområder. Det er flere viktige naturtyper registrert i området, bl.a. knyttet til myr og skog. Området har flere steder med middels til høy KU-verdi¹³. Viktige friluftsområder kan også bli påvirket. Det er reindrift i det meste av området og det er kulturminner i buffersonen. Den samlede påvirkningen vil avhenge av om ny trasé går parallelt med eksisterende inngrep eller i helt ny trasé.

Nyttepakke økt overføringskapasitet inn/ut av budområde NO4 (transportkanal): I nyttepakken blir ledninger fornyet (nybygging og riving). Traseene krysser steder med middels og stor KU-verdi. Dagens trasé mot Midt-Norge går tett på blant annet Lomsdal-Visten nasjonalpark. Traseen mot Sverige berører naturreservat med blant annet skogvern, som i Favnbasdalen landskapsvernområde. Det er reindrift i store deler av området.

Nyttepakke økt nettkapasitet Salten-området og nordover: Tiltakene i denne nyttepakken innebærer lange ledningstraseer. Mellom Rana og Kobbvatnet er det to store nasjonalparker, Saltfjellet-Svartisen og Junkerdal, som vil ha betydning for trasealternativer. Mellom Kobbvatnet og Ofoten er det områder med høy KU-verdi, men dette utgjør mindre områder. Det er reindrift i store deler av området.

Når vi planlegger de enkelte tiltakene vil dette bli vurdert grundigere, og det vil sannsynligvis avdekkes flere viktige områder enn det som er omtalt her. Vi utarbeider arealregnskap som en del av [årsrapporten](#).

¹² Utslippstallene finner vi ved å benytte gjennomsnittlig utslipp per km ledning og byggekloss i stasjon fra utslippsregnskapet, som er et øyeblikksbilde med dagens teknologi. Sentrale størrelser som utslipp fra veibygging, kabel og arealbruksendringer på stasjonstomt er for tiden ikke medregnet.

¹³ Naturtypelokalitetens verdi i konsekvensutredninger

Oppsummering av samfunnsøkonomiske virkninger

Tabellen under viser trinnvis oppdeling av nyttepakken og en forenklet oppstilling av de samfunnsøkonomiske virkningene av tiltak. Kostnadene er anslag på de samfunnsøkonomiske kostnadene. Tabellen viser forskjell i nåverdi mellom tiltak i områdeplanen opp mot nullalternativet.

	Økt nettkapasitet på Helgeland	Økt overføringskapasitet inn/ut av budområde NO4	Økt nettkapasitet til Salten- og Ofoten-området
Trinn 1	Ombygging stasjon: Nedre Røssåga Ombygging/utvidelse stasjon: Rana Ny stasjon: Varntresk*		
Trinn 2	Utvidet stasjon 420 kV: Marka Ny ledning 420 kV: Marka-Nedre Røssåga		
Trinn 3	Ny ledning 420 kV: Rana-Nedre Røssåga Oppgradere til 420 kV: Marka- Nedre Røssåga (fornye) Ny stasjon	Oppgradere til 420 kV: Nedre Røssåga-Ajaure (Sverige) (fornye) Oppgradere til 420 kV: Marka-Tunnsjødal (fornye)	
Trinn 4			Ny ledning 420 kV: Rana- Kobbvatnet Ny ledning 420 kV: Kobbvatnet-Ofoten-området
Investering¹	6-8 mrd. NOK	3-4 mrd. NOK	5-7 mrd. NOK
Nåverdi (merkostnad)²	3-4 mrd. NOK	1-2 mrd. NOK	3-4 mrd. NOK
Klima og miljø³	76 km ny ledning 37 km fornyet ledning 3 km ² arealbeslag	202 km fornyet ledning	293 km ny ledning 12 km ² arealbeslag
Nytte	Nyttepakken styrker forsynings-sikkerheten i Marka og Rana, og gir et kapasitetsløft på Helgeland. Det legges til rette for å realisere inntil ca. 1000 MW økt forbruk til sammen i stasjonene på Helgeland før kapasitet inn til området begrenser. Muliggjør også ny kraftproduksjon.	Nyttepakken gir økt overførings-kapasitet inn og ut av NO4, mer effektiv utnyttelse av nettet, redusere flaskehalser og jevner ut kraftpriser. Det legges til rette for økt forbruk og produksjon, i og utenfor området. Tiltakene gir økt kapasitet mellom NO4, SE2 (Sverige) og NO3 (Midt-Norge). Kapasitetsøkningen med Sverige og Midt-Norge gir omtrent 1100 MW økt kapasitet til nytt forbruk på Helgeland.	Nyttepakken gir et mer robust nett og bedre forsynings-sikkerhet i Salten og Nord, samt økt overføringskapasitet og reduserer flaskehalser nord-sør (transport-kanal). Tiltakene gir mulighet for økt forbruk og produksjon i Salten, men også lenger nord. Tiltakene mellom Helgeland, Salten og Nord gir anslagsvis inntil 800 MW i økt kapasitet til Salten og Nord. Dette må studeres nærmere i planlagt KVVU.
	Et sterkere transmisjonsnett nord sør i Norge og med Sverige gir et mer robust nett og kraftsystem.		

