

Områdeplan Helgeland og Salten



Sammendrag

Statnett utvikler et fremtidsrettet kraftnett i *Helgeland og Salten* som legger til rette for et mer klimavennlig energisystem gjennom elektrifisering av transport og energibærere for industri. Nettet skal tilfredsstillere kvalitetskrav, ha god driftssikkerhet og gi tilfredsstillende forsyningsikkerhet, og legge til rette for et effektivt kraftmarked. Målnett 2040 vil gi betydelig økt overføringskapasitet i og inn til området og muliggjør næringsutvikling og ny kraftproduksjon i Helgeland og Salten.

Det er planer om mye nytt forbruk i *Helgeland og Salten*, som sammen med vanlig forbruk inkludert elektrifisering av transport utgjør omtrent en firedobling av dagens forbruk. Statnett har mottatt forespørsler om tilknytning av ca. 3.600 MW forbruk.

Stor forbruksøkning uten ny kraftproduksjon vil føre til en fundamental endring av kraftbalansen i området fra stort kraftoverskudd til kraftunderskudd, og overføringskapasiteten i transmisjonsnettet blir begrensende. Målnett vil alene ikke bli tilstrekkelig for alle kjente planer om nytt forbruk, det vil også være behov for ny kraftproduksjon. Økt forbruk uten tilsvarende ny kraftproduksjon vil naturlig nok medføre økte kraftpriser i området, og det vil bli mer attraktivt å etablere ny kraftproduksjon.

Det er stort potensial for samspill mellom industri, vindkraft og vannkraft forutsatt tilstrekkelig nettkapasitet og fleksibilitet i forbruket.

Hovedbudskapet i områdeplanen er:

- Det er nettkapasitet til 1150 MW nytt forbruk i området på kort sikt. Av dette er det reservert kapasitet til 650 MW, og det er identifisert ytterligere ledig kapasitet i Helgeland sør for Rana til om lag 500 MW nytt forbruk.
- For å tilrettelegge for videre grønn industriutvikling må transmisjonsnettet i *Helgeland og Salten* styrkes. Målnettets muliggjør totalt 2500 MW nytt forbruk i forhold til dagens nivå og innebærer to sterke 420 kV forbindelser nord-sør gjennom området og kapasitetsøkning mot Sverige.
- Med dagens kraftproduksjon vil ikke målnettets alene være tilstrekkelig for å muliggjøre all elektrifisering og ny kraftbasert verdiskaping. *Helgeland og Salten* har naturgitte forutsetninger for økt kraftproduksjon som vil tilrettelegge for ytterligere forbruksvekst. Vi peker i Områdeplanen på at Rana-området er et hensiktsmessig punkt for tilknytning av havvind.
- Forbruksutviklingen nord for Rana må ses i sammenheng med utviklingen nord for Ofoten der det er reservert kapasitet til ca. 1100 MW nytt forbruk.

God planlegging av kraftsystemet forutsetter godt samarbeid blant mange aktører. I arbeidet med områdeplanen har vi hatt et tett og godt samarbeid med Linea og Arva som er regionalt utredningsansvarlige for henholdsvis Helgeland og Midtre Nordland (Salten). Vi har også hatt dialog med andre aktører for å innhente informasjon og for diskusjon. Dette gjelder ulike forbruksaktører og kraftprodusenter i de indre delene av disse områdene.

Det å utnytte nettkapasiteten godt blir sentralt, og vi vil utnytte fleksibilitet og tilknytning på vilkår. Felles verktøy for å dele informasjon og utvikling av automatiske løsninger vil gjøre dette mulig.

INNHold

1.	SITUASJONSBESKRIVELSE	6
1.1	Dagens kraftsystem	7
1.2	Transmisjonsnett	8
1.3	Behov for økt kapasitet	12
2.	MÅLNETTET	19
2.1	Kapasiteter i kraftsystemet	20
2.2	Samfunnsmessig rasjonalitet	25
2.3	Usikkerhet i målnett	27
3.	OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING	29
3.1	Trinn 1 – Pågående stasjons-prosjekter ferdigstilles	29
3.2	Trinn 2 – Økt kapasitet på Helgeland og inn til området fra Sverige	30
3.3	Trinn 3 – Øke nettkapasiteten nordover til Ofoten	31
3.4	Trinn 4 – Øke nettkapasiteten mellom Helgeland og Trøndelag	32
4.	SAMLET FRAMSTILLING AV PROSJEKTER OG TILTAK	34
4.1	Viktigste/største tiltak frem til 2030	34
4.2	Videre arbeid	36

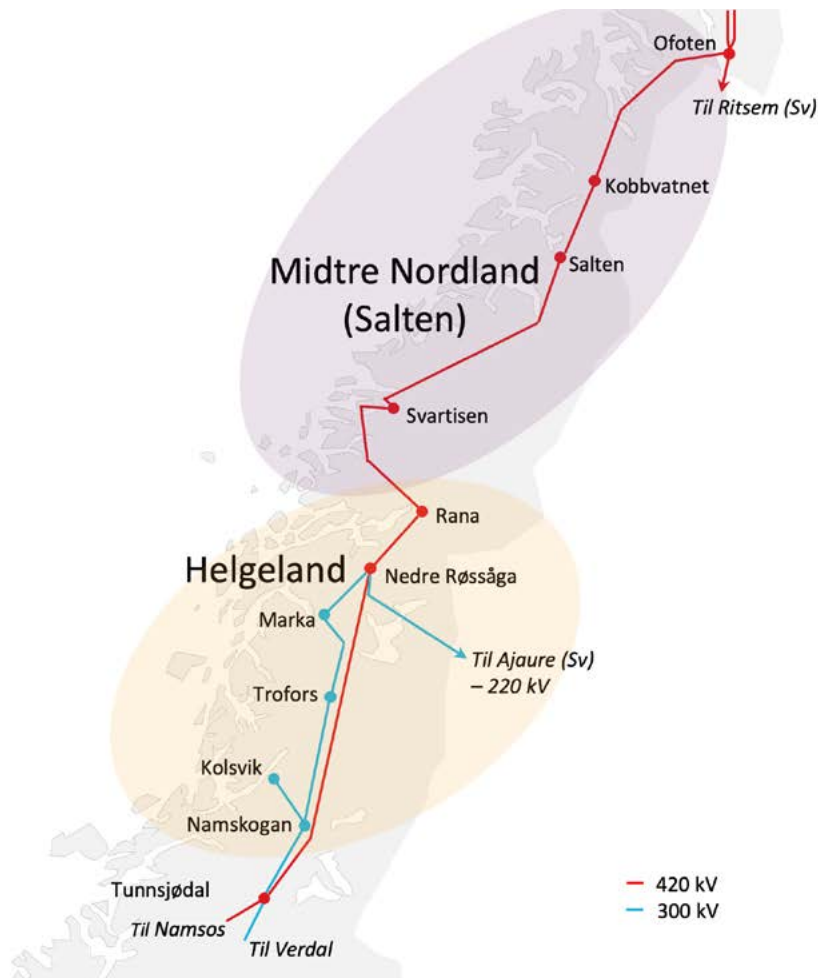


1. SITUASJONSBESKRIVELSE

Områdeplanen beskriver et strategisk målbilde for utviklingen av transmisjonsnett i **Helgeland og Salten**. Planen omfatter ikke regionalnett, men er koordinert med regionale planer (RKSU) i samarbeid med utredningsansvarlige Linea (Helgeland) og Arva (Midtre Nordland).

Områdeplan **Helgeland og Salten** dekker transmisjonsnett i RKSU-områdene Helgeland og Midtre Nordland, som består av 420 kV, 300 kV og 220 kV anlegg. 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.

På Helgeland er regionalnettet i all hovedsak på 132 kV og strekker seg fra Kolsvik i sør nordover til Sjona. Midtre Nordland (Salten) strekker seg videre fra Sjona i sør og omfatter Salten og Nord-Salten med skille i nord mot Kjøpssvik (Tysfjord). Regionalnettet i er i hovedsak 132 kV, men i Nord-Salten 66 kV.



Figur 1 Dagens transmisjonsnett med underliggende RKSU-områder.

Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklings-trekk fanges opp. De første utviklingstrinn i planen har liten usikkerhet, mens samfunnsutviklingen har større påvirkning på senere utviklingstrinn.

1.1 DAGENS KRAFTSYSTEM

Område **Helgeland og Salten** har i normalår et energioverskudd på rundt 6-7 TWh, med ca. 16 TWh produksjon og ca. 10 TWh forbruk. Området har en positiv effektbalanse, som i 2021 var ca. 1560 MW i tunglast.

Området har stor produksjonskapasitet med installert effekt på 3350 MW vannkraft og 400 MW vindkraft. Tilgjengelig vintereffekt er på ca. 3000 MW. Flere store magasinkraftverk bidrar til god reguleringsevne, men gir også store variasjoner i overføringene grunnet mye start/stopp.

Kraftoverskuddet flyter i hovedsak nordover til Ofoten, sørover til Midt-Norge og østover mot Sverige. Fra Ofoten fordeler flyten seg mot Sverige samt videre nordover i Troms og Finnmark. På vinter er det typisk kraftflyt inn til Ofoten for å dekke underskudd i Troms og Finnmark, mens det typisk flyter sørover og mot Sverige i sommersessongen.

Sentrale overføringssnitt som overvåkes er i all hovedsak knyttet til kraftoverskudd med høy kraftflyt ut av **Helgeland og Salten** mot Trøndelag, Sverige og nord (Ofoten-Kobbvatnet). Det har i tidligere analyser vært fokus på forsterkningsbehov i og ut av området som følge av stort kraftoverskudd. Det foreligger nå planer for mye nytt forbruk som kan endre kraftbalansen og situasjonen i området fundamentalt.

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

Helgeland har i dag et stort kraftoverskudd med mye vannkraft (ca. 1600 MW installert) og god reguleringsevne. De største kraftverkene er Rana, Nedre Røssåga, Øvre Røssåga, Langvatn og Kolsvik. Det ble i 2022 satt i drift et stort vindkraftverk på Øyfjellet ved Mosjøen. 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 effekt i 2021 var ca. 920 MW.

