

Områdeplan Innlandet

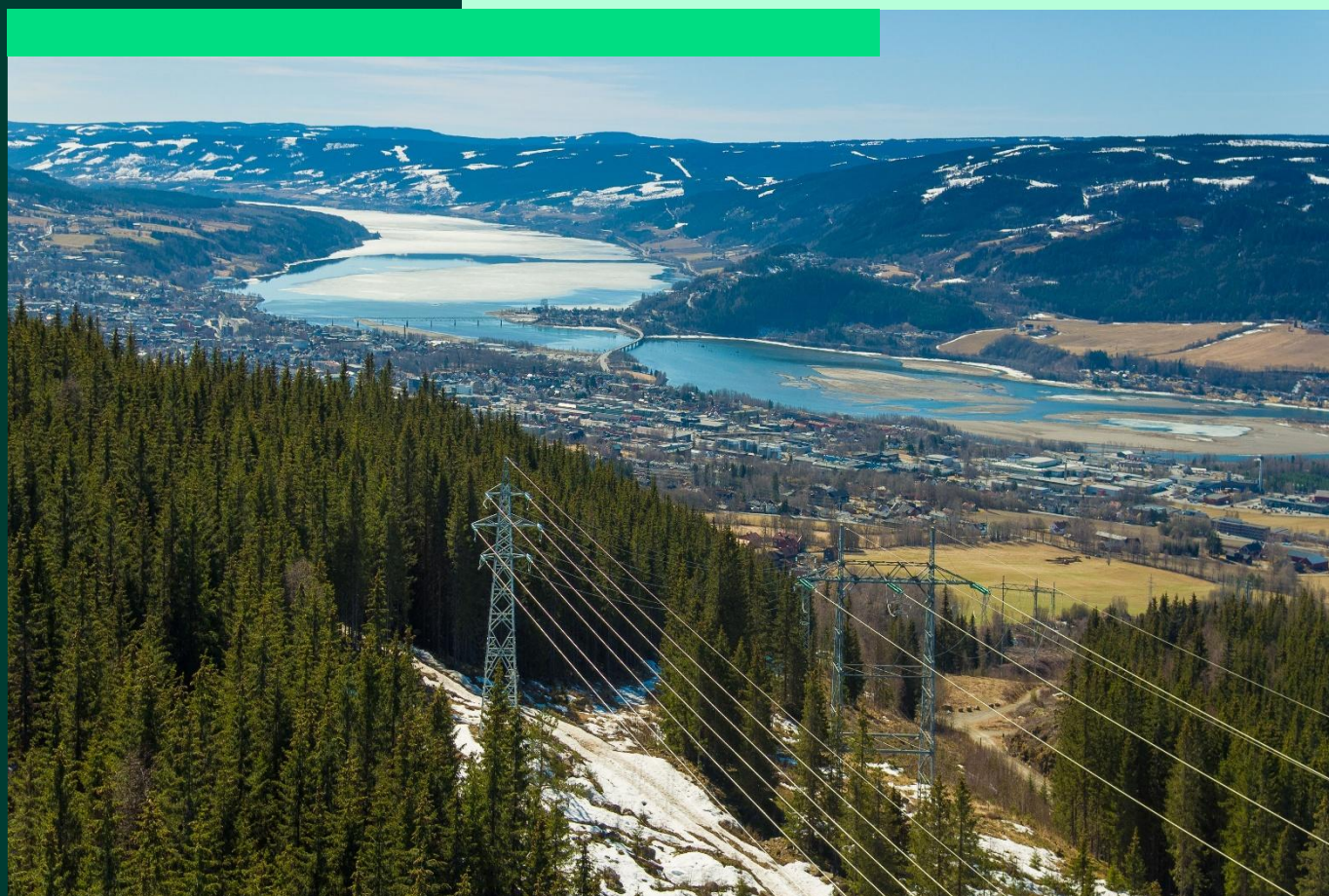


Foto: Jens Edgar Haugen

Sammendrag

Transmisjonsnettet i Innlandet består i hovedsak av ledninger og stasjoner med et spenningsnivå på 300 kV. Dagens forbruk er omtrent 1800 MW, installert produksjon er ca. 2900 MW, og tilgjengelig vintereffekt er i underkant av 1400 MW. Området veksler derfor mellom å ha behov for å få ut kraftproduksjon som ikke blir brukt lokalt, og behov for å få inn kraft utenfra. Gjennom området overføres det også kraft mellom Midt- og Sør-Norge. Det er kun én enkelt 300 kV ledning som knytter sammen prisområde NO3 og NO1. Innlandet er det eneste av de ti delområdene for områdeplaner uten nett på 420 kV-nivå. Transportkorridoren gjennom Gudbrandsdalen er blant de høyest prioriterte i Systemutviklingsplanen (SUP).

I Innlandet planlegger vi både å fornye gamle anlegg for å opprettholde forsyningsikkerhet og kapasitet, og forsterke nettet til 420 kV på hele strekningen fra Sunndalsøra til Oslo for økt kapasitet. En viktig årsak til dette er behov for mer kapasitet til kraftutveksling gjennom området, både sørover og nordover. I tillegg til å redusere flaskehals, og dermed prisforskjeller, ser vi behov for å øke transformeringskapasiteten flere steder.

Flere store forbrukere ønsker å etablere seg i Innlandet, og det er ikke kapasitet i dagens nett til alle behovene. Også for ny kraftproduksjon er planene mer omfattende enn det strømmettet kan ta imot. Vi har mottatt mange henvendelser om ny produksjon, særlig solkraft, men også en del vindkraft. Solkraft har et lavt bidrag i timene med høyest forbruk. Vindkraften kan gi bidrag når lasten er høy, men siden produksjonen er avhengig av at det blåser, kan vi ikke regne vindkraften som tilgjengelig på de kaldeste dagene. Innlandet er området i Norge med høyest volum solkraft som ønsker tilknytning.

Vi er i gang med nettutviklingen i området

Siden forrige områdeplan er vi i gang med flere prosjekter som vil øke kapasitet for tilknytning og overføring av kraft i og gjennom Gudbrandsdalen. For Vang har vi permanent gjenopprettet transformator kapasiteten til 132 kV etter havari i 2021. Vi har fått konsesjon og startet bygging av ny Skyberg stasjon og ny stasjonsløsning for Rendalen. Vi har også økt kapasiteten i Vardal som et midlertidig tiltak fram til Skyberg kommer på drift i 2027. Ny ledning Lillehammer – Oslo, vest for Mjøsa er meldt til NVE fram til Gran. Vi tar sikte på å melde videre løsning inn mot Oslo ved årsskiftet 2025/2026. Det er besluttet oppstart av prosjekter for oppgradering til 420 kV øst for Mjøsa, for stasjonene Vang og Minne, samt ledningene Fåberg-Vang-Minne. Vi har også besluttet oppstart for ny ledning Nedre Vinstra-Fåberg og videre nordover mot Vågåmo.

Det vil dermed være en sammenhengende prosjektportefølje for 420 kV i hele den prioriterte kanalen Sunndalsøra-Oslo, som gir økt overføringskapasitet mellom NO1 og NO3, samt økt kapasitet for tilknytning av både nytt forbruk og produksjon og bedre forsyningsikkerhet. Målnettet planlegges ferdig bygget for 420 kV i 2035 slik at spenningsheving til 420 kV blir mulig frem mot 2040. Tiltakene vil også gi økt kapasitet driftet på 300 kV. Økt overføringskapasitet i transportkanalen oppnår vi først når det er 420 kV helt fra Sunndalsøra til Oslo.

Vi vil reservere kapasitet til mer forbruk i planlagt nett

Vi har i dagens nett reservert kapasitet til 148 MW nytt forbruk, hvorav 70 MW på særlige vilkår. 110 MW av dette forbruket er tilknyttet siden forrige områdeplan. Det er ikke driftsmessig forsvarlig å knytte til større nytt forbruk i Mjøsområdet utover dette på grunn av lave spenninger på østsiden av Mjøsa ved utfall av transmisjonsnettledninger. Dagens kapasitetskø for Innlandet er 540 MW, i tillegg har vi mottatt forespørsler om nytt forbruk på i underkant av 1316 MW. Når målnettet er på plass, og nettet driftes på 300 kV, vil vi kunne knytte til rundt 500 MW forbruk. Når nettet både vest og øst for Mjøsa er oppgradert og driftes på 420 kV, kan vi knytte til totalt 800 MW nytt forbruk i Mjøs-området utover det som er

reservert i dag. Dersom en større andel av forbruket kommer vest for Mjøsa enn det som ligger i dagens bestillinger, kan vi sannsynligvis tilknytte enda mer.

Ny kraftproduksjon – mange nye planer, lite bidrag om vinteren og økt overskudd sommerstid

Vi har reservert kapasitet til 140 MW ny produksjon i dagens og planlagt nett hvor tiltak er igangsatt, og i tillegg vurdert at det er driftsmessig forsvarlig med ytterligere 100 MW ny solkraftproduksjon i dagens nett med særlige vilkår. Ytterligere tilknytning av ny produksjon er avhengig av tiltak som skal gjøres i transmisjonsnettet, særlig ny ledning Lillehammer-Oslo.

Per nå har vi 1824 MW modne produksjonsbestillinger i kapasitetskø og vi har samtidig mottatt forespørsler om ca. 2200 MW ny produksjon. For Innlandet er det primært innmeldte saker om ny solkraftproduksjon, men vi ser også en økning av vindkraft prosjekter og noe regulerbar vannkraft. Ny produksjon vil være positivt for energibalansen i Norge, og vannkraft og vindkraft kan være positivt for effektbalansen vinterstid. Om våren og sommeren er det allerede fullt i nettet fordi forbruket er lavere og vi har høy produksjon fra uregulerbar vannkraft fra kraftverkene i Glomma (mye elvekraft i området).

Når målnett er på plass, er det mulig å knytte til om lag 800 MW ny produksjon med drift på 300 kV, og totalt rundt 1300 MW produksjon med 420 kV drift, forutsatt at det installeres tilstrekkelig transformator kapasitet og reaktiv kompensering. Dette gir oss mulighet til å reservere ytterligere kapasitet for kunder i planlagt nett. Vi forventer å svare ut kunder i løpet av første halvdel av 2025.

Økt utnyttelse av fleksibilitet på kundesiden og samlokalisering av forbruk og produksjon kan muliggjøre mer tilknytning før målnett er ferdig

Nytt forbruk og ny produksjon møter begrensninger noen deler av året, og det er begrenset kapasitet til tilknytning på ordinære vilkår før nettet er oppgradert. Kapasiteten vil øke trinnvis etter hvert som tiltak blir ferdig. I dette området har vi utarbeidet særlige vilkår for nytt forbruk under Vang stasjon. Vi jobber nå med avklaring av vilkår for den nye solkraftproduksjonen som er forventet i dagens nett, hvor muligheten er stor for at vi må benytte eksisterende vernløsninger som allerede er installert og høyt belastet. Det er derfor behov for nærmere analyser før ytterligere tilknytning med særlige vilkår er aktuelt.

For Innlandet har Statnett satt en grense på 1 MW for produksjon som må avklares med Statnett, fordi det er lite ledig kapasitet. Å legge til rette for samlokalisering av produksjon og forbruk i større skala kan muliggjøre tilknytning av mer produksjon og forbruk før tiltakene i områdeplanen er ferdig. Dette vil kreve både regulatoriske endringer og at aktørene selv finner løsninger for hvordan dette kan realiseres.

Vi forventer økt lønnsomhet for fleksible kunder i både energimarkedet (spot) og i reserve-markedene

Statnett håndterer ubalanser og lokale flaskehalser ved hjelp av reservemarkedene. Det er få aktører i området som deltar. Vi ser et økende behov for slike reserver for hele Østlandet, og vi vil arbeide for at flere aktører deltar.

Vi har mottatt bestilling og forespørsler fra aktører som ønsker å etablere rene batteriparker for deltagelse i balansemarkedene. Vi jobber for å tilrettelegge for dette.

Samfunnsøkonomisk nytte synliggjøres gjennom nyttepakker

I denne planen definerer vi "nyttepakker", samt nytte og kostnad ved disse sammenliknet med et nullalternativ. Målnettet gir økt overføringskapasitet, økt tilknytning og har en estimert samlet kostnad på 11-13 mrd. NOK i nåverdi, eller 14-19 mrd. NOK i faste 2025-kroner. Merkostnaden ved målnettet sammenliknet med nullalternativet er estimert til i underkant av 5 mrd. NOK i nåverdi. Nyttene ved nyttepakkene er i hovedsak økt kapasitet for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, reduserte flaskehalsen i nettet og bedre forsyningssikkerhet.

Det kan bli behov for ytterligere en ledning mellom Midt-Norge og Østlandet på sikt

Det er mange planer om ny produksjon i de østlige delene av Innlandet, både solkraft og vindkraft. Innlandet blir sentralt for den tunge militære infrastrukturen i Sør-Norge og viktig for beredskap og forsvarsevne. En ny forbindelse mellom Midt-Norge og Østlandet utover det som nå ligger i målnettet, kan legge til rette for betydelige volumer ny produksjon og nytt større forbruk. En slik forbindelse øker også transportkapasiteten mellom NO3 og NO1, øker robustheten i kraftsystemet på Østlandet og bidrar dermed til økt beredskap.

Foreløpige vurderinger tilsier at en ny forbindelse bør gå gjennom Østerdalen, og til en av stasjonene i Midt-Norge. En slik forbindelse åpner også for nye 420 kV stasjoner dersom nye tilknytninger av både produksjon og forbruk blir aktuelt. Dersom en ny forbindelse legges innom Kongsvinger-regionen, vil det muliggjøre større tilknytninger også her. Frem mot neste områdeplan planlegger Statnett å utrede nytten av en slik forbindelse nærmere.

Innhold

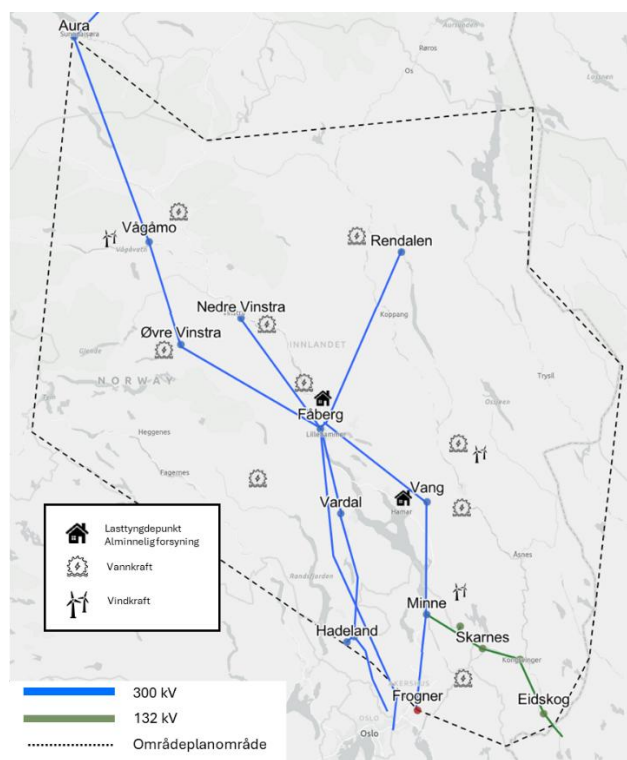
Situasjonsbeskrivelse	5
Behov	10
Trinnvis plan for utvikling	17
Samfunnsmessig rasjonalitet	29
Usikkerhet og videre arbeid	33
Samlet fremstilling av tiltak	35

Situasjonsbeskrivelse

Områdeplanen for Innlandet omfatter transmisjonsnettene vist i Figur 1, men stasjonene i Aura og Frogner inngår i områdeplan Midt og områdeplan Oslo, Akershus og Østfold¹. Områdeplanen for Innlandet grenser også til Områdeplanen for Hallingdal og Ringerike i Hadeland. I tillegg grenser området mot Sverige med 132 kV-ledningen fra Minne til Charlottenberg. Regionalnettet i området eies av Elvia, Vevig, Fjelnett og Linja². I Hadeland er det transformering mot Glitre Netts regionalnett.