¹ Investering totalt (ikke nåverdi). Anslagene er forbundet med stor usikkerhet. Vi erfarer stor kostnadsvekst for komponenter.

² Nåverdi. Differansen mellom planlagte tiltak og nullalternativet

³ Arealbeslag fra nye forbindelser og stasjoner (nye og fornyelser)

*Ligger ikke inne i tallgrunnlaget. Kundespesifikt anlegg, som ikke vil inngå i Målnett 2045 for transmisjonsnett

Usikkerhet og videre arbeid

Usikkerheter i målnettet

Målnettet gjør oss i stand til å legge en langsiktig plan hvor de ulike utviklingstrinnene inngår i en samlet plan. Samtidig må vi ta høyde for risiko og usikkerhet. Selv om målnettet vurderes å være robust for ulike utviklingstrekk, kan det komme endringer og utvikling i behov som må hensyntas underveis. Utvikling i hvilke forbruksplaner som modnes raskest vil kunne påvirke tempo for de ulike tiltakene og rekkefølgen for gjennomføring.

Det er stor usikkerhet til nivået på forbruksøkningen, hvilke forbruksplaner som vil realiseres og hvor raskt, da det så langt er fattet få beslutninger om realisering. Tilknytningskøen er omfattende med seriøse aktører bak. Vi har derfor lagt til grunn en betydelig forbruksvekst, men utfallsrommet er stort. Forbruksøkning uten særlig ny kraftproduksjon vil gi økte kraftpriser, noe som kan bidra til å redusere omfanget av nytt forbruk mens det blir større incentiver til å investere i ny kraftproduksjon. Økte kraftpriser kan i kombinasjon med mulig økt aksept for vindkraft gjøre at det kan være realistisk med realisering av en del vindkraft de nærmeste 10 årene.

Vi vurderer at det er særlig viktig med rask fremdrift i tiltakene for økt kapasitet i/til Marka og med Sverige. Tidsplanen for ny 420 kV ledning Nedre Røssåga-Rana er noe mer usikker, fordi forbruksplanene i Rana er kommet inn sent og er langt bak i kapasitetskøen. Tiltak for planer med tidligere dato prioriteres først.

Tidsplanen for oppgradering til 420 kV mellom Helgeland og Midt-Norge er usikker, og vil være avhengig av utviklingen i behovet. Tidsplanen for ny 420 kV fra Rana til Ofoten-området er også usikker, og er spesielt avhengig av utviklingen av forbruk og kraftproduksjon i Nord. I planlagt konseptvalgutredning vil behovet, tekniske løsninger og samfunnsmessig rasjonalitet bli utredet. Dette vil gi bedre grunnlag for å avklare om forbindelse nordover bør bygges før nettet forsterkes mellom Helgeland og Midt-Norge.

Fremdriften for nettforsterkningstiltakene er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Statnett søker å redusere denne usikkerheten ved å legge til rette for effektiv konsesjonsbehandling gjennom åpne planprosesser, gode underlag og tidlig interessentinvolvering, som f.eks. dialogmøtene vi arrangerer. Fremdriften er avhengig av eksterne og interne og eksterne begrensninger. Prioritering i Statnetts totale portefølje kan påvirke fremdriften av gjennomføringen.