Salten (Midtre Nordland) har også et stort kraftoverskudd med mye vannkraft (ca. 1740 MW installert) og god reguleringsevne. De største kraftverkene er Svartisen, Kobbelv, Siso, Lomi og Sundsfjord. Midtre Nordland har en del kraftintensiv industri, Elkem Salten og Yara Norge i Glomfjord, som utgjør 40% av energiforbruket. Bodø by er største forbrukspunkt for alminnelig forbruk. I 2022

er det etablert to datasentre i Glomfjord (30 MW). Maks effekt i Midtre Nordland i 2021 var 510 MW.

1.2 TRANSMISJONSNETTET

Nedre Røssåga knytter sammen 220, 300 og 420 kV ledningene i området. Sørøver til Tunnsjødal går det en 420 kV ledning parallell med en 300 kV ledning som går via Marka, nordover til Ofoten er det en enkel 420 kV ledning, og østover til Ajaure/Grundfors i Sverige er det en 220 kV ledning. Fra Ofoten er det en 420 kV ledning til Ritsem/Porjus i Sverige.

I Helgeland er transmisjons- og regionalnettet sammenkoblet med nedtransformering i Rana, Nedre Røssåga, Marka og Kolsvik. Transmisjonsnettet er direkte koblet til distribusjonsnettet i Trofors med nedtransformering 300/22 kV. I Namskogan er det en koblingsstasjon for ledningen til Kolsvik uten transformering. Marka forsyner aluminiumsverket i Mosjøen.

I Salten (Midtre Nordland) er det nedtransformering 420/132 kV til regionalnettet i Svartisen, Salten og Kobbvatnet.

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

Tidspunkt for fornyelse av ledninger avhenger av byggeår og tilstand. Ledninger bygget før 1973 forventes å ha en levetid på 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 og har fornyelsesbehov. Den ble opprinnelig drevet spolejordet på 132 kV, men er senere oppgradert til 220 kV og direkte-jordet. Det er aktuelt å øke kapasiteten ved å spenningsoppgradere ledningen til 420 kV, noe som forutsetter nybygging. Svenska Kraftnät ser også fornyelses- og kapasitetsbehov på svensk side.

300 kV ledningene i transmisjonsnettet, Nedre Røssåga-Marka-Trofors-Namskogan-Tunnsjødal, ble i hovedsak bygd på slutten av 60 tallet med simpleks faseline. Disse ledningene har fornyelsesbehov rundt 2040, og vil samordnes med behov for økt kapasitet. Det er sannsynlig at kapasitetsbehov vil fremskynde dette. Spenningsoppgradering til 420 kV vil også her måtte skje ved nybygging.

420 kV ledningen fra Tunnsjødal til Nedre Røssåga ble opprinnelig driftet på 300 kV, og ble oppgradert til 420 kV i 2017. De øvrige 420 kV ledningene fra Nedre Røssåga og nordover via Svartisen, Salten og Kobbvatnet til Ofoten er bygd

i perioden 1987-94 og har ikke større fornyelsesbehov frem mot 2040. Disse ledningene går imidlertid i krevende terreng med store klimatiske påkjenninger som medfører stor slitasje og krevende vedlikehold, og blir årlig reparert og forsterket i utsatte områder.

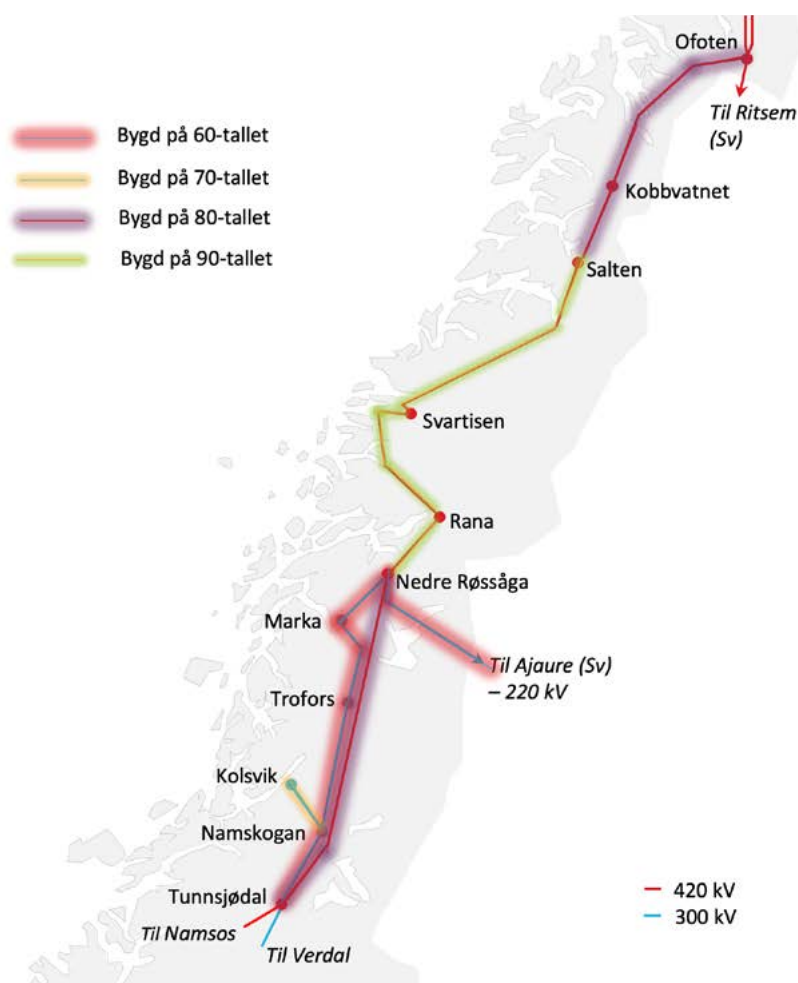
Figur 2 viser byggeperiode for dagens ledninger.

Flere av stasjonene er enten nye (Kobbvatnet), nylig fornyet/utvidet (Svartisen, Marka), under bygging (nye Salten settes i drift i 2023, i Kolsvik fornyes kontrollanlegget) eller er under vurdering og planlegging (Rana, Nedre Røssåga).

Det er også fornyelsesbehov av transformatoren i Trofors. Dagens transformering 300/22 kV i Trofors er ikke en ønsket løsning i transmisjonsnett.

Namskogan stasjon har begrenset funksjonalitet, med enkel samleskinne og kun skillebrytere. Ombygging til fullverdig stasjon ses i sammenheng med spenningsoppgradering til 420 kV.

I tillegg kommer mindre fornyelser og periodisk vedlikehold.



Figur 2: Byggeperiode for dagens ledninger.



Figur 3: Ledninger og stasjoner med behov for fornyelse / ombygging frem mot 2040. Løpende og periodisk vedlikehold er ikke inkludert i figuren, f.eks. kontrollanlegg.

Figur 3 viser ledninger og stasjoner med behov for fornyelse eller ombygging fram mot 2040. Det skilles mellom tiltak der det er pågående arbeid og kommende fornyelsesbehov. For nærmere informasjon om tiltakene vises til kapittel 3. Vurderingene er bygd på til dels konkrete tilstandsvurderinger og til dels på alderskriterier. Tiltak som igangsettes skal være helhetlige og tilpasset fremtidige utvikling i en stasjon, både fornyelser og økt kapasitet. Dette ivaretar vi blant annet gjennom arealvurderinger for stasjoner.

Utfordringer i driften i dag

Transmisjonsnett mellom Ofoten og Nedre Røssåga ligger i værutsatte traseer, og det er utfordringer med mange utfall som følge av mye ising og vind. Ved galoppering blir ledningene ofte liggende ute i flere timer til vinden har roet seg for å unngå nye forstyrrelser. Mange utfall og stort behov for vedlikehold medfører perioder der mye forbruk har N=0. Dette må håndteres på en akseptabel måte.

For 420 kV ledningene Ofoten-Ritsem-Vietas-Porjus som går inn til et sterkt svensk nett samt ledningene sørover til Tunnsjødal er det ofte aktivert systemvern med produksjonsfrakobling på flere kraftverk for å håndtere stort kraftoverskudd ved utfall.

Det er utfordrende med utfall eller revisjoner i Salten ved stort kraftoverskudd. Dette vil bedres med ny Salten stasjon som kommer i drift i 2023, som vil gi økt kapasitet i transmisjonsnettet mot Salten.

Regionalnettet under Salten har kapasitetsbegrensninger og er utfordrende å drifte. Det er flere flaskehals og mange snitt som påvirkes av produksjonen, som løpende må følges med på og håndteres. Statnett bruker mye tid på å håndtere regionalnettet under Salten og det har vært store kostnader med spesialregulering.

Regionalnettet under Svartisen er normalt delt i radielle drifter for å unngå transitt ved utfall i 420 kV nettet og på grunn av spolejordingen. Delingene gjør at vi kan utnytte ledningskapasiteten bedre.

I Rana har det over mange år vært store utfordringer med flimrer fra stålovn tilknyttet i Svabo. For å redusere problemer for øvrige kunder har vi en driftskobling i Rana der en transformator er koblet kun til stålovn (Svabo) sammen med en eller to generatorer i Rana kraftverk. Dette gir dårlig utnyttelse av transformatorkapasiteten (ca. 30 %) samt økte tap i regionalnettet. I regionalnettet mellom Svabo og Nedre Røssåga er det tidvis flaskehals avhengig av produksjonen i Rana kraftverk og det har i perioder vært en god del spesialreguleringer.

Marka og Mosjøen blir ensidig forsynt ved revisjoner eller utfall av en av 300 kV linjene inn til Marka eller transformatorene der. Det er behov for kort gjeninnkoblingstid ved hendelser og produksjon i regionalnettet er viktig for å få rask gjenoppretting av industrien.

I Trofors er det forenklet stasjonsløsning med begrensede omkoblingsmuligheter. Underliggende 22 kV nett har ikke nok reserve til å forsyne Arbor fabrikken i Hattfjelldal. 300/22 kV transformatoren kan derfor kun tas ut for revisjon når Arbor fabrikken har stans, som regel tre uker på sommeren.