Områdeplanen beskriver et målbilde for utviklingen av transmisjonsnettene i området. Planen vil normalt bli oppdatert annethvert år slik at endringer i samfunnets behov, og viktige utviklingstrekk blir fanget opp. De første utviklingstrinnene i planen er relativt sikre, mens samfunnsutviklingen påvirker senere utviklingstrinn i større grad.

De viktigste behovene som påvirker nettutvikling i området er behov for å fornye eksisterende anlegg for å sikre forsyningssikkerheten, økt kraftoverføring nord-sør, samt tilknytning av nytt forbruk og produksjon. En stor andel av fremtidige tiltak består i å fornye eksisterende 300 kV-anlegg og oppgradere disse til 420 kV. For å øke kapasiteten på overføring og transformering tidligere og muliggjøre mer tilknytning, forskutterer vi mange av fornyelsene.



Figur 1: Transmisjonsnettene i området. Figuren illustrerer også hvor forbrukstypdepunktene er, samt hvor største delen av produksjonen er lokalisert, men gir ikke en detaljert plassering eller omfang av forbruk og produksjon. Prismårgrensene mellom NO3 og NO1 i området er markert.

Dagens kraftsystem

I Innlandet er det i stor grad av produksjon i nord og forbruk i sør. Dagens maksforbruk om vinteren er omtrent 1800 MW. Største delen av forbruket er av typen vanlig forbruk som husholdninger, næringsbygg, primærnæring og lignende. Det er noe industriforbruk i Gjøvik-området og i Hamar-området. Mellom Lillehammer og Oslo er det både mye forbruk og produksjon. Installert produksjon i området er 2900 MW, men tilgjengelig vintereffekt er i underkant av 1400 MW. Mye av produksjonen i området er av typen uregulerbar som ikke er tilgjengelig i de periodene forbruket er størst. Figur 2 viser totalt forbruk og produksjon i Innlandet og viser hvordan området totalt sett veksler mellom å ha overskudd og underskudd av kraft. De siste årene er det bygget ut både vannkraft (ca. 200 MW) og vindkraft (ca. 300 MW) i området.

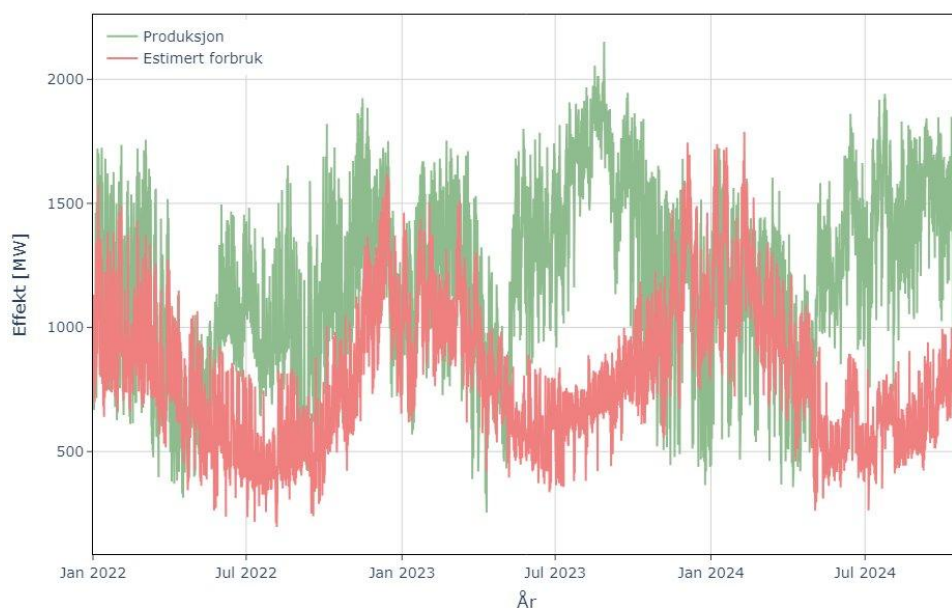
¹ Minne stasjon og T-avgrening i Roa hører dermed til Områdeplanen selv om anleggene fysisk er plassert i Viken fylke

² Elvia har 132 kV og 66 kV regionalnett under Minne, Vang, Vardal, Fåberg, Rendalen og N.Vinstra. Vevig, med 66 kV regionalnett under N.Vinstra og Fåberg, samt Fjelnett med 132 kV og 66 kV regionalnett under Vågåmo. Linja eier 132 kV ledningen Vågåmo-Osbo-Aura.

Den nye produksjonen gir økt overføringsbehov i transmisjonsnettet. Spesielt gjelder dette sommerstid når det samlede kraftoverskuddet er stort og skal transporteres ut av Innlandet.

Området er en transportkanal for kraftflyt mellom Midt- og Sør-Norge. Transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen består av én 300 kV-ledning som knytter sammen prisområdene NO3 og NO1. Transportkanalen er viktig for forsyningsikkerheten i Innlandet, men også for østlige deler av Stor-Oslo og Midt-Norge. Den er også viktig for å kunne utveksle kraft mellom Nord- og Sør-Norge og bidrar til å jevne ut prisforskjeller.

Frem til 2016 var ledningen gjennom Gudbrandsdalen den eneste forbindelsen i transmisjonsnettet mellom Midt- og Sør-Norge. I dag er dette forsterket med en 420 kV-ledning mellom Ørskog og Sogndal på Vestlandet. Videre sørover, mellom Fåberg og Oslo, går det tre 300 kV-ledninger. Dagens overføringskapasitet inn mot Oslo er lav, noe som gir flaskehalskostnader og tap av produksjon, særlig om sommeren. Vi har tidligere temperaturoppgradert³ ledningene i området, og det har gitt noe økt overføringskapasitet. Det går også 300 kV-ledninger fra Fåberg til Nedre Vinstra og fra Balbergskaret til Rendalen. Ledningen fra Nedre Vinstra til Fåberg har som hovedfunksjon å frakte produksjon fra kraftverkene Nedre Vinstra (310 MW) og Harpefossen (108 MW). Det er også noe forbruk som er knyttet til 66 kV-regionalnettet, som blir forsynt fra Nedre Vinstra og Harpefossen.



Figur 2: Figuren viser timesverdier for produksjon og estimert forbruk i området fra 2022 til 2024. Området veksler mellom underskudd og overskudd. Underskudd oppstår om vinteren når det er mer forbruk enn det er produksjon, og overskudd oppstår om sommeren når det er mer produksjon enn forbruk. Figuren viser summen av produksjon i området og estimert forbruk som er summen av produksjon og import/eksport ut av Innlandet.

³ Temperaturoppgradering er økt høyde til terreng, slik at det kan tillates at linene strekker seg mer som følge av høyere intern temperatur. Det betyr at ledningen kan føre mer strøm, og bli varmere, uten at omgivelsene blir påvirket av dette. Gamle liner tåler normalt opp til +80 gr. C om høyden til bakken er tilstrekkelig.

Kraftflyten nord-sør i området er begrenset av total overføringskapasitet mellom nord og sør i det norsk-svenske nettet

Det norske og svenske kraftsystemet er tett integrert og overfører normalt mye kraft fra nord til sør. Hovedårsaken til dette ligger i Sverige, der de fleste vannkraftverkene og mye ny vindkraft ligger i nord, mens det meste av forbruket ligger i sør. Det svenske nettet har derfor mange ledninger mellom nord og sør. I Norge har det historisk vært høy flyt fra Nord-Norge til Midt-Norge, men lite utveksling mellom Midt og Sør-Norge. De siste årene har netto eksport fra Midt-Norge til Sør-Norge variert fra over 5 TWh i 2022 til ca. 2 TWh i 2024.

Siden Norge og Sverige har et felles nett blir kraftflyten i de ulike ledningene bestemt både av fordelingen av forbruk og produksjon, og den fysiske motstanden i ledningene. Fordi det er flere ledninger og mindre elektrisk motstand i Sverige enn i Norge, vil mye av den samlede flyten fra nord til sør i det norsk-svenske systemet gå på de svenske ledningene. Gjennom flytbasert markedskobling, som ble innført fra oktober 2024, gir vi all kapasitet til markedet. Vi har i perioder sett høyere flyt fra nord til sør i Gudbrandsdalen etter overgangen til flytbasert markedskobling, som viser at flytbasert klarer å utnytte nettet bedre enn den forrige markedskoblingen.

Maksimal kraftflyt gjennom Gudbrandsdalen, fra prisområde NO3 til NO1, er avhengig av kraftflyten sørover på Vestlandet, mellom Ørskog og Sogndal, samt mot Sverige fra NO3. Ved utfall i en av de andre overføringskanalene fra NO3 vil flyten i Gudbrandsdalen øke. Overføringssnittet⁴ nord-sør i Norge er et såkalt spenningsnitt. Det betyr at ved høy kraftflyt kan spenningen kollapse hvis det skjer en feil i nettet som fører til at anlegg blir koblet ut. Årsaken til dette er at det er lange ledningsstrekninger fra Midt-Norge til Lillehammer, med relativt høy impedans (motstand). Det er i dag noe reaktiv kompensering⁵ som kan bidra til spenningsstøtte i området, men lite av dette er dynamisk. Dette innebærer at kompenseringen ikke er hurtig nok til å bidra til spenningsreguleringen i feilsituasjoner. Selv med bedre spenningsstøtte er det lite ekstra kapasitet å hente. Dette fordi termisk overføringskapasitet på begrensende ledning, hvor mye strøm som kan overføres, kun er marginalt høyere enn kapasitet gitt av dagens spenningsbegrensning. Her er det ledningen Øvre Vinstra – Fåberg som begrenser først. Kapasiteten i nettet begrenser flyten i Gudbrandsdalen til maksimalt 830 MW, som er en økning fra før flytbasert markedskobling ble innført.

Fra Lillehammer og inn mot Oslo er ledningene i perioder høyt utnyttet

Begrensningen i dagens nett er ledningen mellom Fåberg og Ulven, hvor utfall av en av de to andre forbindelsene mellom Fåberg og Oslo kan medføre overlast. Nettet er høyt utnyttet sommerstid, og for å øke overføringskapasiteten har vi tidligere temperaturoppgradert ledningene og installert systemvern⁶, for å kunne overføre mer kraft i situasjoner hvor nettet er uten utkoblinger eller feil. Neste tiltak for å øke overføringskapasiteten er en ny ledning mellom Lillehammer og Oslo som erstatter dagens ledning.

⁴ Overføringssnitt er en samling av to eller flere overføringsforbindelser som i fellesskap danner en grense for overføringskapasitet

⁵ Komponenter i nettet som behandler reaktiv effekt og bidrar til å opprettholde normale driftsspenninger. Kondensatorbatterier, reaktorer, fasekompensatorer, SVC- og SVS-anlegg er alle reaktive komponenter

⁶ Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger eller reguleringer i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisionsnettet. Her er det installert vern som kobler ut produksjon i Nedre Vinstra samt deler opp nettet mellom Øvre Vinstra og Fåberg for å redusere kraftflyten på ledningene fra Lillehammer mot Oslo ved høy kraftflyt på disse.

Det er lite ledig transformeringskapasitet i flere stasjoner i området

I tillegg til tilstrekkelig kapasitet i ledningsnettet må transformeringskapasiteten⁷ mellom transmisjons- og regionalnett økes før nytt forbruk eller ny produksjon kan knyttes til regionalnettet.

Regionalnettet og hvordan det er koblet sammen med Statnetts transformatorer i drift, bestemmer hvordan belastningen på transformatorene i transmisjonsnettet blir. Dette betyr at transformeringskapasitet og regionalnettet må ses samlet når vi vurderer tilknytninger i underliggende nett. Dessuten vil plasseringen, altså hvor man geografisk ønsker å knytte seg til i nettet kunne ha mye å si for hvordan transformatorene blir belastet. Det er liten eller ingen ledig kapasitet på transformatorene i flere av stasjonene i området til ny tilknytning på ordinære vilkår.

Vågåmo stasjon forsyner to separate regionalnett på 132 og 66 kV. I 132 kV-nettet er det i dag produksjonsoverskudd, mens det i 66 kV-nettet er perioder med både overskudd og underskudd. For begge spenningsnivåene er det enkel nedtransformering og begrenset reserve i underliggende nett. I tillegg til noen lokale flaskehals er det i hovedsak evnen til å håndtere utfall av transformatoren som begrenser hva som kan bli tilknyttet av nytt forbruk under Vågåmo. For å forsyne forbruket etter utfall av transformatoren er det avgjørende hvor mye lokal produksjon som er tilgjengelig, og hvor mye kapasitet det er i regionalnettet til å hente kraft fra nabostasjoner.

I området rundt Mjøsa er 132 kV-regionalnettet mellom stasjonene Minne, Vang og Vardal driftet samlet. Regionalnettet veksler gjennom hele året mellom å være et overskudds- og underskuddsområde grunnet store variasjoner i kraftproduksjon. I Vardal har vi nylig erstattet den gamle transformatoren med en nyere med høyere kapasitet og som kan overbelastet. Dette har gjort det mulig å tilknytte mer forbruk og produksjon i påvente av at Skyberg kommer på drift (2027). Med det forbruket som har fått reservert kapasitet i Mjøs-området, er transformorkapasiteten i Vang og Minne de neste begrensningene for ytterligere tilknytning etter at Skyberg er på drift.

I Rendalen er transformatoren høyt belastet og ved stort produksjonsoverskudd må Statnett spesialregulere for å unngå overlast. Vi installerer derfor en større transformator i Rendalen.

Erfaringer og utfordringer fra driften

Noen av anleggene i området har en enkel oppbygging (uten fullverdige bryterfelt) som reduserer handlingsrommet i drift og under vedlikehold. Dette gjelder spesielt forbindelsen mellom Fåberg og Ulven, og T-avgreningen⁸ i Balbergskaret. I driften medfører dette mer omfattende planlegging og mer kompliserte driftskoblinger.

Området har et felles problem med høy spenning. Spenningen er i stor grad påvirket av flyten sørover mot Oslo og nordover mot Trøndelag. Dette gjør det utfordrende å vedlikeholde (koble ut) reaktorer i området, da det fører til spenningsoverskridelser (spesielt i kombinasjon med andre utkoblinger), og at Statnett ikke oppfyller Forskrift om leveringskvalitet. Rendalen stasjon er en av Statnetts stasjoner med flest spenningsoverskridelser. Dette kommer av at

⁷ I en transformator endres spenningen fra nivået i transmisjonsnettet til den spenningen som er i regionalnettet. Transformeringskapasiteten bestemmer hvor mye strøm som kan flyte mellom transmisjonsnettet og regionalnettet i en transformator.