Områdeplanen tar ikke hensyn til generell energi- eller effektproblematikk, men forutsetter at det finnes tilgjengelig kraft på kort og lang sikt. Utviklingen i nabo-områder, nasjonalt, nordisk og europeisk vil være av betydning. I 2025 ferdigstiller Statnett en ny "Analyse av transportkanaler" (ATK), og vil lansere ny Systemutviklingsplan (SUP) mot slutten av 2025. Dette arbeidet vil se på totaliteten og områdene i sammenheng, og kan ha betydning for prioriteringer og fremdrift av tiltakene.

Usikkerhet knyttet til kostnader

Det er stor usikkerhet knyttet til investeringskostnadene vi angir i planen. Kostnadsestimatene er basert på erfaringstall, som er mer presise for tiltak nært i tid enn for tiltak lengre ut i planperioden. I lys av at vi erfarer betydelig kostnadsøkning på komponenter og arbeid de siste årene, regner vi det som sannsynlig at vi kan se en økning i de totale kostnadene. Vi har definert et nullalternativ, blant annet for å synliggjøre merkostnaden ved planen. For tiltak som ligger lengre frem i tid har vi måttet lage overordnede betraktninger for nullalternativ ettersom analysene ikke er startet. For tiltak der nullalternativet er forkastet kan kostnadene være utdaterte. Merkostnaden er derfor også usikker.

Usikkerhet knyttet til miljø- og klimavirkninger

Arealbruken vi estimerer er usikker av flere grunner. Blant annet er det usikkert hvor store stasjoner vi må bygge, særlig langt frem i tid. Teknologien utvikles og det skjer store fremskritt innenfor gassisolert anlegg (GIS) med redusert bruk av miljøskadelige gasser (SF6), som krever mye mindre areal enn et luftisolert anlegg (AIS). GIS-anlegg uten SF6 innebærer høyere investeringskostnader.

Det er også stor usikkerhet rundt klimautslipp. Estimaten i planen baserer seg på dagens teknologi og material-sammensetning (aluminium, stål betong etc.), men også her skjer det teknologisk utvikling. Statnett arbeider aktivt for å redusere utslipp. Vi tror derfor estimatene er noe høye, og forventer at utslipp per km ledning og komponenter vil falle. Samtidig er det utslippskilder som vi ikke beregner i denne planen, for eksempel fra arealbruksendringer og veibygging.

Videre arbeid

Det er identifisert flere behov og områder som skal analysere videre. De mest sentrale oppgavene for oppfølging de nærmeste to årene, ut over å ha fremdrift i pågående prosjekter, er:

Videre arbeid	Beskrivelse
Sør-Helgeland	Linea vil i samarbeid med Statnett vurdere og avklare fremtidig nettløsning for Sør-Helgeland / Kolsvik-området og Hattfjelldal, og hva som er samfunnsøkonomisk rasjonelle tiltak på kort sikt sett i lys av fremtidig målbilde.
Kompenseringsbehov	Vi vil høsten 2025 gjennomføres analyse av kompenseringsbehov i området på kort og lang sikt gitt den trinnvise utviklingen frem mot målnett. Kompenseringsbehov vurderes også i forbindelse med de enkelte prosjektene.
Økt nettkapasitet Helgeland -Sverige	Vi vil samarbeide med Svenska Kraftnät for å avklare nytteverdier og samfunnsøkonomi av økt kapasitet med 420 kV forbindelse mellom Nedre Røssåga og Sverige. Vi vil legge en felles fremdriftsplan inklusive sentrale beslutningspunkter.
Økt kapasitet Helgeland – Salten og Nord	Vi planlegger å gjennomføre konseptvalgutredning for økt kapasitet til Salten og Nord, i samarbeid med regionalt nettselskap Arva – oppstart 2026/27.
Økt kapasitet Glomfjord	Arva vil i samarbeid med Statnett gjennomføre konseptvalgutredning for å avklare fremtidig nettløsning for mulig større forbruksøkning i Glomfjord. Statnetts transformeringspunkt i dage er Svartisen stasjon.