Namskogan 300 kV stasjon har forenklet bryterløsning, og dette gir ekstra utfordringer for driften når en av ledningene må kobles ut. Underliggende 132 kV regionalnett under Kolsvik-Marka/Svabo samt 66 kV nettet mellom Namsos og Årsandøy (Tensio) må da legges sammen.

Transformator i Kolsvik er begrensende ved høy produksjon i området. Regionalnettet (66 kV) mellom Kolsvik/Årsandøy og til Namsos (Tensio) har utfordringer med snitt og omlagring i underliggende 66 kV nett ved feil. Dette medfører produksjonstilpasning på vindkraft.

Regionalnettet på 132 kV er spolejordet for å kunne håndtere jordfeil i en fase uten å koble ut anleggene. 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 derfor et mål om at alle 132 kV-nett i Norge skal være direktejordet for å få sikker og effektiv drift og en rasjonell utvikling av nettet.

1.3 BEHOV FOR ØKT KAPASITET

Planer om mye nytt forbruk er drivende for nettutviklingen i *Helgeland og Salten*

Det er mange planer om nytt forbruk i området. Planene har ulik modenhet og utfallsrommet er stort.

Figur 4 viser dagens maksimalforbruk rundt 1400 MW, omfanget av forbruksplaner i *Helgeland og Salten* samt vekst i alminnelig forbruk inkl. elektrifisering av transport (10 år frem). Vekst i alminnelig forbruk og elektrifisering av transport er i tråd med regionale utredningsansvarliges forventninger, som for elektrifisering av transport har tatt utgangspunkt i underlag fra NVE.

Oversikten viser brutto planer, og alt forbruk vil ikke pålaste transmisjonsnettet i makslast på grunn av forbruksprofil og samtidighet¹. Det er ikke tatt hensyn til begrensninger i nettkapasitet. Figuren må ikke leses som en forventningsrett prognose for forbruksutviklingen.

Vekst i alminnelig forbruk inklusive elektrifisering av transport er anslått til rundt 125 MW. Vi anser det som vårt oppdrag å sikre at vi har nettkapasitet for utvikling i vanlig forbruk. Dette betyr i praksis at vanlig forbruk som følge av befolkningsvekst og kritisk stedbundet infrastruktur, inklusive elektrifisering av transport (under 5 MW), ikke skal måtte vente på nytt transmisjonsnett.

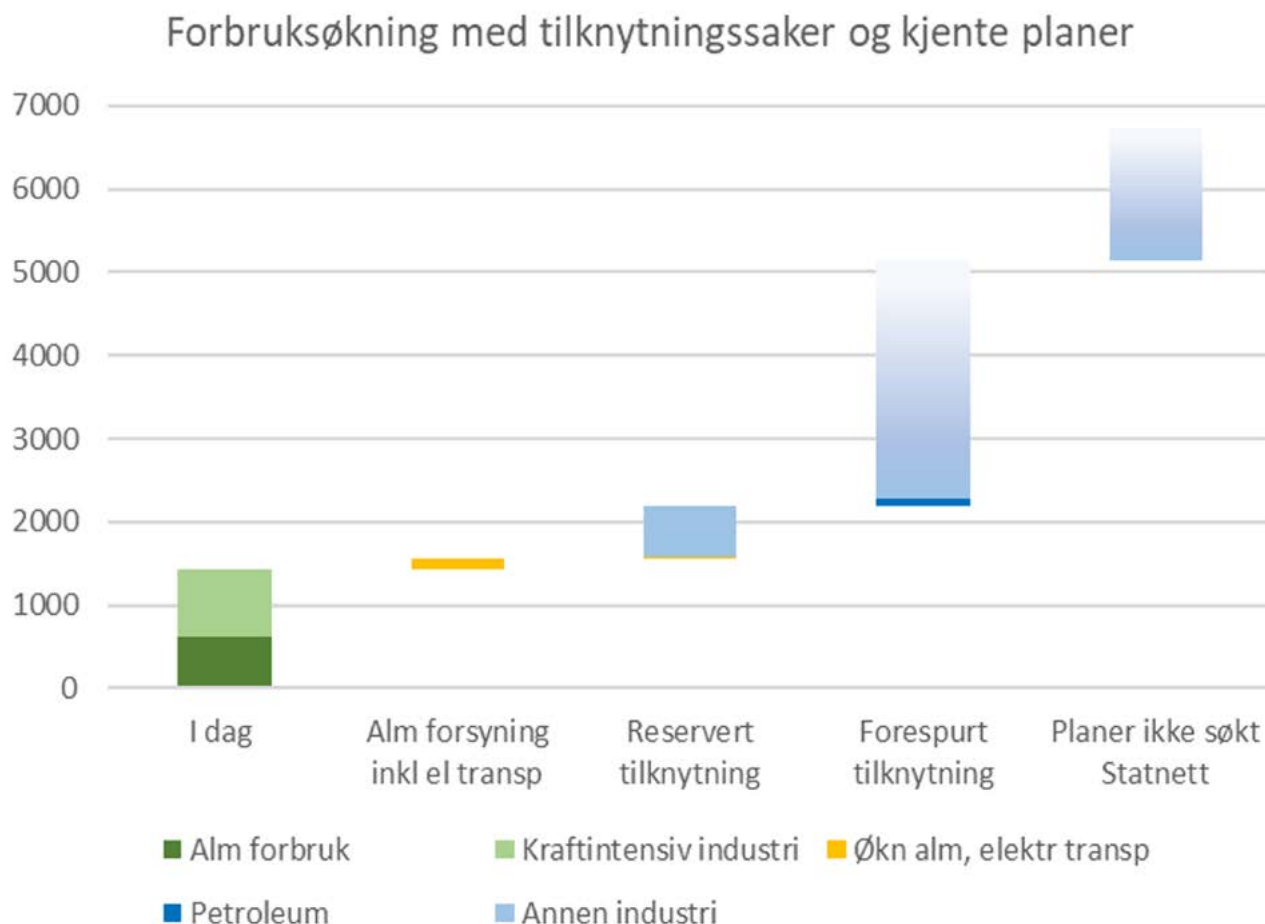
Statnett har (november 2022) mottatt forespørsler om tilknytning av ca. 3600 MW forbruk i *Helgeland og Salten*. Av dette er det reservert² kapasitet til ca. 650 MW, en økning på 45 % i forhold til dagens maksimale effektforbruk. Av reservert kapasitet er 200 MW i Salten og 450 MW i Rana. Dette er forbruk som kan tilknyttes når vi har satt i drift pågående stasjonsprosjekter.

Vi kjenner til ytterligere planer på rundt 1600 MW nytt forbruk som ikke er tilstrekkelig modne og formelt omsøkt til Statnett. I sum gir det planer for noe over 5000 MW nytt forbruk. Vi forventer stor forbruksvekst i årene fremover, men

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

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

nivået på forbruket vil påvirkes av hvor mye ny kraftproduksjon som kommer og utviklingen av kraftprisene i området.



Figur 4: Forbruksøkning med tilknytningssaker pr. medio november 2022, vanlig forbruk og elektrifisering transport. Må ikke forstås som en forbruksprognose. Det er ikke tatt hensyn til begrensninger i overføringskapasitet.

En stor andel av forespørslene om tilknytning er hydrogen- og ammoniakkproduksjon samt produksjon av e-fuel (grønt drivstoff), som forventes å bli sentrale innsatsfaktorer i energiomstillingen for å kutte utslipp i eksisterende og ny industri, samt kunne utnytte periodevis overproduksjon av vind- og solkraft på en god måte. Dette er forbruk som i noe grad er fleksibelt og kan tilpasses variasjoner i kraftproduksjon eller periodevis begrensninger i nettkapasitet.

Det vises til Statnetts langsiktige og kortsiktige markedsanalyser samt rapport om utviklingen i kraftforbruk i Norge 2022-2050³. Det vises også til Statnetts analyse av transportkanaler⁴.

³ [Langsiktig markedsanalyse](#), [Kortsiktig markedsanalyse](#), [Utvikling i kraftforbruk i Norge 2022-2050](#)

⁴ [Analyse av transportkanaler 2021-2040](#).



Hele 90 % av forespurt tilknytning i området er i Helgeland (Rana-Nedre Røssåga-Marka). Det meste av forbruksplanene her er knyttet til det grønne skiftet. Kommunene og nettselskap arbeider aktivt med å legge til rette for planlagt nytt forbruk med regulering av arealer og nettkapasitet.

I Helgeland utgjør kjente planer om forbruksvekst sammen med alminnelig forbruk og elektrifisering av transport over fem ganger dagens last i området på ca. 900 MW, til nesten 4.800 MW. Per medio november-22 er det forespurt Statnett om tilknytning av ca. 3280 MW nytt forbruk, hvorav det er reservert kapasitet til 450 MW (Rana). I tillegg er vekst i alminnelig forbruk inklusive mindre punktforbruk og elektrifisering av transport for kommende 10 årsperiode anslått til ca. 80 MW.

I Salten utgjør kjente planer om forbruksvekst sammen med forventet økning av alminnelig forbruk inklusive elektrifisering av transport nesten en firedobling av dagens last på ca. 500 MW, til nesten 2000 MW. Rundt 1100 MW av dette er planer som har status "under veiledning" og per nå ikke er tilstrekkelig modne. Per medio november-22 er Statnett forespurt om tilknytning av ca. 300 MW nytt forbruk, hvorav det er reservert kapasitet til ca. 200 MW. Vekst i mindre punktforbruk og elektrifisering av transport er for kommende 10 årsperiode anslått til rundt 70 MW (inkl. tilknytningssaker).

Fra kraftoverskudd til kraftunderskudd - behov for økt nettkapasitet og økt kraftproduksjon

Dersom en stor andel av planene om nytt forbruk blir realisert uten at det samtidig etableres vesentlig ny kraftproduksjon, vil dette medføre en fundamental endring av kraftbalansen og kraftflyten i **Helgeland og Salten**. Området vil få kraftunderskudd og bli avhengig av betydelig import.