⁸ T-avgrening er her definert som tilknytning til en hovedforbindelse, der tilknytningspunktet ikke har fullverdige bryterfelt for alle avganger. T-avgrening i nett er en utfordring for systemdriften, både med hensyn til feil, driftsforstyrrelse og revisjon, og kan medføre redusert leveringskvalitet og produksjonstap

stasjonen her en 3-viklingstransformator uten regulering, slik at en eventuell tilpasning av 300 kV spenningsnivå vil endre spenningen både på 132 og 66 kV.

Regionalnettet i Valdres-området er høyt utnyttet og det er installert systemvern⁹ med produksjonsfrakobling for å få utnyttet nettet maksimalt. Ved mye produksjon blir det også benyttet spesialregulering for å overholde strømgrenser på komponenter.

Regionalnettet i Innlandet er spolejordet over alt, og vi er ikke kjent med planer om overgang til lavohmig jording eller direktejording¹⁰. Statnett mener at det på sikt bør skje en overgang til direktejording eller lavohmig jording for de største 132 kV-nettene i Norge. Vi mener disse jordingsformene er bedre både med tanke på personsikkerhet, forsyningsikkerhet og for nettutviklingen.

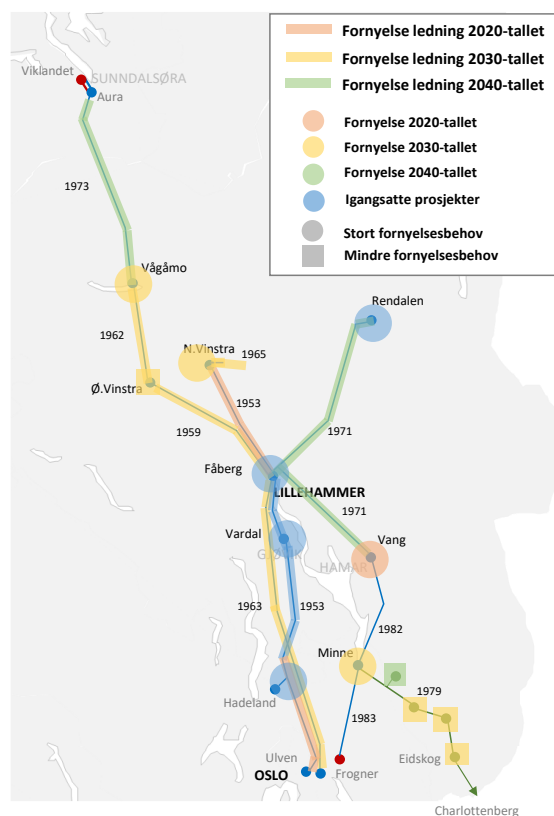
Transmisjonsnettet i Innlandet er i hovedsak på 300 kV

Transmisjonsnettet i Innlandet består i hovedsak av 300 kV-ledninger og stasjoner. I tillegg inngår 132 kV-forbindelsen fra Minne til Charlottenberg i Sverige, via stasjonene Songkjølen, Skarnes, Kongsvinger og Eidskog i transmisjonsnettet.

Mange gamle 300 kV-anlegg

Mange av anleggene i Innlandet ble bygget i etterkrigstiden, da kommunene skulle skaffe innbyggerne strøm. Vinstraverkene ble bygget og satt i drift i perioden 1947-59, med formål å elektrifisere Mjøsregionen og Oslo. Kraftledningen Nedre Vinstra-Fåberg-Ulven ble satt i drift i 1952-53 og Øvre Vinstra-Fåberg i 1959. Så fulgte videre utbygginger av vannkraft fram mot 1990 og i de senere årene vindkraft i østlige områder (Raskiftet, Songkjølen, Kjølberget, Engerfjellet).

Det er behov for å fornye dagens gamle anlegg i området, og dette sammenfaller i stor grad med behovet for økt kapasitet i nettet. Ved større fornyelser av anlegg er hovedstrategien til Statnett å oppgradere eller bygge om fra 300 til 420 kV driftsspenning. Å oppgradere til 420 kV gir alene 40 prosent mer kapasitet og 50 prosent mindre tap, under ellers identiske forhold. Noen anlegg kan oppgraderes for å kunne driftes med 420 kV med mindre tiltak, mens de fleste anleggene våre er på slutten av sin tekniske levetid. Vi bygger derfor nye anlegg for de neste 100 år, som har høyere kapasitet og større sikkerhet.



Figur 3: Illustrasjon over alder på lednings- og stasjonsanlegg. Kontrollanleggsfornyelser etter 2030, samt mindre vedlikeholdstiltak er ikke med.

⁹ Systemvern som kobler fra produksjon i Torpa og Lomen ved overlast i regionalnettet

¹⁰ Jording handler om hvordan feilstrømmer håndteres i kraftsystemet, slik at personsikkerheten ivaretas. De fleste regionalnettene i Norge er spolejordet, fordi det har vært gunstig i radielle nett. Alternativer til spolejording er direktejording eller lavohmig jording, som innebærer lavere motstand i jordingssystemet. Disse jordingsformene er gunstigere i større maskete nett.

Behov

Gammelt nett må fornyes

Det pågår allerede mange fornyelser av gammelt nett i Innlandet. Anleggene med dårligst tilstand er betongmast-ledningen Nedre Vinstra – Fåberg – Ulven, samt Vardal stasjon som henter kraft fra denne. Disse anleggene haster det mest med å fornye. Vi har allerede et prosjekt på gang for å fornye strekningen mellom Fåberg og Ulven. Melding om fornyelse for strekningen fra Lillehammer frem til Gran ble sendt i 2022. Melding om fornyelse om Gran – Oslo er neste steg i prosjektet. På grunn av tilstanden jobbes det for å kunne ta dagens ledning Nedre Vinstra - Fåberg - Ulven i første halvdel av 2030-tallet.

Det er også behov for å fornye de gamle ledningene mellom Vågåmo – Øvre Vinstra – Fåberg. Foreløpig plan er å bygge ny ledning Vågåmo – Øvre Vinstra – Nedre Vinstra og koble den på den nye ledningen Nedre Vinstra – Fåberg. Deretter kan de gamle ledningene Vågamo - Øvre Vinstra og Øvre Vinstra – Fåberg fjernes.

Vi har fått konsesjon og startet bygging av ny stasjon, Skyberg, som vil overta transformeringen til regionalnettet for dagens Vardal. Den nye stasjonen blir koblet til 300 kV-ledningen Fåberg-Røykås. Dette er en stålmastledning som har bedre tilstand enn betongmastledningen, og forventes å ha levetid til minst 2040. Med dette sikres strømforsyningen i Gjøvikområdet, fram til ny 420 kV-ledning fra Lillehammer til Oslo er planlagt ferdigstilt senest 2035.

Statnett har en rullerende plan for fornyelser av alle anlegg, basert på tilstand og erfaringsmessig behov for utskifting. Størst behov for fornyelser er det i Vang og Vågåmo transformatorstasjoner. Det er planlagt prosjekter for å fornye alle gamle stasjoner og oppgradere dem til 420 kV. Vi skifter også ut anlegg som viser seg å ha dårlig kvalitet, og/eller det er risiko for personsikkerhet.

132 kV anleggene på strekningen Minne–Eidskog–Charlottenberg

Anleggene er klassifisert som transmisjonsnett og må eies av et systemansvarlig nettselskap (Transmission System Operator/TSO). Dette inkluderer de fire stasjonene Songkjølen, Skarnes, Kongsvinger og Eidskog. Songkjølen er ny og i god stand, mens de tre andre stasjonene har enkle systemløsninger (lite dublering) og mange gamle komponenter. Vi planlegger fornyelser i disse stasjonene. Første trinn er å ta over fjernstyring og gjøre levetidsforlengelse på enkeltkomponenter. På lenger sikt bør de tre stasjonene erstattes med nye. Statnetts fornyelse av kontrollanlegg og etablering av fjernstyring i Eidskog utføres av Elvia, og er samordnet med deres prosjekt for økt transformering. Prosjektet har fått konsesjon.

Rendalen stasjon har tidligere blitt omklassifisert til transmisjonsnett. Det pågår prosjekt for fornyelse og økt kapasitet i samarbeid med Elvia. Prosjektet har fått konsesjon og er under gjennomføring.

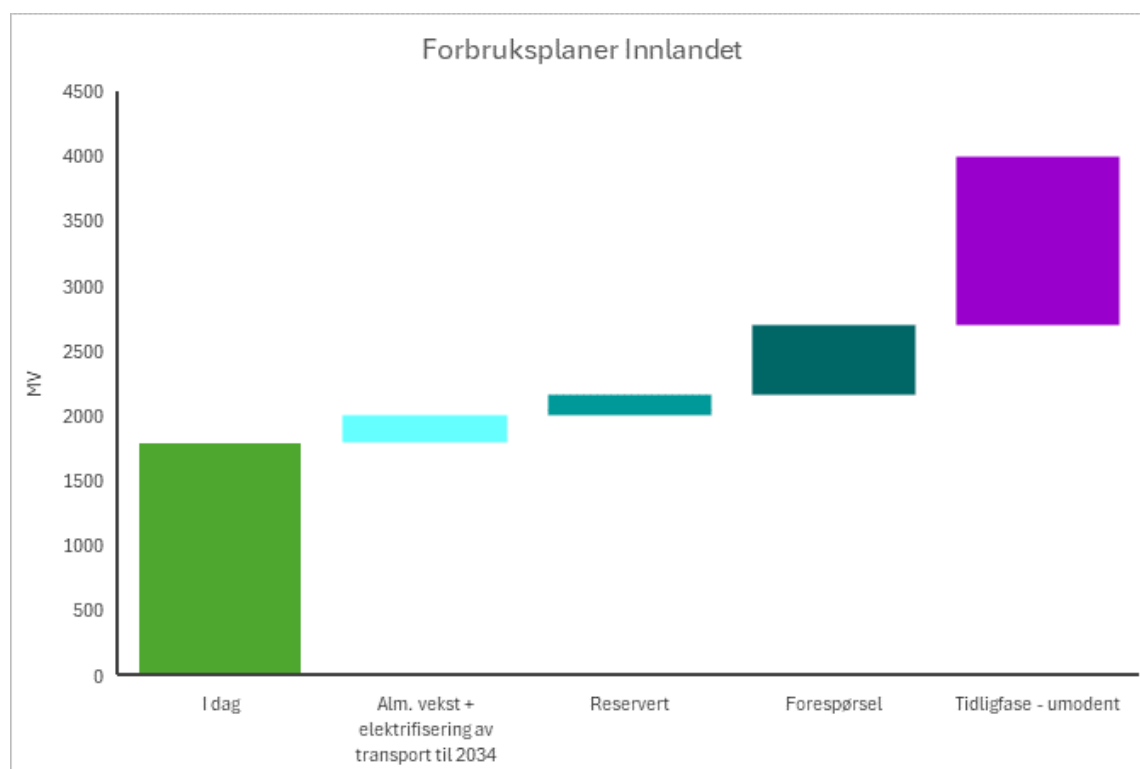
Effektprognoser viser moderat vekst i alminnelig forbruk

Effektprognosene viser en vekst i alminnelig forbruk og elektrifisering av transport i Innlandet på i overkant av 200 MW frem mot 2034. Den største forbruksveksten fremover skyldes planer om ny næringsvirksomhet, og omtales lenger ned.

Planer om nytt stort forbruk

Området er attraktivt for å etablere ny næring/industri

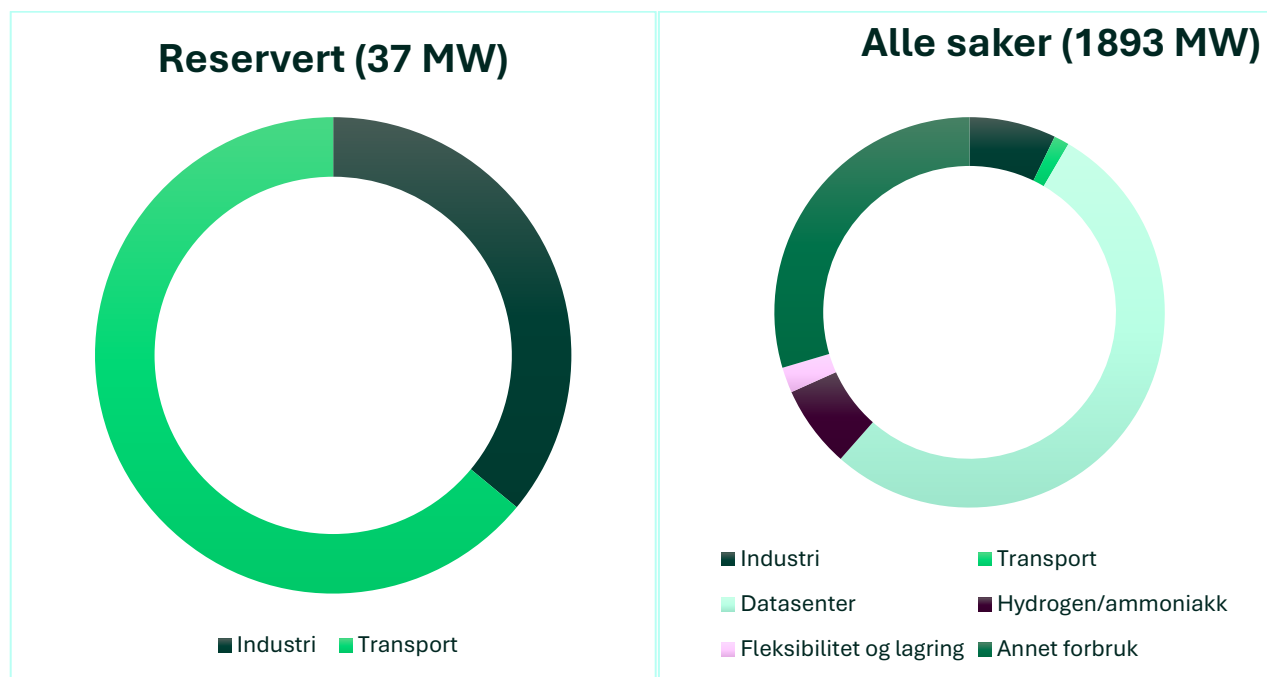
I Innlandet er det planer om ny næringsvirksomhet som øker forbruket, hvor etablering av nye datasentre er hovedtyngden. Det er også planer om elektrifiseringstiltak hos eksisterende næringsaktører. Omfanget av henvendelser om nytt forbruk har økt kraftig siden publisering av forrige områdeplan. Det er reservert kapasitet til i 148 MW nytt forbruk, hvor 70 MW har blitt tilknyttet på særlige vilkår. 110 MW av dette forbruket er nå tilknyttet. Statnett har per 01.04.2025 mottatt bestillinger på ca. 540 MW nytt forbruk til strømmettet i området, som er plassert i kapasitetskø i påvente av mulighet for reservasjon av kapasitet i planlagt nett. I tillegg forventer vi økt uttak knyttet til vanlig forbruk og overgang til elektriske biler, busser og lastebiler. Samtlige saker hvor aktører har søkt kapasitet til konkrete planer og prosjekter, blir håndtert gjennom de regionale nettselskapene og Statnetts tilknytningsprosess¹¹. Utover de konkrete bestilte sakene til nytt forbruk, har Statnett mottatt ca. 1300 MW forespørsler til blant annet utvikling av næringstomter, hvor i mange tilfeller sluttkunden og næringstype fortsatt er ukjente. Disse er i tidligere faser, og ikke tilstrekkelig modne for å bestille kapasitet¹².