Statnett vil i 2025 oppdatere analyse av transportkanaler (ATK) og systemutviklingsplanen (SUP), som i større grad enn i områdeplanene vil se totaliteten og områdene i sammenheng. Dette vil gi økt kunnskap som er relevant i forbindelse med den videre oppfølgingen av områdeplanene.

Vi vil arbeide for å få på plass bedre verktøy som muliggjør økt systemutnyttelse, blant annet gjennom enda mer bruk av automatiske vernløsninger som gir hurtig utkobling av forbruk og produksjon, samtidig som det fortsatt skal være god kontroll i driften av kraftsystemet.

Samarbeidet og dialogen med kunder og interessenter videreføres. Dette er spesielt viktig i forbindelse med nye nettførsterkninger som kan berøre mange.

Samlet fremstilling av tiltak

Tabellene under viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2035. Fremdrift og realisering av planlagte tiltak er avhengig av en rekke forhold som endringer i behov, kapasitet i leverandørmarkedet og nødvendig myndighetsgodkjenning (konsesjon). Vi jobber med å redusere ledetiden i prosjektene.

Fase beskriver i hvilket stadium i Statnetts prosjektmodell et prosjekt befinner seg. I fase 0 identifiseres løsningsvalg, i fase 1 videreutvikles løsningen, i fase 2 er investeringsbeslutning fattet, og i fase 3 er prosjektet under gjennomføring/bygging.

Prosjekter med konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon mottatt	Forventet i drift
Ny Vartresk stasjon	Nedtransformering, kundespesifikt anlegg	1	2018	2029

Prosjekter uten konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon forventes	Forventet ferdigstilt
Nedre Røssåga stasjon	Ombygging / fornyelse	2	Vår 2025	1-2 år etter konsesjon
Rana stasjon	Ombygging, økt kapasitet og forsyningssikkerhet	1	2025	3-4 år etter konsesjon
Marka stasjon, 420 kV	Økt kapasitet og forsyningssikkerhet	0	2029-2030	3-4 år etter konsesjon
Ny 420 kV Nedre Røssåga – Marka	Økt kapasitet og forsyningssikkerhet	0	2029-2030	3-5 år etter konsesjon

Tiltak som planlegges å starte opp

Tiltak	Beskrivelse	Planlagt oppstart	Kommentar
Nedre Røssåga stasjon	Fornye kompenseringsanlegg	2025-2026	
420 kV Nedre Røssåga – Ajaure (Sverige)	Økt kapasitet (erstatte dagens 220 kV ledning)	2025-2026	Samarbeid med Svenska Kraftnät
Ny 420 kV Rana - Nedre Røssåga	Økt kapasitet	2026-2028	For økt forbruk og evt. ny produksjon
420 kV Marka – Tunnsjødal	Økt kapasitet (erstatte dagens 300 kV forbindelse)	2028-2033	Fornyelse. Forseres avhengig av utvikling forbruk og produksjon
Ny stasjon Grane (usikker)	Nedtransformering	2028-2033	Vil avklares i KVVU ila. 2025
420 kV Marka – Nedre Røssåga	Økt kapasitet (erstatte dagens 300 kV ledning)	2028-2033	Avhengig av forbruksutvikling
Ny 420 kV Rana - Kobbvatnet	Økt kapasitet	2028-2033	For økt forbruk. KVVU gjennomføres først
Ny 420 kV Kobbvatnet - Ofoten	Økt kapasitet	2030-2035	For økt forbruk. KVVU gjennomføres først

I tillegg kommer øvrige fornyelser og periodisk vedlikehold. Det er et stort fornyelsesbehov for kontrollanlegg i tiden fremover, der vi følger nye krav og standarder for digitale kontrollanlegg. Fornyelse av kontrollanlegg gjøres fortrinnsvis hvert 20 år basert på utløp av forventet levetid koordinert med andre tiltak. Disse vil vurderes nærmere og sees i sammenheng med øvrige tiltak.

Statnett

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