Område **Helgeland og Salten** utgjør sammen med **Områdeplan Nord** prisområde NO4. Dagens utvekslingskapasitet inn til NO4 fra andre prisområder (NO3, SE1 og SE2) vil begrense mulig samlet forbruksvekst i NO4. Kraftoverskuddet i **Helgeland og Salten** bidrar i dag til forsyning av både nordre Nordland, Troms og Finnmark samt Trøndelag, som også går også mot et større kraftunderskudd. En forbruksvekst i henhold til det som er reservert i **Helgeland og Salten** sammen med forbruksvekst i områdene **Nord og Midt** vil medføre høyt utvekslingsbehov med Sverige, og i tørre år flaskehalser og kraftpriser som ligger over prisene i våre naboland. Kraftprisen vil påvirke hvor mye nytt forbruk som faktisk vil realiseres. Vi forventer stor forbruksvekst i årene fremover, men nivået på forbruket vil påvirkes av hvor mye det investeres i produksjon og kraftpriser som følger av det.

Stor forbruksvekst i NO4 gir høy import fra Sverige på mellomlandsforbindelsene. Nettkapasiteten fra Sverige blir begrensende, der Grundfors-Ajaure-Nedre Røssåga blir en vesentlig begrensning. Utfall av 420 kV ledningen Porjus-Ritsem-Ofoten gir svært høy transitt på den lange enkle 420 kV ledningen mellom Nedre Røssåga og Ofoten. Dette gir en betydelig utfordring fra Rana og nordover, som begrenser hvor mye nytt forbruk som kan etableres i Salten-området.

Det vil også oppstå begrensninger på enkeltledninger og snitt internt i området. Transformerings-kapasitet vil også begrense, men økt transformeringskapasitet er raskere å realisere enn nye ledninger.

For å legge til rette for stor forbruksvekst, eller også mye ny kraftproduksjon, er det behov for et sterkere nett både inn til og i område *Helgeland og Salten*. Nettforsterkninger for å legge til rette nytt forbruk og kraftproduksjon ses i sammenheng med behov for å fornye eksisterende nett. Aktuelle tiltak omtales i kapittel 2 og 3.

Det er mange planer om betydelig forbruksøkning også ellers i Norge. Statnetts kortsiktige markeds-analyse viser at Norge i løpet av få år går fra kraftoverskudd til underskudd og tilgang på energi blir en økende utfordring. Med stor forbruksvekst uten ny kraftproduksjon de nærmeste årene er det derfor også et sentralt spørsmål hvor kraften skal komme fra, før det kommer vindkraft til havs i større volum. Betydelig nytt forbruk forutsetter at det også etableres ny kraftproduksjon.

Få modne planer om ny kraftproduksjon i *Helgeland og Salten*

Det har vært krevende å få aksept både for ny større vannkraft og vindkraft på land, og det er derfor få konkrete og modne planer om ny større kraftproduksjon i området. Det har tidligere vært planer om noen store vannkraftprosjekter, som senere er stoppet. Dette ble avløst av vindkraftprosjekter og et betydelig antall små vannkraftprosjekter. De siste årene har også lav kraftpris gjort nye produksjons-prosjekter ulønnsomme. Med mye nytt forbruk vil kraftprisene øke og dette vil endre seg. Vi forventer økt interesse for å bygge ny kraftproduksjon og at flere prosjekter kan bli tatt opp igjen.

Vi kjenner til planer om ny større vannkraft (> 10 MW) i *Helgeland og Salten* på til sammen noe over 700 MW. I dette inngår et større vannkraftverk på ca. 600 MW med tilknytning i Salten som ligger til behandling i NVE. Vi vurderer det som usikkert om dette blir realisert. På Helgeland er det planer om nytt Krutåga kraftverk (64 MW), samt noe effektøkning i eksisterende kraftverk. Videre er det gitt konsesjon på ny vannkraft under 10 MW i sum på rundt 100 MW, som er kraftverk uten eller med liten reguleringsevne.

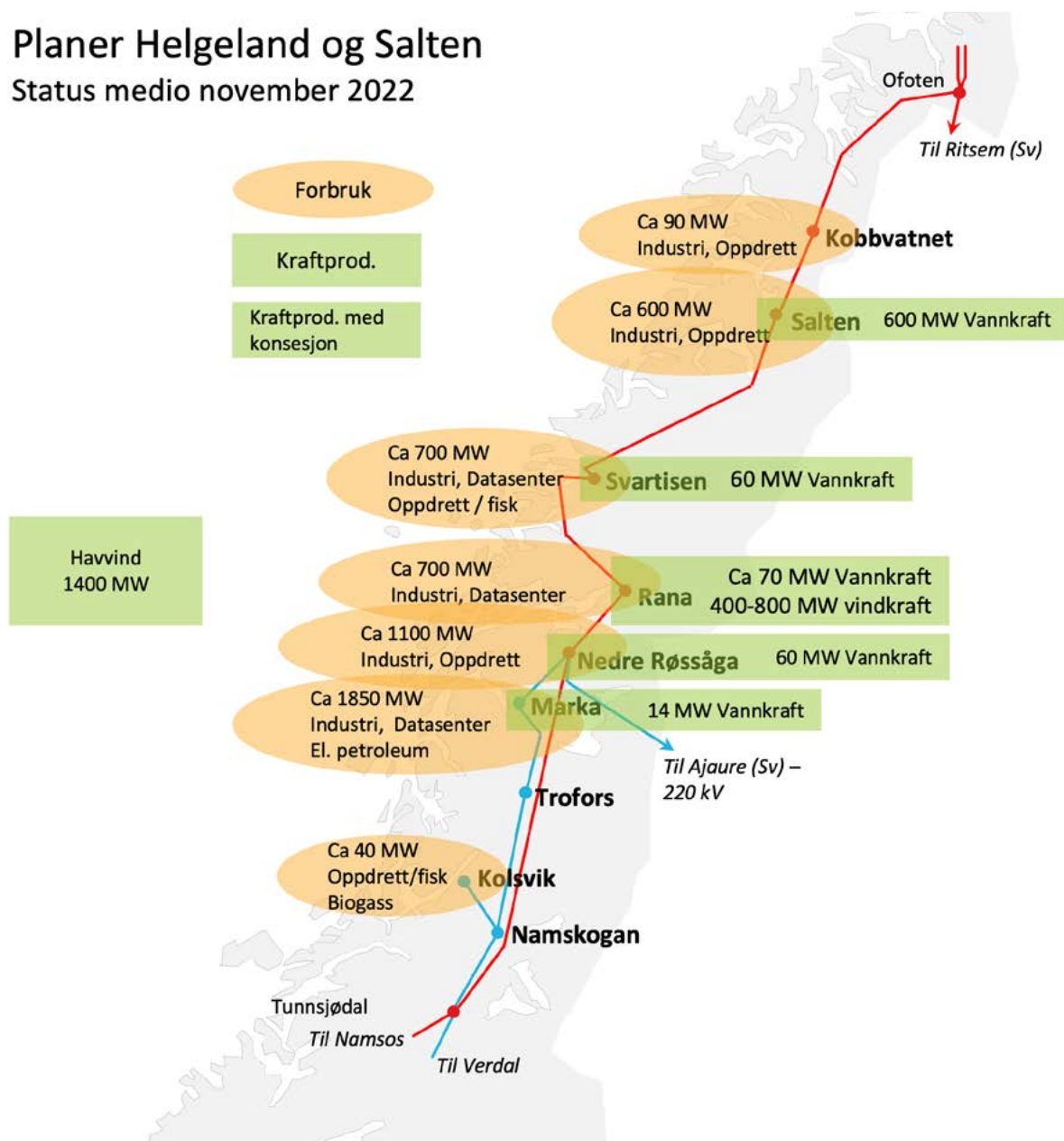
Det foreligger planer om et nytt vindkraftverk på 500-800 MW (Sjonfjellet) med planlagt innmating i Rana, som er usikkert bl.a. som følge av stor motstand mot vindkraft på land.

På sikt kan vi få innmating av havvindproduksjon på anslagsvis 1400 MW inn mot Rana-området. Regjeringen la 11. mai 2022 frem ambisjonsnivået for havvind, der målet er at det innen 2040 tildeles områder for 30 GW havvindproduksjon i Norge. Satsingen skal bidra til grønn kraft over hele landet. Det er så langt ikke åpnet for noen områder i **Helgeland og Salten**, og vi forventer at vindkraft her først kan realiseres rundt 2035. Vindkraft inn til området vil være gunstig sett i sammenheng med mye regulerbar kraftproduksjon og forventet forbruksøkning.

Figur 5 viser forbruks- og produksjonsplaner i **Helgeland og Salten**.

Planer Helgeland og Salten

Status medio november 2022



Figur 5: Forbruks- og produksjonsplaner i Helgeland og Salten.



2. MÅLNETTET

Figur 6 viser målnett for transmisjonsnett slik vi tar sikte på å utvikle det frem mot 2040.

Målnett har et dublert 420 kV nett gjennom hele *Helgeland og Salten*. Forbindelsen fra Nedre Røssåga til Sverige er oppgradert til 420 kV for å få god utnyttelse av overføringskapasiteten. Nedtransformering til regionalnettet er til 132 kV.

Mellom Rana, Nedre Røssåga og Marka ser vi flere mulige nettløsninger som vil vurderes nærmere, blant annet sett i sammenheng med stor forbruksøkning og tilknytning av mulig ny kraftproduksjon i området. Utviklingen vil også ses i lys av at det blir en trinnvis utfasing av 300 kV. Sentrale spørsmål er om ny ledning bør innom Nedre Røssåga eller gå i en annen trasé, om det bør være dublert 420 kV mellom Nedre Røssåga og Marka, samt om det bør etableres ny Trofors stasjon. Videre om det bør etableres nye stasjoner for tilknytning av nytt forbruk og eventuell ny kraftproduksjon. Dette vil vurderes nærmere.



Figur 6: Målnett for transmisjonsnett i område Helgeland og Salten, stadium 2040.

Vi vil sannsynligvis etablere ny transmisjons-nettstasjon i/ved Marka ved overgang til 420 kV.

I sammenheng med spenningsoppgradering til 420 kV nedover til Trøndelag vil vi også se nærmere på løsninger i Namsskogan og Kolsvik.