Figur 4 Dagens forbruk og kjente forbruksplaner i Innlandet med status pr. 01.04.2025. Alm. vekst + elektrifisering er basert på prognoser fra Elvia, Vevig og Fjellnett.

¹¹ Mer informasjon om Statnetts tilknytningsprosess finnes her [Tilgang til strømmettet | Statnett](#)

¹² Mer informasjon om hvordan vi vurderer om et prosjekt et modent finnes på våre nettsider [Litt overordnet om nettilknytning | Statnett](#)



Figur 5 Figurene viser oversikt over forbruksplaner i området, fordelt på type. Figuren til venstre viser reservert volum, og figuren til høyre viser alle saker. Datasentre utgjør det største volumet av forbruksplaner.

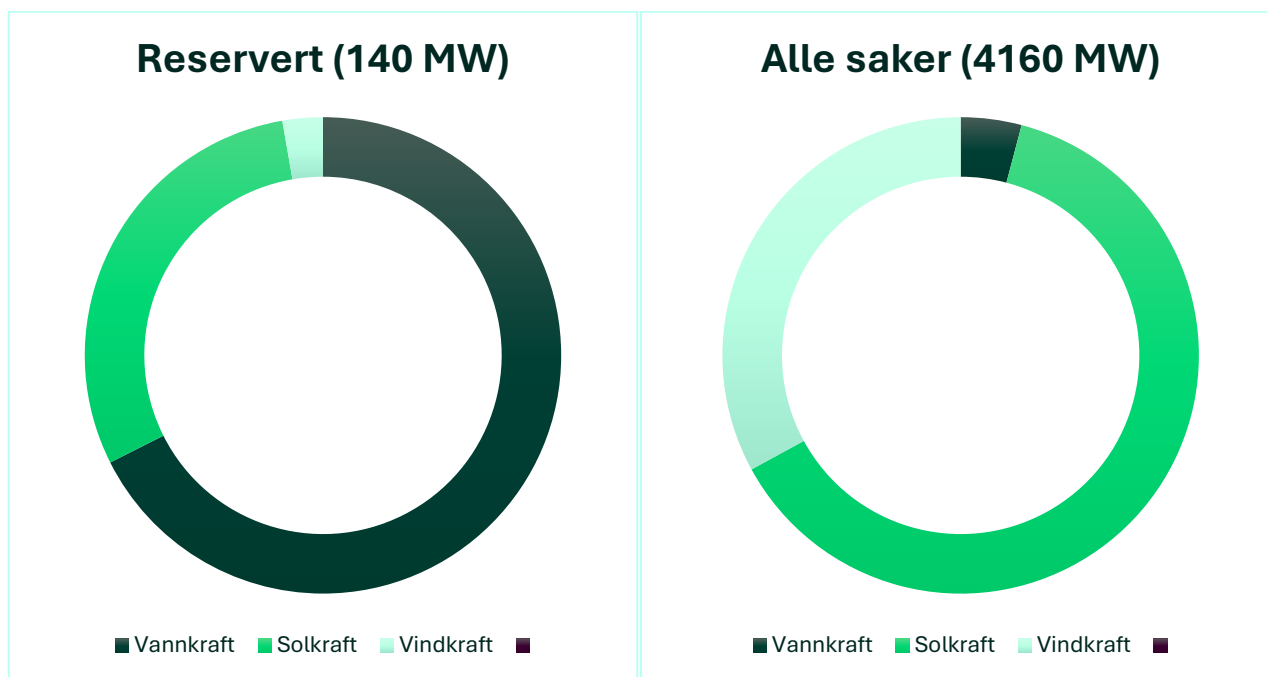
Planer om økt produksjon

Det er omfattende planer om ny kraftproduksjon, men lavt bidrag i timene med høyest forbruk

Det er store planer for ny produksjon i hele Innlandet som i hovedsak omfatter solkraftprosjekter. I 2022 fikk det første store bakkemonterte solkraftverket i Norge konsesjon i Stor-Elvdal kommune, og dette er nå idriftsatt. Det har i løpet av 2024 også blitt gitt to nye konsesjoner til solkraftproduksjon i Innlandet. Statnett har siden forrige områdeplan reservert 140 MW i dagens og planlagt nett. I tillegg vil ytterligere 100 MW ny solkraftproduksjon som få reservert tilknytning på særlige vilkår i dagens nett, så snart vilkårene er ferdig utarbeidet.

Per 31.1.2025 er har vi mottatt bestillinger på om lag 1824 MW ny produksjon, hvor solkraft utgjør det største volumet. Utover dette har vi også mottatt ca. 2200 MW forespørsler om ny produksjon hvor vindkraft utgjør en økende andel, men disse planene har varierende modenhet. Signalene fra de regionale nettselskapene og aktørene selv er at særlig solkraftprosjekter kan bli realisert relativt raskt dersom nettkapasitet og andre forhold er avklart. Statnett oppfordrer derfor aktører med planer om ny produksjon om å starte prosessen med å søke om nettkapasitet hos sitt lokale eller regionale nettselskap tidlig. Dette bidrar til at nettselskapet igjen kan starte prosessene med å søke økt kapasitet i transmisjonsnettet (Statnett) i god tid¹³.

¹³ Mer informasjon om hvordan man søker om nettkapasitet til nytt eller økt forbruk eller produksjon finnes her [Tilgang til strømnettet | Statnett](#)



Figur 6 Figurene viser produksjonplaner i området, fordelt på type. Figuren til venstre viser reservert kapasitet, og figuren til høyre alle saker.

Planer i regionalnettet om overgang til 132 kV

Statnett planlegger for en dublering av transformeringskapasiteten til 132 kV i Vågåmo, for å øke kapasiteten for tilknytning av nytt forbruk og produksjon under Vågåmo, i tillegg til andre tiltak i forbindelse med fornyelse og spenningsoppgradering av stasjonen til 420 kV.

For å sikre forsyning og redundans til Fjellnett sitt 66 kV-nett må det også etableres dublering mellom 132 kV og 66 kV. Fjellnett vurderer to konsepter for å dublere transformeringen, som må utredes nærmere; enten å etablere to transformatorer i Vågåmo stasjon, eller bygge en enkel transformering i Vågåmo, supplert med en ny stasjon og transformering ved Lesja. Alternativet med Lesja kan være plassbesparende for utvidelser i Vågåmo stasjon, og også avhjelpe flaskehals og fornyelsesbehov i Fjellnett sitt 66 kV nett.

Fjellnett har et aldrende 66 kV nett som i planperioden har behov fornyelse. Fornyelser av 66 kV ledninger vil bli vurdert bygget som 132 kV med tanke på overgang til dette spenningsnivået på sikt. Første prioritet er å få utredet plassering av den andre transformeringen til 66 kV. Dette vil gi føringer for valg av fornyelsesalternativer for de to parallelle 66 kV ledningene fra Vågåmo til Dombås/Lesja. Videre vil Fjellnett løpende vurdere tilstand og fornyelsestidspunkt for sine 66 kV ledninger og anlegg.

Ved dublering nedtransformering til 132 kV i Vågåmo, vil Osbu- ledningen få redusert funksjon som reserveforsyning, og det kan være rasjonelt og miljømessig riktig å sanere hele eller deler av denne.

Vevig har på lang sikt en plan om å oppgradere eksisterende 66 kV regionalnett til 132 kV i tråd med Statnetts oppgradering til 420 kV. Oppgraderingsbehovet skyldes hovedsakelig aldrende nett, økt industriell tilknytning og elektrifisering. Forbindelsen Harpefoss – Ringebu utgjør en av de eldste delene av nettet og har samtidig begrenset kapasitet. Videre er

både Vinstra og Ringebu transformatorstasjoner flomutsatte, og det vil bli vurdert løsninger for å redusere denne sårbarheten. Forbindelsen mellom Ringebu og Tretten er også utsatt for skred, noe som kan påvirke vurderingene for fremtidige tiltak.

I en eventuell oppgradering vil Vevig legge vekt på løsninger som tar hensyn til naturvernområder, kulturminner, bebyggelse og dyrket mark, for å minimere miljømessige og samfunnmessige konsekvenser. For eksempel vil antallet krysninger over Lågen søkes redusert. Forespørsel om større tilknytning i Øyer vil utløse behov for ny forsyning fra Hunderfossen transformatorstasjon (Elvia) via Rybakken transformatorstasjon. Oppgradering til 132 kV på denne strekningen kan utgjøre et første trinn i en gradvis spenningsoppgradering i området og styrke nettet oppover i Gudbrandsdalen.

Elvias regionalnettet i Innlandet består av 66- og 132 kV-nett. Elvia har en overordnet strategi om oppgradering av eksisterende 66 kV nett til 132 kV så lenge det ikke utløser en vesentlig merkostnad. Spenningen økes til 132 kV når det er behov for økt kapasitet eller når levetiden på eksisterende anlegg er nådd. Det vil variere hvor raskt nettet blir oppgradert til 132 kV i de ulike delene av Innlandet.

Det er 132 kV regionalnett i Valdres, fra Gjøvik sørover mot Minne, rundt Kongsvinger, i Nord-Østerdal, i Trysilregionen og i 132 kV nettet rundt Mjøsa, som kalles Mjøsringen. Det er fortsatt mye 66 kV nett rundt Mjøsbyene Lillehammer, Gjøvik og Hamar. I disse områdene har anleggene relativt lang restlevetid og nettet vil bli driftet på 66 kV i mange år ennå.

I Østerdalen har Elvia både 66 og 132 kV. I dette området er det pågående prosjekter hvor nye anlegg bygges med 132 kV materiell. Inntil alle anlegg er oppgradert til 132 kV, vil eksisterende nett bli driftet på 66 kV. Mellom Minne og Solør har Elvia 66 kV delstrekninger med ledninger som er nylig oppgradert og forberedt for 132 kV. Inntil stasjonene i området er oppgradert til 132 kV vil nettet bli driftet på 66 kV.

Reaktiv kompensering

Det er stort behov for reaktiv kompensering i Innlandet 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 i høylast. Reaktorer kreves for at ikke spenningene skal stige for høyt i lettlast. Det blir behov for reaktiv kompensering i mange av stasjonene som er under oppgradering i Innlandet. Reaktiv kompensering skal installeres i Skyberg, som er den stasjonen som først kan komme på drift. Kondensatorbatterier i Skyberg vil først og fremst bedre spenningsforholdene i dagens nett, men vil sammen med andre tiltak også være viktig for å kunne tilknytte mer forbruk og produksjon. Kondensatorbatterier i Vang og Minne vil være nødvendig for å tilknytte mer forbruk i Mjøsområdet både før og etter at nettet er oppgradert til 420 kV, for å kunne utnytte den økte kapasiteten som andre tiltak gir.

Behovet for reaktiv kompensering som følge av utviklingen i trinnene i målnettet er noe vi må analysere nærmere underveis, herunder antallet reaktive komponenter og hvor vi bør plassere disse.

Kraftmarkedet og handelskapasitet

Statnett har lenge beregnet at det vil bli økt overføring av kraft nord-sør, og at det blant annet er behov for økt kapasitet gjennom Innlandet, fra Sunndalsøra til Oslo. Omfanget av forespørsler om å knytte seg til nettet i Innlandet har økt siden

forrige områdeplan, som mange andre steder i det norske nettet. Det er både planer om nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Disse planene øker også behovet for økt kapasitet i nettet.

Økt overføring av kraft nord-sør gir behov for økt kapasitet gjennom Innlandet

Norge og Sverige har mye kraftutveksling og et felles masket vekselstrømsnett der kraften følger minste motstands vei. Kombinert med stort overskudd i nord og mange flere ledninger nord-sør i Sverige enn i Norge, gjør dette at flyt og flaskehalsler internt i Sverige påvirker Norge.

Vi drifter som tidligere nevnt systemet i Norge med lavere kapasitet fra nord til sør enn hva ledningene tåler isolert sett, grunnet den skjeve fordelingen av kraften som flyter sørover i det samlede norsk-svenske systemet. Det har likevel vært moderate flaskehalsler og prisforskjeller nord-sør i Norge og Sverige i mange år, men denne situasjonen er endret siden 2021. De siste årene har vært preget av store prisforskjeller nord og sør både i Norge og Sverige. Hovedårsaken er flere fysiske flaskehalsler nord-sør, drevet av et stort overskudd på den samlede energibalansen nord i Sverige og nord for Dovre i Norge. Det store overskuddet i nord gir mye enveis energitransport over lange avstander. De høye prisene i Europa har bidratt til at prisforskjellene i Norden som følge av disse flaskehalsene, har blitt store.

Etter energikrisen i 2021/22 har kraftprisene i Europa nå nærmet seg et mer normalt nivå, men er høyere enn før krisen, og bidrar til å opprettholde prisforskjellene mellom de nordlige og sørlige delene av Norge og Sverige. Vi forventer fortsatt store prisforskjeller mellom nord og sør i Norge de nærmeste årene.

Hvis vi beholder nettet uendret slik det er i dag, vil flaskehalsene etter hvert bli så store at det hindrer tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon.¹⁴ De største flaskehalsene er nord-sør på Vestlandet, mellom Sørlandet og Oslo, fra Midt-Norge til Sør-Norge og gjennom Nord-Norge. Vi ser også at det vil være mange timer med flaskehals på ledningene mellom Norge og Sverige. Dette bidrar også til prisforskjeller mellom de norske prisområdene.

Svenske Kraftnät er i gang med å oppgradere nettet mellom nord og sør. Viktigste for oss er Snitt 2, mellom SE2 og SE3, som vi forutsetter blir oppgradert i perioden frem til målnettet er ferdig bygget. Det er allerede gjennomført mindre tiltak som har økt kapasiteten på Snitt 2 betraktelig. Begrensninger i dette snittet har ført til store prisforskjeller mellom nord og sør både i Norge og Sverige.

Målnettet som presenteres i denne områdeplanen vil ikke fjerne alle flaskehalsler, men gi mer moderate flaskehalsler og prisforskjeller, avhengig av hvor mye nytt forbruk og ny produksjon som kommer, og hvor det kommer. Det forsterkede 2040-nettet kan også håndtere en utvikling med betydelig energiunderskudd både nasjonalt og regionalt – men høyere priser vil raskt bremse en slik utvikling. Fjerning av alle interne norske prisforskjeller vil kreve vesentlig større nettforsterkningstiltak enn det som ligger i målnettet for 2040. Disse tiltakene vil imidlertid få lavere "brukstid" og dermed også lavere samfunnsøkonomisk nytte. Dette skyldes at varigheten av tiden der overføringsbehovet er på det høyeste, er kort. Overgangen til mer vind- og solkraft i Norge og våre naboland forsterker dette.