2.1 KAPASITETER I KRAFTSYSTEMET

Målnettet gir mye ny nettkapasitet og muliggjør en forbruksøkning på rundt 80% fra i dag

Målnettet for *Helgeland og Salten* gir betydelig økt nettkapasitet i transmisjonsnettet, og vil legge til rette for elektrifisering, verdiskapende industrivekst og ny fornybar kraftproduksjon. Målnettet gir kapasitet til totalt rundt 2500 MW nytt forbruk ut over dagens forbruk på litt over 1400 MW, når en ikke forutsetter ny produksjon. Målnettet sammen med økt forbruk vil gjøre det attraktivt å etablere ny kraftproduksjon i området, som igjen muliggjør ytterligere forbruksøkning. Det er et stort potensial for samspill mellom industri, vindkraft og vannkraft forutsatt tilstrekkelig nettkapasitet og fleksibilitet i forbruket.

Det er mange søknader om tilknytning av et betydelig omfang nytt forbruk i *Helgeland og Salten*. Selv om det i dag er et overskuddsområde og vi planlegger omfattende nettførsterkninger, vil målnettet ikke være tilstrekkelig til alt planlagt nytt forbruk uten at det også kommer ny kraftproduksjon, forbruket er fleksibelt og det brukes andre virkemidler i systemdriften.

Ytterligere nettførsterkninger for å legge til rette for mer forbruk kan være en tredje ledning nord-sør gjennom hele Helgeland og Salten eller ytterligere nettkapasitet til Sverige. Dette er ikke nærmere studert, men vi vurderer i utgangspunktet at en tredje ledning nord-sør ikke er den mest rasjonelle løsningen. Det bør være en mer balansert utvikling av produksjon og forbruk i området. En kombinasjon av ny overføringskapasitet, nytt forbruk og ny produksjon vil gi en rasjonell utvikling.

En god del nytt forbruk kan tilkobles i dagens transmisjonsnett

Ytterligere forbruksvekst må ses i sammenheng med forbruksutviklingen lenger nord

For område *Helgeland og Salten* og område Nord, som samlet utgjør prisområde NO4, er det reservert nettkapasitet til ca. 1700 MW nytt forbruk, hvorav noe over 1000 MW er nord for Ofoten og 650 MW i Salten og Helgeland. Mesteparten av dette er industriforbruk med høy brukstid, og utgjør dermed en stor økning i energiforbruk (TWh). Blir alt forbruket som har fått reservert nettkapasitet realisert, uten at det også kommer ny kraftproduksjon, vil NO4 i normalår få et energiunderskudd på 3-5 TWh. Dette dekkes i stor grad med import fra Sverige, samtidig med at energiflyten til Midt-Norge avtar.

Kapasitet i dagens nett til noe forbruksvekst sør for Rana

Det er forskjeller på hvor i området det er kapasitet til å tilknytte stort forbruk og 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 dublert og mer robust for utfall. Det er dermed ikke likegyldig hvor i **Helgeland og Salten** det økte forbruket kommer. Våre analyser har identifisert at det i dagens transmisjonsnett er kapasitet til 500 MW nytt forbruk ut over det som har fått reservert kapasitet, gitt at det tilknyttes i transmisjonsnettet sør for Rana. Kapasitet i tilknytningspunkter, samt behov for vilkår eller systemvern må vurderes nærmere før kapasitet tildeles. I sum med de 650 MW som allerede er reservert er det plass til om lag 1150 MW forbruksvekst i nær fremtid når pågående stasjonsprosjekter er realisert.

Forbruksutviklingen nord for Rana må ses i sammenheng med utviklingen nord for Ofoten, der all ledig nettkapasitet er reservert. Ytterligere forbruksvekst her forutsetter at reservert kapasitet frigjøres, ny kraftproduksjon etableres og/eller økt nettkapasitet.

Høy forbruksvekst vil gi en mer krevende energisituasjon

Med en forbruksøkning på 500 MW ut over det som har reservert kapasitet blir samlet forbruksøkning i NO4 ca. 2200 MW, som er 75 % økning fra dagens effektforbruk. Gitt høy brukstid utgjør dette et økt energiforbruk på rundt 16-18 TWh, og uten ytterligere ny kraftproduksjon et energiunderskudd på rundt 7-9 TWh. Det blir høy import til NO4, spesielt fra Sverige der dagens ledningskapasitet blir begrensende. Området vil naturlig nok få økte kraftpriser. Våre simuleringer⁵ viser at det vil bli perioder med høyt importbehov, flaskehals fra Sverige og kraftpris som ligger over prisene i våre naboland. Med dagens importkapasitet til NO4 kan det bli en krevende energisituasjon på slutten av vinteren i de tørreste årene, som også kan gi utfordringer med effekttilgang. Koblingen til Sverige (SE1 og SE2) gjør at utviklingen der er av stor betydning. I områdene SE1/SE2 er det lagt til grunn fortsatt kraftoverskudd, der planer om mye nytt forbruk oppveies av planer om mye ny kraftproduksjon.

Det vil være gunstig om en del forbruk i området er fleksibelt og prissensitivt. Prissensitivitet vil være av stor betydning spesielt i tørre år. Ved høyt forbruk i området vil det bli mer krevende å få utkobling av nettanlegg for revisjoner, og fleksibilitet i forbruket vil i så måte kunne være avgjørende. Forbruket bør også kunne reduseres eller kobles ut ved uforutsette utfall av nettanlegg.

⁵ Simuleringene i markedsmodellen samnett er basert på vær- og tilsigshistorikk fra 1988 til 2016, der vinteren 2010/11 er mest kritisk. Simuleringene er gjennomført med flytbasert markedsklarering. Dagens NO4 er i simuleringene delt i to, der skillet går mellom Svartisen og Ofoten.



Foto: Ståle Hansen

Ny kraftproduksjon i området vil være gunstig dersom det tilknyttes mye nytt forbruk. Dette vil bidra til en bedre balanse i området med mindre importbehov og med dette reduserte flaskehals og lavere kraftpriser. Ny produksjon vil også muliggjøre ytterligere forbruksøkning.

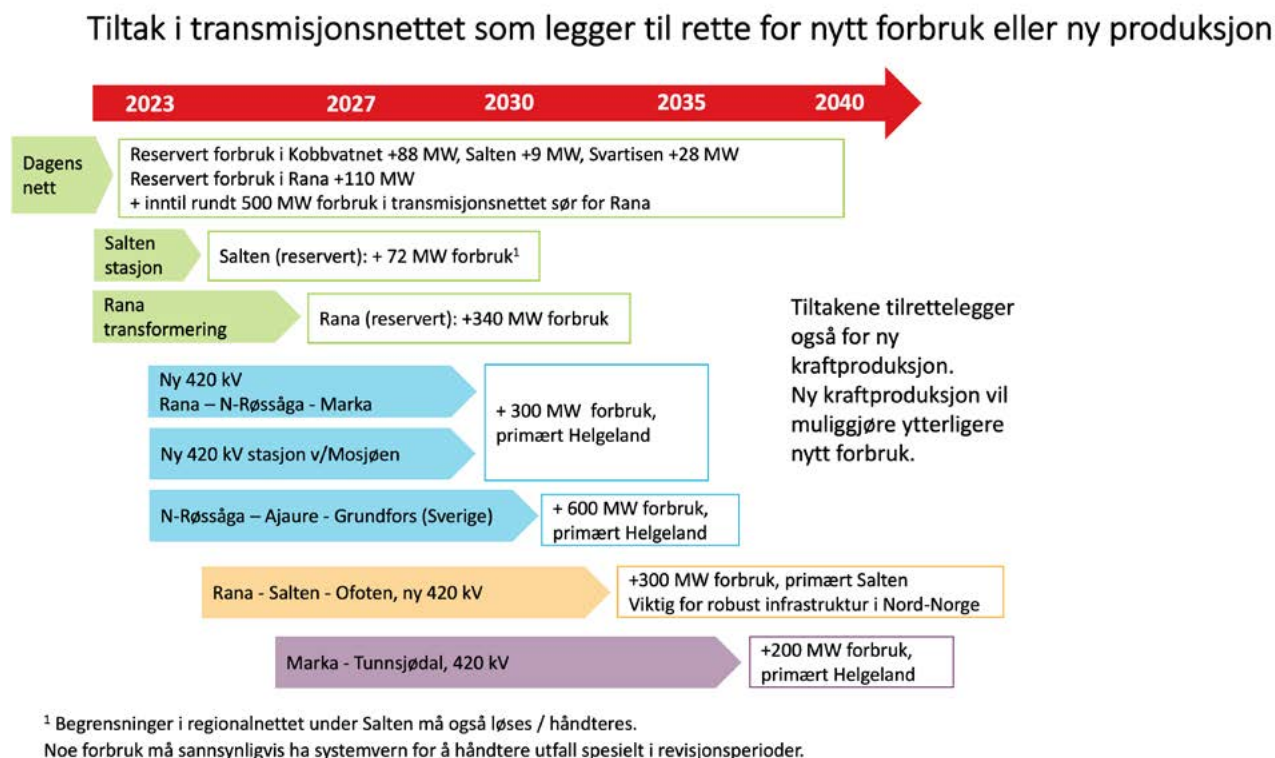
De innledende analysene viser at en deling av prisområde NO4 vil være viktig for å få en mer optimal utnyttelse av nettkapasiteten. Dette er ikke besluttet og vil analyseres nærmere. Det vil også vurderes nærmere hvor delet i så fall skal være.

Nettforsterkninger med dublert 420 kV vil gi kapasitet til mer forbruk og produksjon

Vi vurderer det som rasjonelt å gjennomføre tiltak for å øke nettkapasiteten både inn til og i *Helgeland og Salten*. Nettkapasiteten på Helgeland samt inn til Helgeland fra Sverige bør økes før vi øker kapasiteten videre nordover til Salten/ Ofoten og til sist sørover til Midt-Norge. Dette fordi en slik rekkefølge gir størst kapasitetsøkning tidligst for Helgeland der de største forbruksplanene er, og legger til rette for videre forsterkning nordover og sørover.

Nettforsterkningene på og inn til Helgeland vil gi økt kapasitet til nytt forbruk på Helgeland, og har begrenset nytte nord for Rana. Når nettet forsterkes videre nordover fra Rana, slik at vi får dublert 420 kV fra Rana til Ofoten, vil Salten også dra nytte av den økte nettkapasiteten på Helgeland i tillegg til den økte kapasiteten som følger ved dublert 420 kV nordover til Ofoten.

Figur 7 viser foreløpige og grove anslag for utvikling av nettkapasiteter til nytt forbruk fra i dag og med aktuelle nettførsterkningstiltak i og inn til **Helgeland og Salten** frem mot målnett 2040. Det er her ikke forutsatt ny kraftproduksjon ut over det som er i drift og under bygging. Oversikten gjelder transmisjonsnett og det er ikke tatt hensyn til eventuelle begrensninger i regionalnettet.



Figur 7: Kapasitet til nytt forbruk i dag og med planlagte tiltak.

Det kan være behov for å installere systemvern på noe av forbruket for å raskt kunne koble ut forbruk ved utfall. Dette er spesielt aktuelt i revisjonsperioder.

Helgeland – kapasitet i delområder / transmisjonsnettstasjoner

I Marka kan det i dagens transmisjonsnett tilknyttes noe nytt forbruk med N-0 (vilkår om utkobling ved utfall av transformator i Marka). Større forbruksøkning forutsetter ny 420 kV stasjon med transformering samt økt ledningskapasitet inn til Marka. Statnett vil gjøre nærmere analyser for å avklare konkret hvor mye som kan tilknyttes.

I Nedre Røssåga er det i dag noe ledig kapasitet til nytt forbruk, der noe vil kunne tilknyttes med N-1 og noe mer med N-0 (vilkår om utkobling). Stort forbruk som er planlagt med to 420 kV industriradialer forutsetter nye 420 kV felt i stasjonen. Statnett vil gjøre nærmere analyser for å avklare konkret hvor mye som kan tilknyttes. Transformeringskapasiteten i Nedre Røssåga må vurderes i henhold til videre forbruksutvikling.

I Rana er det i dagens nett reservert kapasitet til 110 MW nytt forbruk som er knyttet til systemvern. Dette forsynes via 132 kV ledninger fra Nedre Røssåga, da transformeringskapasiteten i Rana er beslaglagt av Celsa grunnet delt drift for å dempe flimrer. Det planlegges å øke transformeringskapasiteten i Rana, noe som vil gi økt kapasitet til nytt forbruk, gitt at flimmerproblemene under Svabo blir løst. Det er reservert kapasitet til 340 MW forbruk når økt transformeringskapasitet er installert. Som følge av stor forbruksøkning også nord for Rana og med dette økt transitt nordover, ser vi at det kan bli utfordrende med en såpass stor forbruksøkning i Rana.

Løsning i Trofors, Namskogan og Kolsvik vil bli vurdert i sammenheng med spenningsoppgradering av Nedre Røssåga-Tunnsjødal til 420 kV.

Nytt Krutåga kraftverk er konsesjonsgitt med nettilknytning i ny Varntresk stasjon på dagens 220 kV ledning Røssåga-Porjus (Sverige). Det er aktuelt å oppgradere denne ledningen til 420 kV, og Statnett ønsker derfor at nettilknytningen revurderes. Vi vil i samarbeid med aktør og Linea se nærmere på om en tilknytning til for eksempel Trofors kan være mer samfunnsmessig rasjonelt.

Salten (Midtre Nordland) – kapasitet i delområder / transmisjonsnettstasjoner

Det er reservert nettkapasitet til 200 MW forbruk i Salten. Ytterligere forbruksøkning i dagens transmisjonsnett vil være svært krevende som følge av spenningsproblemer ved utfall av 420 kV forbindelser inn til området. Utfordringene er først og fremst en følge av høy transitt på grunn av mye nytt forbruk nord for Ofoten (ca. 1000 MW). Kapasitet til nytt forbruk i Salten må således ses i sammenheng med forbruksøkning lenger nord. Problemet er størst ved lav kraftproduksjon i området.

Det er reservert nettkapasitet til 125 MW forbruk som kan tilknyttes i dagens nett (88 MW under Kobbvatnet, 9 MW under Salten, 28 MW under Svartisen). Når ny Salten stasjon kommer i drift (2023) og nødvendige tiltak i regionalnettet er gjennomført, kan resterende 72 MW forbruk under Salten som er reservert tilknyttes. Det er i dag kapasitetsbegrensninger i regionalnettet som må løses. Arva har konsesjonssøkt nettførsterkninger i regionalnettet, men nødvendige tillatelser er ikke på plass. Arva vurderer også andre tiltak som kan gi noe økt kapasitet på kort sikt, som temperaturoppgradering. Det er samarbeid mellom Arva og Statnett for å finne løsninger på kort og lang sikt.

Stort forbruk i Glomfjord kan ikke tilknyttes uten tiltak både i transmisjons- og regionalnettet.

Tilknytning på vilkår, virkemidler i systemdriften og markedstiltak

Transmisjonsnettet driftes som hovedprinsipp med N-1, slik at forsyningen skal kunne opprettholdes selv om en ledning faller ut. Det kan være potensiale for å tilknytte forbruk på vilkår ut over N-1 kapasiteten, gitt at forbruket er fleksibelt og kan kobles ut ved revisjoner, utfall, eller når nettet er høyt belastet. Ved tilknytning

på vilkår vil det inngås spesifikke avtaler om utkobling. Fleksibilitet i forbruket kan dermed gjøre det mulig å tilknytte mer forbruk tidligere. Vilkår kan vare fram til nye tiltak gir kapasitetsøkning eller permanent.

Det kan være aktuelt å benytte noe spesialregulering av kraftproduksjon i korte perioder, når dette er rasjonelt for å tilknytte noe mer forbruk tidligere i en periode frem til permanente nettførsterkninger er på plass.

Ved avtaler om hurtig utkobling med bruk av nett- og systemvern er det kritisk at det effektueres raskt for å sikre god kontroll i driften av kraftsystemet. Vi har allerede installert et betydelig omfang slike vern som benyttes aktivt i dagens systemdrift. Vi ser det nå som helt avgjørende med mer automatiserte verktøy for å håndtere dette, for å sikre nødvendig oversikt og kontroll i den løpende driften av kraftsystemet. Vi er derfor på kort sikt noe tilbakeholden med å etablere nye slike vern, men mulighetene vurderes i hvert enkelt tilfelle.

Norden vil innføre ny metode for kapasitetsberegning med flytbasert markedskobling i spotmarkedet og i intradagmarkedet noe senere. Ved flytbasert markedskobling vil kraftnettets fysiske egenskaper og begrensninger bli bedre og mer presist representert i kraftmarkedet, ved at de faktiske nettbegrensningene blir oppgitt direkte til markedet. Med dette blir flere handelsmuligheter tilgjengelig for markedet, og den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibelt og samfunnsøkonomisk bedre måte. Flytbasert vil kunne gi bedret utnyttelse av kapasiteten mellom prisområdene, og det forventes at begrensninger mellom Norge og Sverige vil kunne håndteres mer effektivt enn med dagens markedsløsning.

2.2 SAMFUNNSMESSIG RASJONALITET

Målnett for *Helgeland og Salten* er fremtidsrettet og legger til rette for et mer klimavennlig energisystem som muliggjør elektrifisering og næringsutvikling med verdiskapende nytt forbruk og fornybar kraftproduksjon. Tilknytningsplikten pålegger Statnett å utrede tiltak for tilknytning.

I *Helgeland og Salten* er det behov for omfattende nettførsterkninger for å tilrettelegge for mye nytt forbruk. Trinnvis utvikling og rekkefølge er vurdert ut fra behov (lokalisering av forbruksplaner) og nytte i form av hvor mye økt kapasitet tiltakene tilrettelegger for, der de største forbruksplanene er på Helgeland og den største nettbegrensningen er mellom Helgeland og Sverige. Tiltakene i trinn 1 og 2 er en forutsetning for å få god nytte ut av tiltakene i trinn 3. Overføringskapasiteten i og inn til område *Helgeland og Salten* øker vesentlig med dubleret 420 kV nord-sør og spenningsoppgraderingen til 420 kV fra Nedre Røssåga til Ajaure/Grundfors i Sverige. Den økte overføringskapasiteten vil redusere flaskehalsene og jevne ut prisene mellom prisområdene.

Vurdering av samfunnsøkonomi i Statnetts planlegging

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnett. Samfunnsøkonomi for tiltakene er blant annet beskrevet i konseptvalgutredninger og konsesjonssøknader.

Vi planlegger, bygger og drifter kraftnettet slik at det skal ha tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbruket og utnytte produksjonssystemet på en god måte. Kraftnettet skal ha god driftssikkerhet, tilfredsstillende kvalitetskrav til spenning og frekvens og gi tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Utbygging og drift av kraftnettet skal også legge til rette for et velfungerende kraftmarked.

For å tilfredsstillende krav til overføringskapasitet og forsyningssikkerhet, dimensjoneres og driftes transmisjonsnett normalt slik at det tåler utfall av en ledning, transformator eller stasjonskomponent uten at det blir omfattende avbrudd hos forbrukerne (N-1).

Tilknytningsplikten pålegger Statnett å utrede tiltak for tilknytning. Tilknytningsplikten setter en ramme som vi legger til grunn for å finne de mest kostnadseffektive løsningene, enten i drift eller ved nye investeringer, som kan gjøre det mulig å tilknytte kundene.

Samfunnsøkonomisk rasjonalitet avhenger av kundenes verdiskaping. Det er krevende å vurdere samfunnsøkonomisk verdiskaping fra forbrukerkunder som ønsker å etablere seg eller øke sitt uttak. Dette skyldes både asymmetrisk informasjon, samt at mange forbruksplaner er begrunnet i å kutte klimagassutslipp, der den samfunnsøkonomiske verdiskapingen er sterkt knyttet til måloppnåelse og Norges klimaforpliktelser.