Vår kortsiktige markedsanalyse fra 2024¹⁵ viser at særlig utbyggingen av vindkraft i de midtre og nordlige delene av Sverige (nord for snitt 2) vil føre til flaskehalsler nord-sør i det norsk-svenske nettet. I den langsiktige markedsanalysen fra 2025

¹⁴ Analyse av transportkanaler (ATK) 2023-2050

¹⁵ Langsiktig- og kortsiktig analyse (LMA og KMA), [Planer og analyser | Statnett](#)

legger vi til grunn at forbruksveksten skjer raskere enn veksten i produksjon både nord i Sverige og i Norge. Dette vil dempe prisforskjellene noe på sikt. Tiltakene som Svenska Kraftät og Statnett er i ferd med å gjennomføre i nettet nord-sør vil i sum øke den samlede overføringskapasiteten nord-sør med 50-60 prosent og vil redusere prisforskjeller internt i Norge.

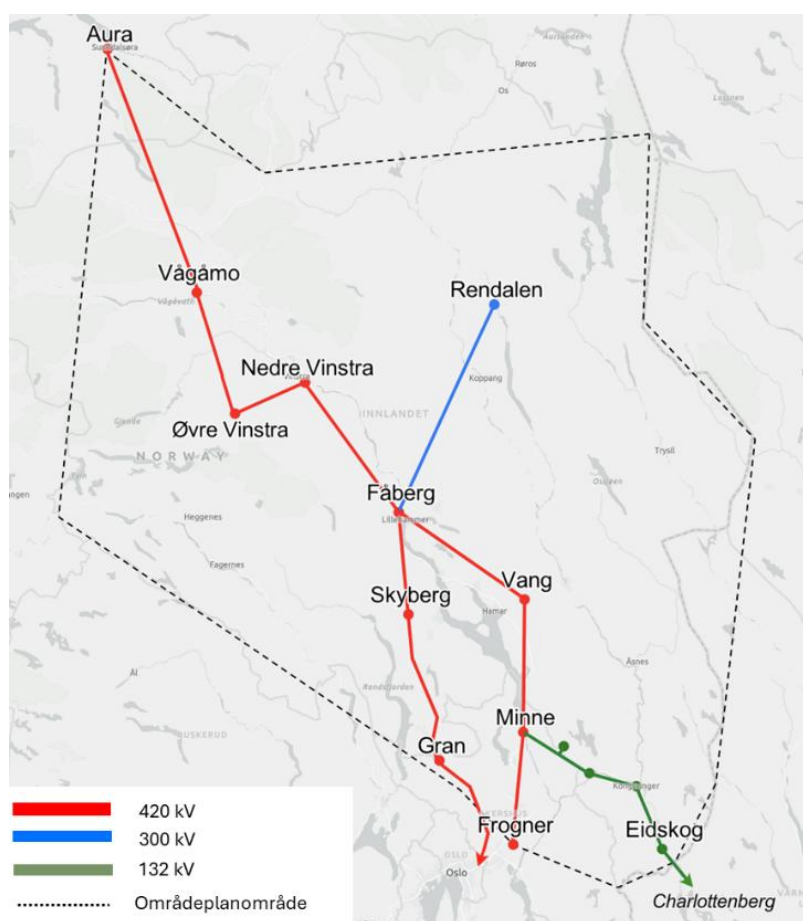
Et sentralt tiltak for å øke overføringskapasitet nord-sør som berører Innlandet, er å oppgradere til 420 kV mellom Sunndalsøra og Oslo. Mellom Lillehammer og Oslo har vi startet utbyggingsprosjekt, og sendt melding til NVE i 2022 for strekningen Lillehammer-Gran, og planlegger melding for Gran-Oslo rundt årsskiftet 2025/2026. Videre har vi besluttet oppstart av tiltak for resterende delstrekninger i 2025.

Vi har tidligere vurdert mulige tiltak for å øke utnyttelsen av den samlede kapasiteten nord-sør i det norsk-svenske nettet med hjelp av utstyr for å styre kraftflyt, for eksempel med installasjon av såkalt fasevridende transformatorer. I forrige områdeplan informerte vi om at vi ikke har valgt å gå videre med slike tiltak. Begrunnelsen var at vi forventer noe lavere prisforskjeller mellom områdene på sikt. Det er også usikkert om en slik løsning kan hensyntas i markedsklareringen. Uten sikkerhet for dette vil ikke investering i fasevrider kunne bidra til å redusere prisforskjeller, og den samfunnsmessige nytten blir svært liten sammenlignet med nye overføringslinjer. Det er også risiko og usikkerhet knyttet til teknisk løsning, dimensjonering og plassering. Våre vurderinger rundt dette har ikke endret seg siden sist.

Trinnvis plan for utvikling

Målnett

Målnett består av et transmisjonsnett på 420 kV gjennom hele området med 132 kV i grensesnittet mot regionalnettet. Figur 7 viser målnett for transmisjonsnettet slik vi planlegger å utvikle det frem mot 2040. Spenningsoppgradering til 420 kV gjennom området kombinert med nettforsterkning over Sognefjorden, gir økt overføringskapasitet mellom Midt- og Sør-Norge og reduserte prisforskjeller mellom nord og sør. Nye stasjoner på 420 kV og økt transformeringskapasitet legger til rette for tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon. Det kan bli behov for ytterligere 420 kV-forbindelser utover dette målnettet, men det avhenger av utviklingen på regionalt, nasjonalt og nordisk nivå.



Figur 7: Transmisjonsnettet slik vi planlegger å utvikle det for å møte fremtidige behov. Dette målnett kan tidligst stå ferdig ca. 2040. Noen steder må vi modne den endelige løsningen for målnett mer, men hovedbildet og trinnvis plan står seg.

Målnett gir bedre forsyningsikkerhet, økt tilknytning og økt transportkapasitet

Målnett, med en oppgradering av transportkanalen gjennom Innlandet til 420 kV, er viktig for den totale transporten nord-sør. Sammen med de planlagte tiltakene i Sverige, oppgradering til 420 kV over Sognefjorden og ned hele Vestlandet,

samt fra sør i Nordland og gjennom Midt-Norge vil den samlede overføringskapasiteten nord-sør i det norsk-svenske nettet øke med omtrent 50-60 prosent fra dagens nivå.

Med et målnett på 420 kV øker overføringskapasiteten på de enkelte ledningene, men i et oppgradert nett til 420 kV er det fortsatt spenningsproblemer som i hovedsak begrenser overføringskapasiteten. For å kunne utnytte den økte kapasiteten som mål nettet gir, må vi også installere mer reaktiv kompensering i mange av stasjonene for å kunne tilknytte mer forbruk og produksjon. Vi legger til grunn at reaktiv kompensering skal dimensjoneres slik at vi får utnyttet det oppgraderte nettet best mulig.

I tillegg til plassering av reaktive komponenter, vil kapasiteten være avhengig av utviklingen til nytt forbruk og produksjon og overordnet flytmønster nord-sør. Ved noen forbruks- og flytmønstre kan overføringskapasiteten til den enkelte ledningen bli begrensende. Dette gjelder ledninger som ikke er bygget nye, men klargjort for 420 kV-drift¹⁶ ved oppisolering.

Nettet i Gudbrandsdalen går til en viss grad i parallell med ledningen Ørskog-Sogndal. Dette innebærer at utkobling av den ene påvirker den andre. Med de store forbruksplanene i omkringliggende områder, hovedsakelig Midt-Norge og Sogn og Sunnmøre, blir denne påvirkningen viktigere fremover, og vi må se utviklingen i disse områdene i sammenheng med Innlandet.

Transmisjonsnettet i Innlandet må fornyes, og vi må sikre kapasitet til forbruksvekst, ny produksjon og til økt overføringsbehov gjennom området. Statnett planlegger omfattende tiltak, og i dette kapitlet beskriver vi tiltakene i en trinnvis utvikling frem mot mål nettet. Rekkefølgen er satt opp ut fra anleggenes behov, samt hvilke tiltak som bidrar til å øke kapasiteten for tilknytning av nytt forbruk og/eller produksjon først. Noen steder må vi utvikle den endelige løsningen for mål nettet mer, men innenfor det hovedbildet og den trinnvise planen vi beskriver i områdeplanen.

Vi er allerede i gang med flere prosjekter i nettet i Innlandet, som ny ledning Lillehammer-Oslo inkludert nye stasjoner i Lillehammer og Hadeland, samt stasjonene Skyberg (erstatte Vardal) og Rendalen. Selv om mye allerede er på gang i området, er det fortsatt behov for flere tiltak. Behovene er utløst av en kombinasjon av anleggenes alder og tilstand, forbruksvekst, ny produksjon og behov for økt overføringskapasitet i transportkanalen mellom Midt-Norge og Østlandet. Vi kan ikke gjøre alt samtidig, og i følgende kapitler beskriver vi hvordan vi planlegger å utvikle transmisjonsnettet i området over tid. Noen av de kapasitetsøkende tiltakene i våre stasjoner kan være gjenstand for anleggsbidrag. I tillegg til tiltakene i de trinnvise planene, har vi en plan for å temperatur-oppgradere eksisterende ledninger for å gi noe økt kapasitet frem til vi har ferdigstilt alle nye ledninger på 420 kV.

Statnett har som del av områdeplanarbeidet analysert hva mål nettet kan gi av kapasitet til tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon i Innlandet. Kapasitet i ulike punkter avhenger av hvor nytt forbruk og ny produksjon kommer, driftsforhold, forsyningsikkerhet, forbruksmønster, produksjonsprofiler, bruk av vilkår om forbruks- eller produksjonsbegrensning og virkemidler som systemansvarlig har i den daglige driften av kraftsystemet. Hensynet til driftssikkerhet ved nødvendige driftsstanser for å gjennomføre utbyggingen av mål nettet har også en vesentlig betydning. Om lag 85 % av henvendelsene om nytt forbruk i Innlandet er i Mjøsregionen, og kapasiteten i dette området har derfor vært hovedfokus i analysene.

¹⁶ Vågåmo-Aura og forbindelsen mellom Fåberg (Balbergskaret) og Frogner

Målnettet gir mulighet for å tilknytte alt forbruk som har bestilt kapasitet i Mjøsregionen pr. 31.01.2025 med målnettet driftet på 300 kV, forutsatt at det installeres tilstrekkelig med reaktiv kompensering og transformeringskapasitet i Vang og Minne. Når nettet fra Fåberg til Minne øst for Mjøsa er på 420 kV, kan vi tilknytte rundt 500 MW nytt forbruk. Ved overgang til 420 kV drift både vest og øst for Mjøsa, blir det kapasitet til betydelig mer, og vi kan tilknytte over 800 MW nytt forbruk under stasjonene i Mjøs-området utover det som er reservert i dag. Dersom en større andel av forbruket kommer vest for Mjøsa enn det som ligger i dagens bestillinger, kan vi sannsynligvis tilknytte enda mer. Det vil likevel være nødvendig å bygge nye ledninger og/eller forsterke eksisterende regionalnett ved tilknytning av store effekter. Hvilke regionalnettstiltak som er nødvendig, avhenger av hvilke prosjekt som blir realisert.

Dessuten vil vi kunne tilknytte betydelig mer forbruk under Vågåmo med økt transformeringskapasitet, men vi har ikke beregnet maksimal kapasitet her, da forespurt volum er ganske lavt. Målnettet gir også kapasitet til nytt forbruk under andre stasjoner i Innlandet, og her vil det være lokal kapasitet i stasjonene som begrenser først.

Planene om ny produksjon er spredt over store deler av Innlandet, men de største volumene er under Rendalen, Vang, Minne og Skyberg transformatorstasjoner. Målnettet gjør det mulig å tilknytte om lag 800 MW ny produksjon etter tiltakene i trinn 2, med drift på 300 kV. Vi kan tilknytt rundt 1300 MW produksjon når trinn 3 i planen er gjennomført og vi er over på 420 kV drift. Det må i tillegg installeres tilstrekkelig transformator kapasitet og reaktiv kompensering. Det forutsetter også temperaturoppgradering av ledninger, som omtales lenger ned. Analysene av kapasitet er basert på en fordeling av ny produksjon i henhold til de bestillinger som foreligger pr. 1. april 2025. En annen lokalisering av ny produksjon kan gi andre tall, da kapasiteten til tilknytning av ny produksjon avhenger av hvor produksjonen kommer.

Det forespurte volumet for ny produksjon er mye høyere, men vi vurderer det ikke som sannsynlig at alt blir realisert. For å kunne tilknytte større volumer produksjon enn det som målnettet gir mulighet for, vil det kreve flere 420 kV-forbindelser inn til og gjennom området.

Målnettet muliggjør tilknytning av mer forbruk og produksjon i Kongsvinger-regionen som forsynes via Minne transformatorstasjon, men det kan i tillegg bli behov for ytterligere tiltak i 132 kV nettet mellom Minne og Charlottenberg. Statnett og Elvia utreder nå behov og aktuelle tiltak i dette nettet.

Fleksibilitet er et viktig virkemiddel for å utnytte dagens nett bedre

Innlandet er et underskuddsområde om vinteren og et overskuddsområde om sommeren. I tiden frem til målnettet er på plass, kan driften av systemet bli krevende. Dette skyldes at vi har et høyt utnyttet nett i dag, men også at vi skal bygge mye nytt nett, og dette medfører behov for utkoblinger av deler av nettet i byggeperioden. For store deler av området vil nytt forbruk og ny produksjon møte lokale begrensninger deler av året.

Sammen med Elvia, Vevig og Fjellnett ser vi på muligheter for å tilknytte nytt forbruk og ny produksjon før vi har netttiltak på plass, ved å tilby tilknytning på særskilte vilkår for å håndtere begrensningene. Vi gjennomfører temperaturoppgraderinger av eksisterende ledninger der det er aktuelt, for å få mer kapasitet ut på eksisterende nett. I enkelte tilfeller forventer vi også å måtte drifte nettet med lavere forsyningsikkerhet enn i dag. Dette betyr økt risiko for at kunder vil oppleve avbrudd i strømforsyningen.

Statnetts kraftmarkedsanalyser viser større variasjoner i kraftpriser for området, både mellom sesonger og innenfor døgnet. Lønnsomheten av fleksibelt forbruk, batterier og regulerbar produksjon vil da øke. Mer fleksibelt forbruk og produksjon vil også bidra til jevnere priser i området. Statnett håndterer ubalanser og lokale flaskehalsen ved hjelp av reservemarkedene. Det er i dag få aktører i området som deltar. Vi ser et økende behov for slike reserver for Østlandet, og vi vil arbeide for at flere aktører deltar.

Batterier kan spille en viktig rolle i å forbedre utnyttelsen av nettet fremover. Batterier i kombinasjon med sol og vindkraft kan være gunstig. Batterier kan lagre energi når produksjonen er høy og levere tilbake på nettet når etterspørselen er høyere. Med dagens prisvariasjoner i energimarkedet i Norge er det imidlertid lite lønnsomt å installere batteri kun for å utnytte døgnvariasjonene i prisene, ifølge batteriaktører. Heller ikke deltakelse i reservemarkedene gir tilstrekkelig med incentiver alene til å investere i batterier pr. i dag.

Batterier kan levere andre tjenester til nettet, som spenningsregulering og frekvensstøtte. Batterier kan bidra både med aktiv og reaktiv effekt med rask respons. Batterier kan bidra til å få tilknyttet mer forbruk, ved at det kan glatte ut forbruket og bidra med spenningsstøtte. Tensio gjennomfører en pilot i sitt nett med bruk av batteri for spenningsregulering for å kunne tilknytte mer forbruk. Statnett vil se mer på mulighetene for bruk av batterier i nettet for å kunne gi mer tilknytning i påvente av at nettet bygges ut.