Tidligere analyser for dette området har fokusert på overskuddssituasjoner og ikke på stort kraft-underskudd i området. Det er derfor gjennomført kapasitets- og markedsanalyser i forbindelse med områdeplanarbeidet. Det er så langt ikke gjort samfunnsøkonomiske analyser ut over de enkelttiltak som pågår i trinn 1. Siden det er flere nettbegrensninger som må håndteres for å legge til rette for videre næringsutvikling i området, og tiltakene i stor grad er gjensidig avhengige, bør nytten av tiltakene sees samlet. Samfunnsøkonomien vil være avhengig av verdiskapingen av nytt forbruk og produksjon. Vi vil vurdere samfunnsøkonomisk lønnsomhet i forbindelse med konseptvalgutredninger og konsesjonssøknader. Flere av tiltakene er omfattende nettførsterkninger som krever større konseptvalgutredninger som må forelegges OED. Nettførsterkningstiltak som er drevet av enkeltaktører vil være anleggsbidragspliktige og følges opp i planfasen for de enkelte tiltakene.

2.3 USIKKERHET I MÅLNETTET

Målnettets gjør oss i stand til å legge en langsiktig plan, hvor de ulike trinnene inngår. Vi vil ta høyde for risiko og usikkerhet. Det vil være endringer og utvikling i behov som må tas hensyn til underveis.

Målnettets vurderes som robust gitt at det skal legges til rette for videre næringsutvikling og elektrifisering i området. Fremdriften og rekkefølgen på tiltakene kan bli justert dersom det skjer endringer i planene om nytt forbruk eller det blir aktuelt med mer ny kraftproduksjon.

Det er stor usikkerhet rundt utviklingen i *Helgeland og Salten*. Planene for nytt forbruk har ulik modenhet, og det er usikkert om alle planene vil realiseres og hvor raskt dette vil skje. Tiltak som er gjenstand for anleggsbidrag, vil også være avhengig av forpliktelser fra kunder. Det er også usikkert i hvilken grad og eventuelt når det kommer ny produksjon, herunder også havvind. Med større aksept for vindkraft kombinert med økte kraftpriser kan vindkraft på land bli mer aktuelt. Havvind er aktuelt, men trolig ikke de nærmeste 10 årene. Forbruksøkning uten ny kraftproduksjon vil medføre økte kraftpriser, noe som kan bidra til å redusere omfanget av nytt forbruk mens det blir mer interessant å investere i ny produksjon.

Områdeplanen tar ikke hensyn til generell energi- eller effektproblematikk, men forutsetter at det finnes tilgjengelig kraft både på kort og lang sikt. Utviklingen i nabo områder, nasjonalt, nordisk og europeisk vil være av betydning og påvirke *Helgeland og Salten*.

Kapasitetsøkning med nye 420 kV ledninger hele vegen fra Tunnsjødal til Ofoten samt fra Sverige til Nedre Røssåga er i tidlig fase og vi vil gjøre nærmere utredninger før endelig løsningsvalg besluttes.

Gjennomføring av tiltakene er avhengig av at det blir gitt konsesjon og fremdriften 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 interessent-involvering, slik som dialogmøtene vi har om områdeplanene. Prioritering i Statnetts totale investeringsportefølje vil også påvirke fremdriften av tiltakene.

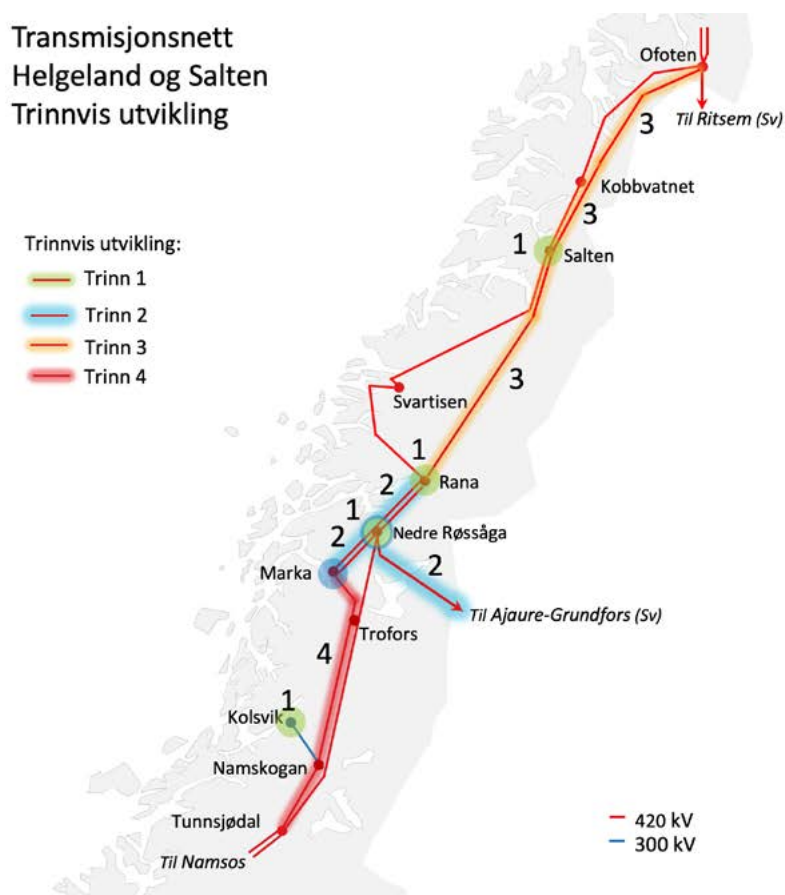
Tidspunkt for fornyelser baseres på løpende overvåkning og risikokartlegging av anleggene. Fornyelsestiltak samordnes så langt som mulig med tiltak for økt kapasitet, og levetidsforlengelser gjennomføres der det er rasjonelt.



3. OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING

Statnett planlegger omfattende tiltak som en trinnvis utvikling. Figur 8 viser aktuelle tiltak for å realisere målnettets i fire hovedtrinn.

Detaljerte analyser og vurderinger knyttet til de ulike tiltakene presenteres ikke nærmere i denne områdeplanen. Informasjon om analyser og vurderinger, samt meldinger og konsesjonssøknader finnes på Statnetts hjemmeside.



Figur 8: Tiltak i en trinnvis utvikling i fire trinn. Inkluderer fornyelser og kapasitetsøkning.

3.1 TRINN 1 – PÅGÅENDE STASJONS-PROSJEKTER FERDIGSTILLES

Trinn 1 inkluderer pågående tiltak hvor vi forventer ferdigstillelse innen 2-4 år. Tiltakene er viktige for å opprettholde dagens forsyningssikkerhet samt muliggjøre tilknytning av nytt forbruk og produksjon.

Ny Salten transformatorstasjon, med to transformatorer, vil settes i drift i 2023 og legger til rette for reservert forbruk under Salten. Det vil fortsatt være nettbegrensninger i regionalnettet som må løses. Arva har konsesjonssøkt ny ledning Salten-Valljord og planlegger andre kortsiktige tiltak som temperaturoppgradering.

Fornyelse og utvidelse av Rana transformatorstasjon er under planlegging. To nye transformatorer vil gi økt kapasitet til nytt forbruk/produksjon. Planen er å søke konsesjon og fatte investeringsbeslutning i 2023, forutsatt at det er iverksatt tiltak for å løse flimmerproblemene i området.

I Nedre Røssåga planlegger vi fornyelse av transformatorer med ny tilknytning og utvidelse på 420 kV. Med henblikk på omfattende forbruksplaner i området forbereder vi også for videre utvidelse av 420 kV anlegget i stasjonen.

I Kolsvik pågår det fornyelse av kontroll- og primæranlegg som ferdigstilles i 2023.

3.2 TRINN 2 – ØKE KAPASITET I HELGELANDSOMRÅDET OG INN TIL OMRÅDET FRA SVERIGE

I Trinn 2 inngår tiltak som vi vil igangsette i løpet av de neste to årene. Tiltakene øker nettkapasitet i og inn til området der de største forbruksplanene er og gir raskest kapasitetsøkning for videre vekst.

Tiltakene vil knytte stasjonene Rana, Nedre Røssåga og Marka tettere sammen med nye 420 kV ledninger (Nedre Røssåga-Rana 2, Marka-Nedre Røssåga 2) for økt kapasitet. Tiltakene legger til rette for tilknytning av nytt forbruk og gir også plass til mer produksjon.

Mellom Rana, Nedre Røssåga og Marka er det flere mulige nettløsninger, som vi vil vurdere nærmere blant annet sett i sammenheng med stor forbruksøkning og tilknytning av mulig ny kraftproduksjon i området. Utviklingen må også ses i lys av at det blir en trinnvis utfasing av 300 kV. Sentrale spørsmål er om en ledning nummer to bør gå direkte til Nedre Røssåga eller gå i en annen trase, om det bør være dubler 420 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Marka eller om det er mer rasjonelt med en ny Trofors stasjon med sammenkobling av begge ledningene. Det må også vurderes om det bør etableres nye stasjoner for tilknytning av nytt forbruk og eventuell ny produksjon. På et overordnet nivå kan vi se for oss ulike systemløsninger i dette området i trinn 2 som skissert i figur 9.



Figur 9: Overordnet skisse for ulike systemløsninger i Helgeland i trinn 2.

Inkludert i dette blir også å avklare om konsesjonsgitt Varntresk stasjon på dagens 220 kV ledning Nedre Røssåga-Ajaure bør bygges (det er søkt om utsatt byggefrist for konsesjon) for å legge til rette for nytt Krutåga kraftverk eller om en løsning med ny Trofors stasjon kan revidere opprinnelig løsningsvalg. Vi vil se fornyelsesbehov av transformator i Trofors i sammenheng med dette. En ny Trofors stasjon kan ha tilkobling av alle gjennomgående 420 kV ledninger for å bedre overføringskapasiteten mot Marka ved utfall/revisjon av Marka-Nedre Røssåga, og en ledning nummer to fra Nedre Røssåga til Marka kan bli mindre aktuell. Vi vil vurdere ulike løsningsalternativer nærmere i samarbeid med Linea og andre berørte interessenter.

Marka stasjon har begrenset areal og er i utgangspunktet lite egnet for utvidelse og oppgradering til 420 kV. Ny lokasjon med plass til 420 kV anlegg og tilhørende transformering er derfor aktuelt.