Trinn 1 – pågående prosjekter som vi forventer ferdige i løpet av 2030

Trinn 1 inkluderer tiltak i de allerede igangsatte prosjektene. Disse tiltakene sikrer at vi opprettholder dagens forsyningsikkerhet ved at gamle anlegg fornyes, og de gir økt transformeringskapasitet til økt forbruk og produksjon.

Skyberg stasjon – ny stasjon med 420/132 kV transformering

Skyberg stasjon skal erstatte dagens Vardal, og er under bygging. Vi forventer idriftsettelse i løpet av 2027. Stasjonen bygges for 420 kV, men driftes på 300 kV inntil videre. Tiltaket fjerner en stor begrensning for tilknytning av både nytt forbruk og ny produksjon i Elvias 132 kV nett mellom Statnetts stasjoner Vardal (Skyberg), Vang og Minne. Mye av kapasiteten er allerede reservert, men det er rom for noe mer forbruk under Skyberg når stasjonen settes i drift. Tilknytning av ytterligere forbruk i Mjøs-området krever tiltak i Vang og Minne.

Rendalen stasjon – fornyelse og økt transformeringskapasitet 300(420)/132 kV

I Rendalen stasjon pågår det arbeid med fornyelser og utskifting av transformator som øker kapasiteten i stasjonen, samt lukker avvik fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Vi skifter ut eksisterende tre-viklingstransformator men ny transformator 300 (420)/132 kV. Elvia setter inn en ny transformator fra 132 kV i dagens sjakt. Vi etablerer også nytt kontrollanlegg i nytt bygg. Prosjektet planlegges ferdigstilt i løpet av 2027.

Både Rendalen stasjon og ledningen Fåberg-Rendalen blir videreført på 300 kV inntil videre. Med økt transformator kapasitet og mindre tiltak på ledningen, som temperaturoppgradering og bytte av begrensende endepunkts-komponenter, blir det mulig å tilknytte om lag 160 MW mer produksjon lokalt under Rendalen, men dette vil begrenses av kapasiteten ut av Innlandet, og er også avhengig av øvrige tiltak i målnett, se også kap. 3.2.

Vang stasjon - tilknytningstiltak

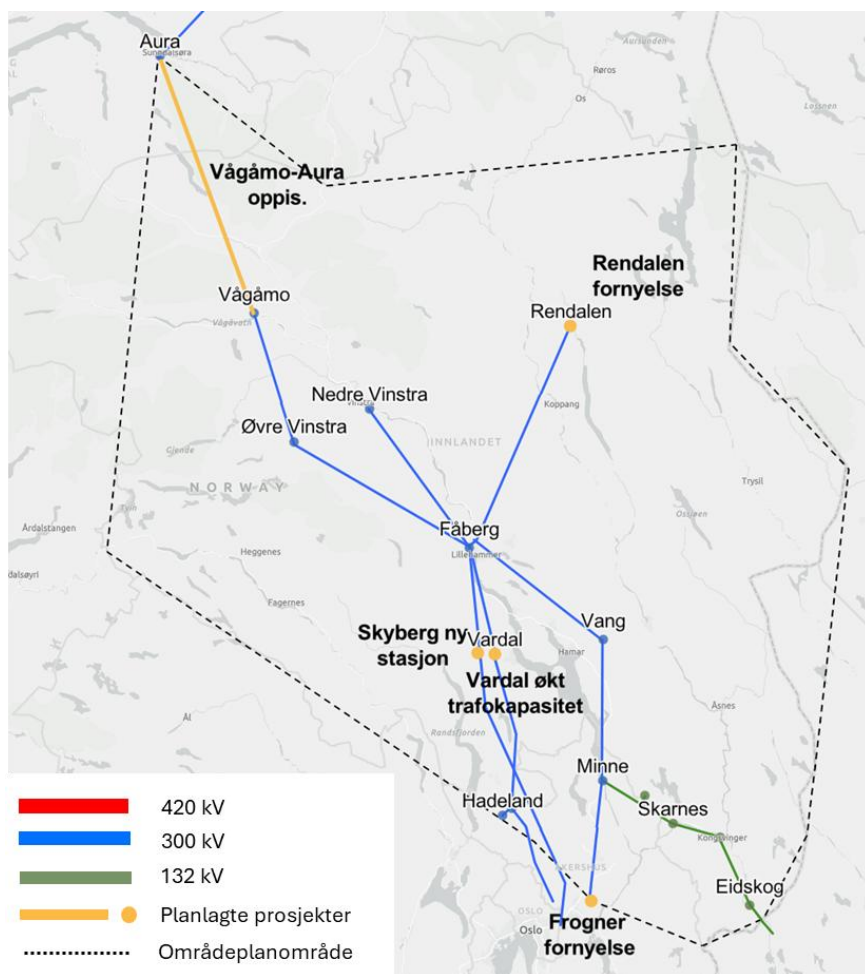
I Vang stasjon installerer vi en ny P-spole samt tilknytningsvern. Tilknytningsvernet skal være ferdig installert i løpet av 2025, og vil gjøre det mulig å håndtere forbruk som har fått tilknytning med vilkår.

Temperaturoppgradering og oppisolering av ledninger

Temperaturoppgradering og oppisolering til 420 kV for ledningen Balberskaret – Vang – Minne – Frogner. Dette vil fjerne ledningsbegrensninger øst for Mjøsa for tilknytning av mer produksjon i Mjøs-området, etter at tiltak i trinn 2 er gjennomført, men med drift på 300 kV.

Temperaturoppgradering og oppisolering til 420 kV for ledningen Aura – Vågåmo. Dette legger til rette for senere spenningsheving og økning av kapasiteten i nettet fra Vågåmo og nordover til Aura, som er en del av transportkanalen mellom Sunndalsøra og Oslo. Temperaturoppgradering av Vågåmo – Øvre Vinstra – Fåberg er utført og vil øke kapasiteten mellom prisområdene NO1 – NO3, og nytt kondensatorbatteri i Øvre Vinstra vil gi full utnyttelse av den økte kapasiteten. Kondensatorbatteriet er planlagt i drift i 2026.

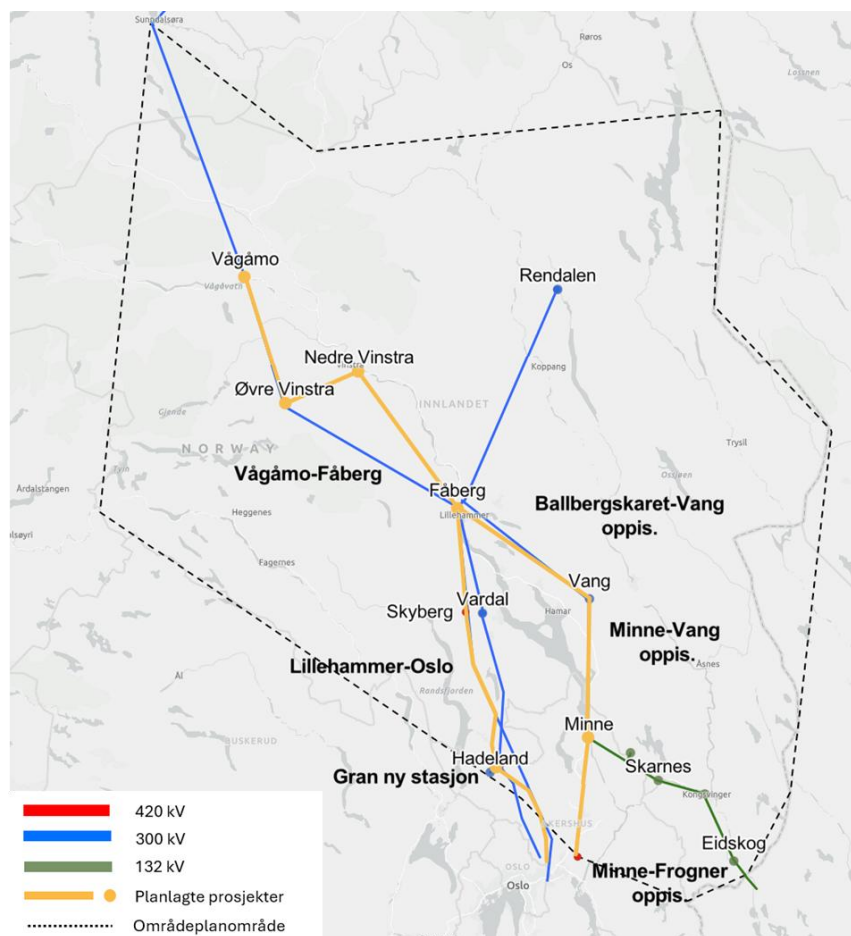
Temperaturoppgradering av 132 kV Minne - Eidskog øker kapasiteten lokalt i Kongsvinger regionen. I Kongsvinger stasjon planlegger vi fornyelse av transformator mellom 132/66 kV, men det kan også være aktuelt med alternativ transformering fra Elvia. I Eidskog planlegger vi fornyelser av kontrollanlegg og måletransformatorer i stasjonen. Dette er det hensiktsmessig å gjøre samtidig med Elvias planlagte utvidelse av transformeringskapasiteten mot distribusjonsnettet. Det er enda uavklart når prosjektet gjennomføres.



Figur 8 Trinn 1 i målnett er tiltak i transmisjonsnettet som skal være ferdig innen 2030.

Trinn 2 – Vi øker transformeringskapasiteten og bygger ledninger frem mot 2035

I trinn 2 ligger flere tiltak for å øke transformeringskapasiteten i våre stasjoner og legge til rette for å knytte til nytt forbruk og produksjon. Tiltakene i målnett innebærer at vi fornyer og oppgraderer stasjoner og ledninger til 420 kV standard, og med økt transformator kapasitet. Dersom vi installerer økt transformator kapasitet utover det som er standard når vi bygger om stasjonene til 420 kV, vil en slik økning kunne være anleggsbidragspliktig.



Figur 9 Trinn 2 i målnettet er alle tiltakene som skal bygges ferdig i perioden 2031-35.

Lillehammer – Oslo – Ny ledning og stasjoner 420 kV

Lillehammer – Oslo prosjektet skal erstatte dagens 300 kV ledning mellom Fåberg – Ulven som har dårlig tilstand, og stasjonene Fåberg, Vardal og Hadeland. Skyberg stasjon erstatter dagens Vardal stasjon og står ferdig i Trinn 1. Vi har sendt melding for strekningen Lillehammer – Gran. Vi planlegger å sende melding for resterende strekning Gran – Oslo i løpet av 2025. Den nye forbindelsen vil fjerne dagens flaskehals vest for Mjøsa og sammen med andre tiltak gi muligheter for ny tilknytning i Mjøs-regionen av både produksjon og forbruk.

Siden forrige områdeplan har vi utredet systemløsning inn til Oslo. Ved kabling i Oslo øst vil den nye ledningen mellom Lillehammer og Oslo gå til nye Røykås stasjon, og i kabel videre via Furuset til Ulven. Dersom det blir luftledning i Oslo øst, vil ledningen gå via Furuset til Ulven der dagens ledning går. For begge alternativene planlegger vi å sanere dagens 300 kV ledning mellom Fåberg og Røykås etter 2040 når hele nettet mellom Lillehammer og Oslo skal over på 420 kV drift. Hvorvidt vi på sikt vil trenge en tredje ledning mellom Lillehammer og Oslo må analyseres nærmere.

Fåberg stasjon driftes i dag på 300 kV, og det er ikke plass på dagens tomt til å utvide stasjonen til å kunne driftes på 420 kV. Den nye stasjonen må også ha plass til både dynamisk¹⁷ og statisk kompensering. Vi vurderer derfor to ulike lokasjoner for plassering av ny stasjon; Hovemoen eller Finnsvea.

Vi planlegger å bygge en ny transformatorstasjon i Gran for å videreføre forsyningen av nettselskapet Glitres underliggende nett, som i dag blir forsynt blant annet fra Hadeland via T-avgreing i Roa. Hadeland vil bestå som en regionalnettstasjon.

Vågåmo-Øvre Vinstra - Nedre Vinstra - Fåberg – Ny ledning 420 kV

Her vil vi starte med fornyelse og oppgradering av dagens 300 kV betongmast-ledning mellom Nedre Vinstra og Fåberg. Dagens ledning er gammel og har dårlig tilstand, og må fornyes. Ledningen har lav kapasitet særlig på sommerstid. Hovedfunksjonen for dagens ledning er å overføre produksjonen fra Nedre Vinstra og Harpefoss kraftverk ut på transmisjonsnettet og sørover mot Fåberg og Oslo. Ny ledning vil inngå i det nye nettet mellom Vågåmo og Lillehammer.

Siden forrige områdeplan har Statnett utredet fremtidig nettstruktur mellom Vågåmo og Lillehammer. Strekningen inngår i transportkanalen mellom Sunndalsøra og Oslo gjennom Gudbrandsdalen. Statnett har besluttet å oppgradere hele transportkanalen til 420 kV for å øke kapasiteten mellom Midt-Norge og Østlandet for å møte et økt overføringsbehov her, og dette er en av de høyest prioriterte tiltakene i Statnetts prosjektportefølje.

Besluttet konsept omfatter en ny 420 kV ledning fra Nedre Vinstra til Øvre Vinstra og Vågåmo. Fra Vågåmo og til Sunndalsøra skal eksisterende ledning oppisoleres til 420 kV spenning. Eksisterende 300 kV nett mellom Fåberg og Vågåmo kan rives. Konseptet innebærer også at stasjonene i Nedre Vinstra og Øvre Vinstra oppgraderes til 420 kV og knyttes sammen. Det går ikke ledning mellom stasjonene i dag. Samlet sett innebærer konseptet at Statnetts samlede ledningslengde i Gudbrandsdalen reduseres med om lag 50 km.

Vågåmo stasjon – oppgradering til 420 kV stasjon og økt kapasitet mot 132 kV

I dag er det enkel transformering til både 132 og 66 kV i stasjonen. Det er lite kapasitet til både nytt forbruk og ny produksjon i dagens nett. Vi planlegger dublering av transformering mellom 420/132 kV og Fjellnett planlegger regional dublering fra 132/66 kV. Nye transformatorer i transmisjonsnettet blir forberedt for 420 kV i en utvidelse eller ny stasjon i tilknytning til dagens stasjon.

Øvre Vinstra stasjon – Oppgradering 420 kV

Stasjonen er kun koblet til produksjon i Øvre Vinstra kraftverk og ikke koblet til regionalnettet. Stasjonen oppgraderes fra 300 kV til 420 kV som en del av oppgradering av transportkanalen mellom Sunndalsøra og Oslo.

Nedre Vinstra stasjon – Oppgradering 420 kV

Stasjonen er koblet til Nedre Vinstra kraftverk og 66 kV regionalnettet. Nye transformatorer blir forberedt for drift på 420/132 kV, og inngår som en del av oppgradering av transportkanalen mellom Sunndalsøra og Oslo.

¹⁷ SVC kompenseringssanlegg (Static Var Compensator) for å gi hurtig dynamisk spenningsstøtte i feilsituasjoner og dermed bidra til spenningsregulering.

Transformorkapasiteten her er i dag begrensende for tilknytning av nytt forbruk både under Nedre Vinstra og Vågåmo på 66 kV.

Vang og Minne stasjoner – oppgradering til 420 kV stasjoner og økt kapasitet

Etter at nye Skyberg stasjon er satt i drift, er transformorkapasiteten i Vang den neste begrensningen i transmisjonsnettet for å tilknytte nytt forbruk i 132 kV nettet i Mjøs-området. Dette tiltaket har derfor høyest prioritet av tiltakene øst for Mjøsa. Transformeringsen i Minne vil også bli begrensende, og vil være det neste tiltaket etter Vang. Under Minne er det også nødvendig med tiltak i regionalnettet for å tilknytte mer forbruk.

I dag er det transformering til både 132 og 66 kV i begge stasjoner. Her er det behov for å fornye flere transformatorer og øke transformeringskapasiteten, samt installere reaktiv kompensering for å håndtere problemer med lave spenninger i feilsituasjoner. Nye transformatorer blir forberedt for 420 kV i utvidelse av eksisterende eller bygging av nye stasjoner i tilknytning til dagens stasjoner.

I begge stasjonene planlegger vi å etablere to-trinns transformering, dvs. 300 (420)/132 kV og 66/132 kV.

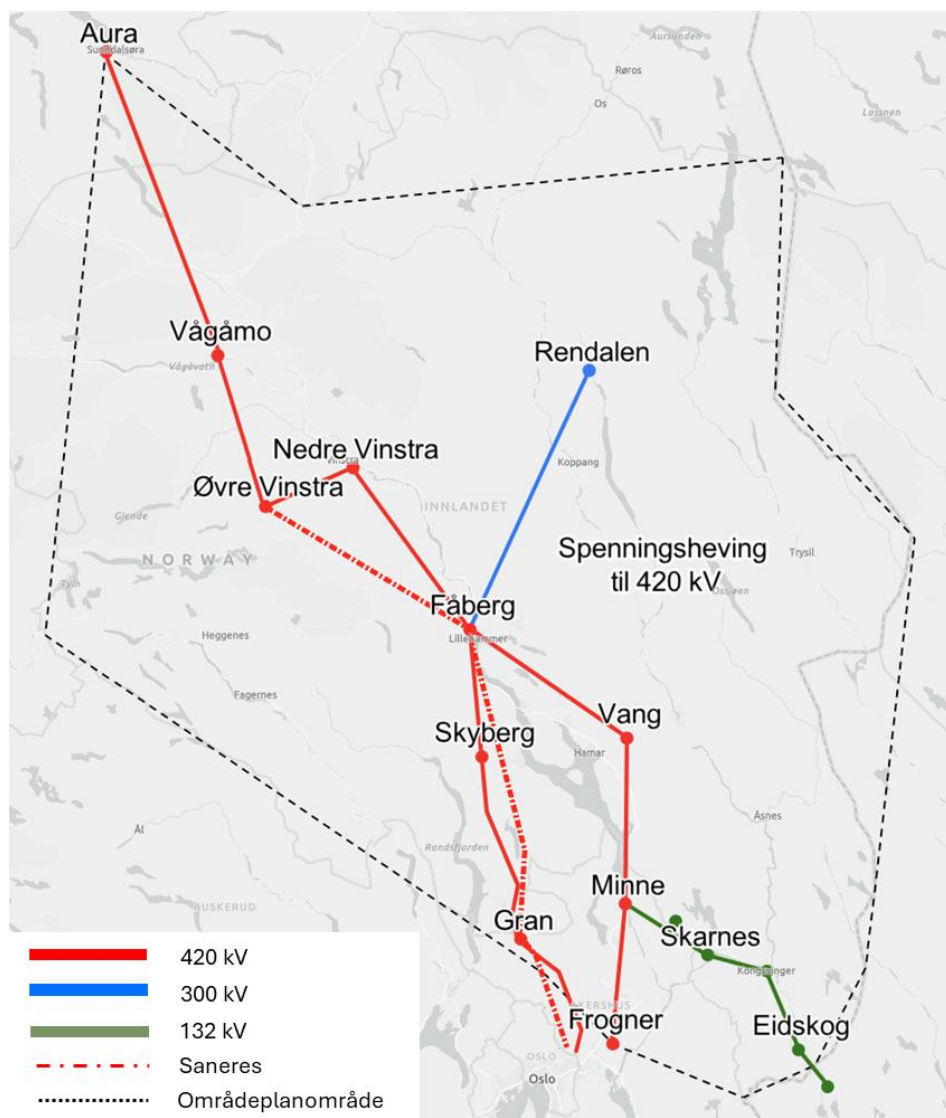
Kongsvinger og Skarnes – Fornyelse av 132 kV stasjoner

I Skarnes og Kongsvinger stasjoner skal vi fornye kontrollanlegg og gamle komponenter i stasjonene.

Trinn 3 – Spenningsheving til 420 kV

I trinn 3 er planen at selve spenningshevingen skal gjennomføres. Tiltakene utført i tidligere trinn gjør oss nå i stand til å heve spenningen fra 300 til 420 kV for hele området. Det krever omfattende planlegging og koordinering, samt at det legger store begrensninger på andre utkoblinger i perioden når spenningshevingen utføres.

Tiltaket øker overføringskapasiteten for hele regionen og fjerner tidligere begrensninger mellom Lillehammer og Oslo.



Figur 10 Trinn 3 i målnettets omfatter spenningsheving til 420 kV i transisjonsnett i Innlandet. Ledningen Fåberg-Rendalen driftes på 300 kV inntil det er aktuelt å fornye den. Ledningen Fåberg-Røykås kan saneres når spenningsheving er gjennomført og nettet driftes på 420 kV.

Ytterligere behov og mulige fremtidige tiltak

Tiltakene i målnettets vil legge til rette for mye nytt forbruk og ny produksjon, men volumene i kapasitetskø og som har forespurt kapasitet er mye større. Statnett vil derfor se nærmere på hvordan vi kan legge til rette for ytterligere vekst utover det som målnettets gir av kapasitet. Selv om behovene for tilknytning er usikre og kan endre seg over tid, ønsker vi å finne ut hva som kan være aktuelle tiltak for å møte et større behov på sikt.

Forsterke nord-sør med ny ledning gjennom området

I målnettets frem mot 2040 har vi valgt å beholde dagens Rendalen-Fåberg på 300 kV, og forutsatt at Fåberg-Røykås kan saneres når nettet er over på 420 kV drift. Fåberg-Røykås må bestå så lenge den nye forbindelsen mellom Lillehammer og Oslo er under bygging. Ledningens tilstand tilsier at den kan stå uten større vedlikeholdskostnader frem mot 2040.

Fåberg-Rendalen er viktig for å få ut produksjonen som leveres inn til Rendalen stasjon. Når denne ledningen etter hvert må fornyes, må vi vurdere løsninger for dette også sammen med nye behov.

Det er mange planer om ny produksjon i de østlige delene av Innlandet, både solkraft og vindkraft. Det er også store forbruksplaner særlig i Mjøsområdet og Kongsvinger-regionen. En ny forbindelse mellom Midt-Norge og Østlandet utover det som nå ligger i målnett, kan legge til rette for betydelige volumer ny produksjon og forbruk. En slik forbindelse øker også transportkapasiteten mellom NO3 og NO1.

Dersom mange planer for ny produksjon realiseres i de østlige delene av regionen, tilsier det at en eventuell ny forbindelse mellom Midt-Norge og Østlandet bør gå gjennom Østerdalen. Det er langt enklere terreng øst for Dovre enn parallelt med dagens ledning Aura-Vågåmo. Videre vil en ny ledning lenger øst fordele forbindelsene geografisk og gjøre nettstrukturen mindre sårbar. Statnett oppdaterer nå analyse av transportkanaler, og vi vil der kunne si mer om utviklingen av behovet for transportkanaler nord-sør.

En ny forbindelse bør også bli vurdert opp mot lokal utvikling i forbruk og produksjon. Den kan eventuelt bidra til å tilknytte ny produksjon ved å bli bygget nærmere utpekte vindkraftområder som ikke har mulighet for å tilknytte til transmisjonsnett i dag. NVE har pekt på et område i Nordre Hedmark som et område med veldig gode produksjonsforhold for vindkraft¹⁸. Hvis det blir større aksept for vindkraft på land, ev. kombinert med økte kraftpriser, kan vindkraft bli mer aktuelt og en ledning forbi dette område kan få større nytte. Regionalt bør vi også se ny ledning nord-sør sammen med fornyelsesbehovet for Rendalen-Fåberg og en eventuell tredje 420 kV ledning mellom Lillehammer og Oslo som erstatning for Fåberg-Røykås, samt behov for å forsyne større forbruksvekst i Hamar, Minnesund og Eidskog/Kongsvinger-regionen.

Ved behov for en tredje ledning mellom Lillehammer og Oslo, vil vi vurdere en ny ledning øst eller vest for Mjøsa, og eventuelt som en del av ny forbindelse gjennom Østerdalen. Det er behov for å se mer på dette i kommende utredninger og oppdateringer av områdeplanen.

Utvikling langs 132 kV Minne–Charlottenberg

132 kV-forbindelsen Minne-Charlottenberg krysser grensen til Sverige og utgjorde tidligere en del av elspot-kapasiteten mellom NO1 og SE3 sammen med de 420 kV-ledningene som går fra Østfold over til Sverige (Haslesnittet). Ledningen inngår for tiden ikke lenger i elspot-kapasiteten, men er likevel viktig for forsyningen av blant annet Kongsvinger-regionen. I Charlottenberg er det en fasevidertransformator som gir mulighet til å styre flyten. Ledningen driftes også samlet, altså som del av 132 kV regionalnettet til Elvia i området.

Vi ser at vekst i vanlig forbruk og elektrifisering av transport etter hvert kan gi overlast og spenningsproblemer ved utfall av 132 kV-ledninger. I tillegg er det potensiale for utvikling i forbruk og produksjon i området som utløser behov for tiltak utover det som områdeplanen konkret foreslår. Vi samarbeider nå med Elvia om å utrede behov og mulige tiltak i 132 kV nettet under Minne. I tillegg til å se på utviklingen lokalt er ledningen en mellomlandsforbindelse, og behovet for å utveksle kraft med Sverige må vi også vurdere. Foreløpig har vi ingen konkrete planer i dette området om økt utvekslingskapasitet mot Sverige.

¹⁸ Forslag til Nasjonal ramme for vindkraft, 2019. <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/nasjonal-ramme-for-vindkraft/>

Tiltak i regionalnettet

Parallelt med tiltak i transmisjonsnettet er det også planer i regionalnettet. Tabellen under viser tiltak i regionalnettet i Innlandet.

Tabell 1 Oversikt over tiltak i regionalnettet, aktuell regionalnetteier og tilstøtende transmisjonsnettstasjon.

Regional-netteier	Prosjekt i regionalnettet	Tilstøtende transmisjonsnett-stasjon
Elvia	Nye 132 kV-ledninger Åbjøra-Gjøvik	Vardal (Skyberg)
Elvia	Økt kapasitet til Raufoss industripark	Vardal (Skyberg) og Minne
Elvia	Diverse kapasitetsøkninger i ulike trafostasjoner Rudshøgda, Hunderfossen, Alvdal, Furnes Skjefstadfossen og Nord-Odal	Alle
Elvia	Reinvestering Skarnes, Kongsvinger, Eidskog og økt transformatorkapasitet i Eidskog og Skarnes	Minne
Elvia	Økt kapasitet og forsyningsikkerhet til Stange	Minne og Vang
Elvia	Reinvestering av 66 kV-ledning Rendalen-Koppang	Rendalen
Elvia	Fornyelsesbehov 66 kV ledning Nord-Odal-Kvisler	Minne
Elvia	Kapasitetsøkning/temperaturoppgradering Heradsbygd-Åsnes-Kongsvinger	Vang og Minne
Elvia	Fornyelsesbehov 66 kV Sollia-Nedre Vinstra	Nedre Vinstra
Elvia	Reinvestering av ledning Fåberg-Brumunddal	Fåberg og Vang
Fjellnett	Ny transformatorstasjon på 132/66 kV i Lesja	Vågåmo
Fjellnett	Ny transformator 132/66 kV i Vågåmo	Vågåmo
Vevig	Ny 132 (66) kV linje fra Hunderfossen (Elvia) – ny transformatorstasjon på Tingberg vest med 132(66)/22 kV transformering	Fåberg
Vevig	Ny Vinstra transformatorstasjon 132/66 kV	Nedre Vinstra
Vevig	Ny Ringebu transformatorstasjon 132/66 kV	Nedre Vinstra

Samfunnsmessig rasjonalitet

Tiltakene er delt opp i nyttepakker

I områdeplanen er det planlagt mange prosjekter der nytten først blir utløst når tilstøtende prosjekter er gjennomført. For å bedre kunne forklare og vurdere disse sammenhengene har vi delt prosjektene inn i *nyttepakker*. Delprosjektene i nyttepakkene kan tilhøre ulike trinn og dermed gjennomføres på forskjellige tidspunkter.

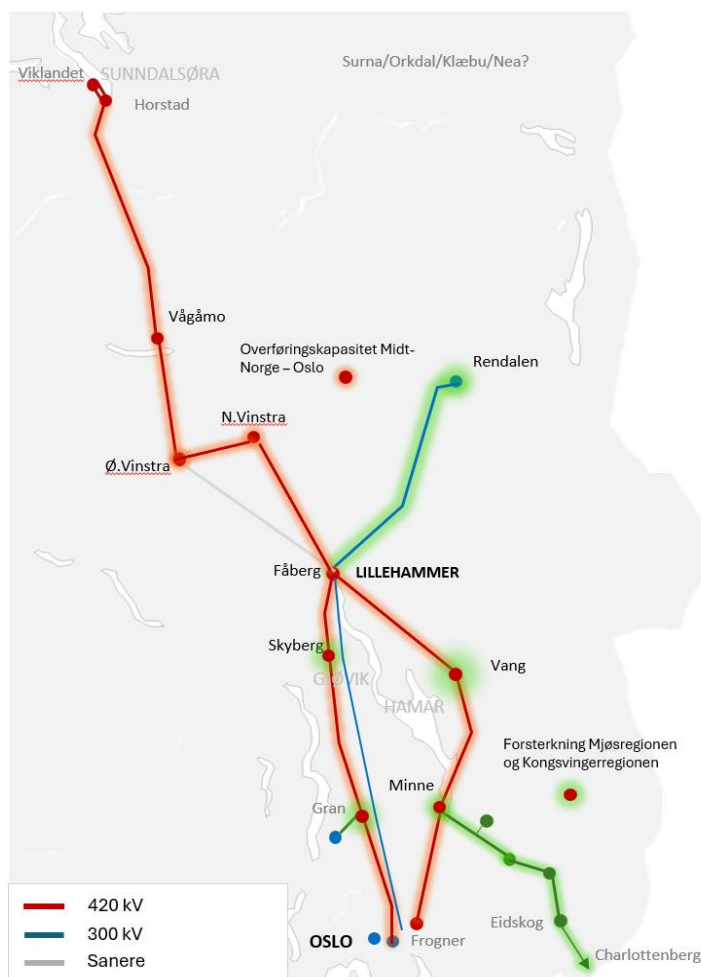
I del-kapitlene under redegjør vi først for oppdeling av nyttepakker i denne områdeplanen og hvilken nytte vi anslår at dette kan gi. Så tar vi for oss ulempene i form av investeringer og innvirkning på areal, miljø og klima. Til slutt presenterer vi en overordnet oppsummering.