Det foreligger arealvurderinger for utvidelse av Nedre Røssåga stasjon med nye 420 kV felt, og vi vil vurdere en tredje transformator til 132 kV avhengig av forbruksutviklingen. Dagens SVC (anlegg for å kompensere reaktiv effekt og gi spenningsstøtte) i Nedre Røssåga må fornyes innen 2030. Dette vil vi se i sammenheng med fremtidig kompenseringsbehov i området, og både omfang og lokalisering vil vurderes nærmere.

Vi vil starte arbeid sammen med Svenska Kraftnät for å vurdere spenningsoppgradering av dagens 220 kV ledning Nedre Røssåga-Ajaure-Grundfors til 420 kV. Dette vil gi en vesentlig kapasitetsøkning på denne forbindelsen og vil også bidra til økt handelskapasitet på de øvrige mellomlandsforbindelsene Ofoten-Ritsem og Nea-Järpstrømmen. Det vil også aktuelt å vurdere muligheten for å øke kapasiteten på Ofoten-Ritsem gjennom temperaturoppgradering / høytemperaturlinje.

3.3 TRINN 3 – ØKE NETTKAPASITETEN NORDOVER TIL OFOTEN

Trinn 3 er tiltak for å løse behov for økt kapasitet fra Rana og nordover, som prioriteres etter trinn 2.

Ny 420 kV fra Rana til Ofoten er nødvendig dersom det skal legges til rette for planlagt forbruk fra Rana og nordover ut over det omfanget som hittil har fått reservert nettkapasitet. Tiltaket er også viktig for området nord for Ofoten som omfatter Nordre Nordland og Troms og Finnmark. En dubler 420 kV ledning gjennom Salten vil også være viktig sett i sammenheng med dagens utfordringer i systemdriften med ofte utfall av dagens værutsatte 420 kV ledning. Det er et alternativ å forsterke nettet til Sverige fra Ofoten, men Svenska Kraftnät vurderer dette som lite aktuelt av flere årsaker. På svensk side er det nasjonalparker og store utfordringer med ny ledningstrasé, samt at nytten av tiltaket blir lavere når også Nord-Sverige blir et stort underskuddsområde. Etter dialog med Svenska

Kraftnät vurderer vi det som bedre å prioritere en løsning nord-sør i Norge.

Vi ser for oss å starte arbeid med konseptvalgutredning i løpet av 2024. Da dette er et omfattende tiltak, forventer vi at forbindelsen først vil kunne være i drift rundt 2033-35. Konseptvalgutredning og videre planlegging vil skje 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 svært krevende område værmessig. En ledning over Saltfjellet vil imidlertid også sannsynligvis bli krevende med henblikk på å finne gode traseer som hensyntar reindriftsinteresser. Vi forventer likevel at det bør være mulig å finne løsninger som er akseptable for alle.

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

3.4 TRINN 4 – ØKE NETTKAPASITETEN MELLOM HELGELAND OG TRØNDELAG

For å øke nettkapasiteten til Trøndelag anbefales det å spenningsoppgradere dagens 300 kV ledning fra Marka til Tunnsjødal til 420 kV. Tiltaket kommer som trinn 4 da vi må prioritere forsterkning nordover gjennom Nordland og mot Sverige først. Årsaken er at vi allerede er to forbindelser fra Nedre Røssåga og sørover mot Trøndelag. Tiltaket er koordinert tidsmessig med Områdeplan *Midt*.

Oppgradering til 420 kV mellom Nedre Røssåga og Marka inngår i trinn 2, og i trinn 4 vil vi spenningsoppgradere videre sørover til Tunnsjødal. I dette inngår å avklare løsning for Namskogan og Kolsvik. Alternativer kan være nedtransformering i Namskogan eller at Kolsvik håndteres med løsninger i regionalnettet siden det vurderes som lite rasjonelt med 420 kV til Kolsvik. Tiltaket ses i sammenheng med videre forbruks- og produksjonsutvikling i Helgeland og Trøndelag, fornyelsesbehov for dagens 300 kV ledning, og koordineres med spenningsoppgradering av 300 kV ledningene i Trøndelag nord til Tunnsjødal. Vi forventer at tiltaket vil være gjennomført innen 2040.



4. SAMLET FRAMSTILLING AV PROSJEKTER OG TILTAK

Lang ledetid for tiltak som inkluderer nye ledninger er en utfordring der ledetid fra planlegging til realisering er minst 10 år. Konesjonsbehandling hos myndighetene tar erfaringsvis flere år.

4.1 VIKTIGSTE/STØRSTE TILTAK FREM TIL 2030

Tabellene under viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2040. Realisering og fremdrift er avhengig av en rekke forhold, deriblant myndighetsgodkjenning (konesjon). Vi arbeider med tiltak for å redusere ledetid fra oppstart til idriftsettelse.

Pågående prosjekt (Trinn 1):

Prosjekt	Beskrivelse	Forventet konesjon	Forventet i drift
Kolsvik stasjon; Fornyelse av kontroll- og apparatanlegg	Fornyelse stasjon	Mottatt 2021	2023
Salten stasjon; Ny stasjon med økt transformeringskapasitet	Ny stasjon med økt transformering	Mottatt 2020	2023
Nedre Røssåga stasjon; Reinvestering transformatorer og fjerning 220 kV	Fornyelse stasjon og utvidelse 420 kV	2024	2-4 år etter konesjon
Rana stasjon; Ombygging og utvidelse med økt transformeringskapasitet	Fornyelse stasjon og økt transformering	2024	2-3 år etter konesjon

Tiltak med oppstart i perioden 2023-2024 (Trinn 2):

Tiltak	Beskrivelse	Forventet oppstart⁶	Forventet i drift
Trofors / Varntresk stasjon	Ny Trofors stasjon inkl. fornyelse av T1 kan være alternativ til Varntresk for tilknytning av ny vannkraft	2023	Før 2030
Marka ny stasjon 420 kV	Ny stasjon	2024	3-4 år etter konsesjon
Ny 420 kV Nedre Røssåga-Marka	Ny ledning	2024	3-4 år etter konsesjon
Ny 420 kV Rana-Nedre Røssåga	Ny ledning	2024	3-4 år etter konsesjon
Nedre Røssåga; Fornyelse SVC	Kompenseringsanlegg, lokalisering i Nedre Røssåga eller Rana avklares	2024	2030
420kV Nedre Røssåga - Ajaure	Ny ledning	2024	3-4 år etter konsesjon

⁶ Med forventet oppstart menes oppstart av prosjekt i Statnett (BP0). Konseptvalgutredning (KVU) gjennomføres i forkant av dette.

Tiltak med foreslått oppstart fra og med 2025 (Trinn 3 og 4):

Tiltak	Beskrivelse	Forventet i drift
Ny 420 kV Ofoten - Salten	Ny ledning	Før 2035
Ny 420 kV Salten - Rana	Ny ledning	Før 2035
Ny 420 kV Marka-Tunnsjødal	Ny ledning (erstatte dagens 300 kV)	Før 2040
Namsskogan ny Stasjonsløsning	Fornyelse	Før 2040

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. Frem mot 2040 må stort sett alle kontrollanlegg fornyes.

4.2 VIDERE ARBEID

Vi vil i 2023 starte konseptvalgutredning (KVU) av nettførsterkninger i Rana-Nedre Røssåga-Marka området samt utrede kapasitetsøkning fra Nedre Røssåga til Sverige. Dette vil gjennomføres i samarbeid med regionalt nettselskap og Svenska Kraftnät. Arbeid med nettførsterkninger videre nordover vil trolig ikke starte før i 2024. Her blir det spesielt viktig med oppfølging av samiske interesser.

Det vil gjøres en nærmere vurdering av utkoblingsbehov for planlagte tiltak og disse vil koordineres for å sikre gjennomførbarhet. Vi ser at dette vil bli utfordrende i Rana-Marka området og senere videre sørover til Trøndelag med økt forbruk på Helgeland, spesielt der vi skal utnytte eksisterende traseer.

Samarbeidet og dialog med kunder og viktige interessenter videreføres med oppfølging av planer for forbruk og produksjon med tilhørende fleksibilitet hos nytt forbruk og mulighet for avtaler med vilkår.

God systemutnyttelse blir enda mer sentralt fremover, og tilknytning av forbruk og produksjon på vilkår blir mer aktuelt. Ved avtaler om hurtig utkobling med bruk av nett- og systemvern er det kritisk at det effektueres raskt for å sikre god kontroll

i driften av kraftsystemet. Dette forutsetter gode og effektive verktøy. Bedre systemer for deling av informasjon mellom netteiere er helt nødvendig, og det er kritisk å få på plass automatiserte løsninger for nett- og systemvern. Det pågår et arbeid i bransjen for systemer for informasjonsdeling og det er viktig at bransjen arbeider sammen om avtaleverk for tilknytning på vilkår samt automatiske løsninger for dette.

I 2023 vil Statnett gjennomføre ny analyse av transportkanaler (ATK). Dette vil sammen med områdeplanene være sentralt underlag til Statnetts systemutviklingsplan (SUP) som vil lanseres i slutten av 2023. Arbeidet med ATK og SUP vil i større grad enn i områdeplanene se totaliteten og områdene i sammenheng, noe som vil kunne ha betydning for prioriteringer og fremdrift av tiltakene.

Videre vil Statnett i første del av 2023 oppdatere langsiktige markedsanalyse. Ett viktig element i denne sammenheng vil være å få bedre innsikt i sannsynlig utvikling av energi- og effektbalansene. Dette kan bli en betydelig utfordring gitt alle planene om nytt forbruk som ønskes realisert på relativt kort sikt, uten særlig planer om ny produksjon ut over havvind som vil ta tid å realisere.

Målnett vil tilrettelegge for utvikling av vindkraftproduksjon offshore i Helgeland og Salten, men realisering av havvind antas noe frem i tid.

Ressurstilgang og leverandørmarkedet er ikke vurdert eller hensyntatt og vil være en viktig faktor fremover.



Foto: Johan Wildhagen

Statnett

Statnett SF
Postboks 4904 Nydalen
NO-0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
firmapost@statnett.no