Vi oppnår nytte ved økt kapasitet mellom regioner og tilknytning av forbruk

I målnett er vi over på 420 kV drift om lag 20 år før nullalternativet. Dette innebærer at vi tidligere får et kapasitetsløft i nettet, slik at vi kan frakte mer kraft inn til, og gjennom området. Nettet i Innlandet er en transportkanal mellom Midt-Norge og Oslo. Målnett reduserer derfor flaskehalsene i transmisjonsnettet og prisforskjeller mellom NO1 og NO3. Videre bedrer målnett forsyningsikkerheten i området og muliggjør tilknytning av mer forbruk og produksjon og dermed næringsutvikling og fornybar produksjon. Et transmisjonsnett på 420 kV reduserer også nettapene, sammenliknet med videre drift på 300 kV.

Vi legger til grunn at det blir utløst positiv nytte av at målnett muliggjør tilknytning av nytt forbruk. Nytteverdien kommer fra meravkastningen næringsvirksomheten får ved å knytte seg til nett, fratrukket alternativavkastningen og nyttevirkinger til andre innsatsfaktorer som vei eller havn. Deler av nytteeffekten kan også bli realisert i nullalternativet, men da på et senere tidspunkt.

Nyttepakken "Forsterkning Mjøsregionen og Kongsvingerregionen" er tiltak hvor vi øker transformeringskapasiteten i stasjoner, samt gjør tiltak for å øke kapasiteten lokalt rundt Mjøsa og Kongsvinger. Tiltakene muliggjør tilknytning av nytt



Figur 11 Figuren viser nyttepakker i målnett. Nyttepakkene er Forsterkning Mjøsregionen og Kongsvingerregionen, og Overføringskapasitet Midt-Norge - Oslo.

forbruk og ny produksjon, samt sikrer at vi opprettholder dagens forsyningssikkerhet. Tiltakene er nødvendig for å tilfredsstillе tilknytningsplikten. Tiltakene i denne nyttepakken vil trinnvis fjerne dagens begrensninger for tilknytning av forbruk og produksjon i 132 kV-regionalnettet i Mjøs-området.

Nyttepakken "Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo" er gjennomføring av tiltak som øker overføringskapasiteten mellom NO3 og NO1. I hovedsak ligger tiltakene i områdeplan Innlandet, men er tett knyttet opp mot områdeplan Oslo, Akershus og Østfold, samt områdeplan Midt. Nyttepakken gir økt kapasitet mellom Midt Norge og Oslo, noe som reduserer prisforskjellene mellom NO1 og NO3 tidligere enn ved nullalternativet. Tiltakene gjør også at vi kan tilknytte mer kraftproduksjon i Innlandet, sammenliknet med nullalternativet.

Hvilke prosjekter som inngår i nyttepakken, fremkommer i tabellen under. I tillegg til nyttepakken er det flere mindre fornyelses- og vedlikeholdsprosjekter som må gjøres for å opprettholde tilstand og drift i dagens anlegg, som ikke er inkludert i tabellen. Disse tiltakene inngår både i nullalternativet og målnettet da de vil måtte gjennomføres uansett.

Målnettet i 2045 har en samlet merkostnad på 3-6 mrd. kroner i nåverdi

Kostnadene ved alle planlagte tiltak er estimert til ca. 14-19 milliarder NOK, eller om lag 11-13 mrd. NOK på nåverdiform¹⁹. Det krever betydelig reinvestering å opprettholde dagens strømforsyning. Merkostnaden ved tiltak som går utover nullalternativet, enten ved at vi fremskynder reinvesteringer eller tilfører ny kapasitet ved for eksempel nye forbindelser, er beregnet til rundt 3-6 mrd. NOK i nåverdi.

Utbyggingen av kraftnett påvirker natur og klima

Utbygging av kraftnett er en forutsetning for at samfunnet kan produsere og bruke mer elektrisitet, men har selv en påvirkning på natur og klimaet, i tillegg til den økonomiske kostnaden. I områdeplanen planlegger vi gjennom fornyelser ca. 230 km. ledning som enten går i eksisterende trasé eller hvor ny trasé erstatter dagens. I tillegg planlegger vi 145 km ny ledning i ny trasé. Med et byggeforbudsbelte (område hvor det ikke kan oppføres andre strukturer) på 40 meter utgjør arealbeslaget fra disse nye forbindelsene ca. 6 km². Naturinngrepet fra en ledning er imidlertid mindre. I snitt er det 3 mastepunkter per km ledning, og disse gir et fysisk og varig negativt avtrykk. Når luftledninger rives, fjernes mastepunktene. Målnettet muliggjør sanering av ledning ved å gå fra to til en ledning mellom Vinstra og Lillehammer, som gir ca. 50 km mindre ledning.

Arealbeslaget fra planlagte stasjoner og ledninger i områdeplanen er på om lag 6,5 km², hvorav 2 km² er å regne som nullalternativet. Til sammenlikning beslaglegger eksisterende stasjoner og ledninger i områdeplanområdet i dag ca. 41 km², altså innebærer planlagte stasjons- og

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 reinvesteringer. Nullalternativet for områdeplanen er en videreføring av dagens situasjon, men ved reinvestering standardiserer Statnett nye anlegg på 420 kV spenningsnivå. Nullalternativet inkluderer ikke økt kapasitet utover det oppgradering fra 300 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.

¹⁹ Nåverdiberegningen gjøres med en diskonteringsrente på 4%.

ledningstiltak en økning på omtrent 15%. Vi estimerer utslipp fra de planlagte tiltakene i områdeplanen til rundt 210 tusen tonn CO₂e (135 tusen tonn i nullalternativet)²⁰. Estimatenes bygger på de samme erfaringstallene som danner grunnlag for vårt utslippsregnskap som en del av [årsrapporteringen](#). Mye av behovet for nettførsterkningene handler om å redusere CO₂-utslipp hos sluttbrukerne av strøm.

Når det bygges nye ledninger, eller ledninger fornyes gjøres dette på 420 kV spenningsnivå. 420 kV gir 40% mer termisk kapasitet og 50% mindre tap, i forhold til samme anlegg ved 300 kV. Når vi bygger nye ledninger bygger vi også for mye større kapasitet, selv om vi driver med 300 kV fram til spenningsløftet. Målnettet gir altså dobbel kapasitet ved samme, eller mindre arealbruk som dagens nett.

Statnett er opptatte av å ta hensyn til arealbruk, sårbar natur og sårbare arter når vi planlegger trasé og utfører anleggsarbeid, og har prosesser for å ivareta dette i det enkelte prosjekt. Under redegjør vi kort for viktige hensyn å ta for planlegging i hver av nyttepakkenes. Konfliktpotensialet er knyttet til dagens kunnskapsnivå - kommende kartlegginger vil sannsynligvis vise flere viktige områder enn angitt under.

Forsterkning Mjøsregionen: I denne nyttepakken vil enkelte prosjekter komme tett på ulike typer verneområder og verdifulle naturtyper. Ledningen ned mot Charlottenberg går gjennom en del befolkede områder og større områder med stor verdi for friluftsliv, og det kan bli behov for tilpasninger tilknyttet dette. Ledningen opp mot Rendalen passerer mye verdifull natur med verneområder og verdifulle naturtyper, samt går gjennom Rondane villreinområde. Rundt Mjøsa er det mange viktige leveområder for fugl og flere verdifulle kulturlandskap.

Overføringskapasitet Midt-Norge-Oslo: I denne nyttepakken vil enkelte prosjekter komme tett på naturvern- og naturreservatområder. Ledningen nord for Fåberg går gjennom Dovrefjell/Sunndalsfjella nasjonalpark og flere andre verneområder, der det er en truet villreinstamme. Oppgradering til 420 kV vil kreve mye transport med terrenggående kjøretøy og helikopter midt i leveområdene for villrein. Det vil komme krav om å ta særlige hensyn her. Strekningen gjennom Gudbrandsdalen fra Vågåmo-Lillehammer-Oslo går gjennom Lågendelta naturreservat samt områder med svært verdifull kulturminneverdi. Her er det også flere områder som er svært viktige for friluftsliv.

Hvordan vi til slutt har valgt traseer og tomter vil fremgå av konsesjonssøknaden for det enkelte prosjekt. Les mer om hvordan Statnett jobber for å ivareta naturen [her](#). Vi utarbeider også arealregnskap som en del av [årsrapporteringen](#).

Oppsummering av samfunnsøkonomiske virkninger

Tabellen under gir en forenklet oppstilling av de samfunnsøkonomiske virkningene. Noen av de viktigste tiltakene er listet opp i tabellen. For ledninger handler dette i stor grad om spenningsoppgradering, altså at den gamle ledningen blir erstattet med en ny i tilnærmet samme trase. Unntaket er ny forbindelse Lillehammer-Oslo. I raden for kostnader er nåverdi vist som et anslag på den samfunnsøkonomiske kostnaden. Det vil si forskjellen i nåverdi mellom tiltak og fremdrift i områdeplanen mot nullalternativet.

²⁰ 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.

Oppsummering av tiltakene og de samfunnsøkonomiske virkninger

Tabell 2 Tabellen viser oversikt over trinnene i nytte pakkene og de samfunnsøkonomiske virkningene

	Forsterkning Mjøsregionen og Kongsvinger-regionen	Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo (Innlandet)
Trinn 1	Ny stasjon 420kV: Skyberg* Fornyelser i stasjon og økt kapasitet: Rendalen* Temperaturoppgradering: Minne-Charlottenberg	Temperaturoppgradering og oppisolering til 420kV: Frogner-Minne-Vang-Balbergskaret Økt transformator kapasitet og autotrafo: Vågåmo Temperaturoppgradering og oppisolering til 420 kV: Aura-Vågåmo
Trinn 2	Oppgradering stasjon 420kV: Vang Oppgradering stasjon 420kV: Minne Ny stasjon 420 kV: Gran (Hadeland)	Oppgradering stasjon 420kV: Nedre Vinstra Ny ledning 420kV: Lillehammer-Oslo. Ny stasjon 420 kV: Fåberg Ny ledning 420kV: Nedre Vinstra-Fåberg Oppgradering/ny stasjon 420 kV: Vågåmo Oppgradering stasjon 420 kV: Øvre Vinstra Ny ledning 420kV: Vågåmo-Øvre Vinstra- Nedre Vinstra
Trinn 3	Spenningsheving til 420 kV	Spenningsheving til 420 kV
Trinn 4	Ny ledning: Rendalen-Fåberg/Vang	
Investerings* Nåverdi **	6-8 mrd. NOK 0,5-1 mrd. NOK	8-11 mrd. NOK 3-5 mrd. NOK
Klima og miljø	92 km ledning fornyes 0,3 km ² arealbeslag	138 km ledning fornyes 145 km ny ledning 6 km ² arealbeslag
Nytte	Tiltakene sikrer at vi opprettholder dagens forsyningsikkerhet og gir økt transformeringskapasitet til økt forbruk og produksjon. Tiltakene fjerner begrensninger for tilknytning av forbruk og produksjon i regionalnettet.	Fremskynding av økt kapasitet inn til og gjennom området. Sikrer og bedrer forsyningsikkerheten i området tidligere enn i nullalternativet. Reduserer flaskehalsen mellom NO1 og NO3. Tiltakene gir også mulighet til å tilknytte mer forbruk og produksjon.

¹Investeringer totalt (ikke nåverdi)

²Nåverdi. Differansen mellom planlagte tiltak og nullalternativet

*Tiltakene har fått konsesjon, er igangsatt og inngår både i nullalternativet og målnettet

Usikkerhet og videre arbeid

Usikkerheter i målnett

Målnett 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. Det vil være endringer og utvikling i behov som må hensyntas underveis. Basert på overvåkning og risikokartlegging av anleggene vil fornyelser og levetidsforlengelser vurderes. Utvikling i hvilke forbruksplaner som modnes raskest vil kunne påvirke tempo for de ulike tiltakene og rekkefølgen de gjennomføres i. Tiltak som er gjenstand for anleggsbidrag, vil også være avhengig av forpliktelser fra kunder. Utvikling av ny produksjon påvirker utviklingen av transmisjonsnett på sikt. Samtidig er tilknytningskøen samlet sett omfattende med seriøse aktører bak. Vi har derfor lagt til grunn en betydelig vekst både i forbruk og produksjon, men utfallsrommet på oppsiden er stort.

Vi kan ikke utelukke at det kan dukke opp nye behov og utviklingstrekk i fremtiden som vil kreve løsninger og tiltak som vi ikke har identifisert per nå. Når det gjelder spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV, er usikkerheten betydelig mindre. Statnett har besluttet tiltakene som inngår i målnett, men detaljer om løsningsvalg og omfang vil avklares underveis i de konkrete prosjektene, og endelig besluttes når vi fatter investeringsbeslutning.

Fremdriften for nettforsterkningstiltakene i målnett 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 – slik som dialogmøtene vi har om områdeplanene. Fremdriften er også avhengig av interne og eksterne begrensninger. Prioritering i Statnetts totale portefølje kan påvirke fremdriften av gjennomføringen.

Innlandet fylkeskommune har besluttet å lage en regional plan for hovednett for strøm. Formålet med planen er å bidra til en mer effektiv planleggings- og utbyggingsprosess for transmisjonsnett og redusere ledetid.²¹ Statnett deltar i dette arbeidet sammen med representanter for Elvia, Vevig og Fjellnett, og er positive til initiativer som kan gjøre plan- og myndighetsprosesser mer effektive.

I 2025 ferdigstiller Statnett en ny "Analyse av transportkanaler" (ATK). Denne vil, sammen med områdeplanene, være et sentralt underlag til Statnetts Systemutviklingsplan (SUP), som lanseres mot slutten av 2025. Årets ATK vil blant annet se nærmere på hvordan stort volum solkraft i Innlandet i kombinasjon med ulike varianter av forbruksvekst påvirker flaskehals og behov for nett, og hvor mye solkraft vi kan tilknytte med planlagt nett. Arbeidet med disse rapportene vil se på totaliteten og områdene i sammenheng, noe som kan ha betydning for prioriteringer og fremdrift av tiltakene.

Usikkerhet knyttet til kostnader og klima- og miljøvirkninger

Det er betydelig usikkerhet knyttet til investeringskostnadene vi oppgir i denne planen. Vi har brukt erfaringstall for å estimere kostnadene, men disse er trolig mer presise for prosjekter nært i tid enn for prosjekter lengre ut i planperioden. I lys av at vi opplever at kostnadene til komponenter og arbeid har økt betydelig de siste årene regner vi det som sannsynlig at vi i denne planen kan se en økning i de totale kostnadene. Vi har også definert et nullalternativ, blant annet for å

²¹ [Vil ha regional plan for strømmettet - Innlandet fylkeskommune](#)

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 klima- og miljøvirkninger

Arealbruken vi estimerer er usikker av flere grunner. For det første er det usikkert hvor store stasjoner vi vil behøve å bygge, særlig langt frem i tid. For eksempel krever et gassisolert anlegg (GIS) mye mindre areal enn et luftisolert et (AIS), og det foregår store fremskritt innenfor GIS-anlegg med redusert bruk av miljøskadelige gasser (SF6). Dersom SF6-frie GIS-anlegg blir den nye standarden vil vi bruke langt mindre plass per stasjon enn hva vi har estimert her. Innenfor utslipp er det også stor usikkerhet. Estimaten i denne planen baserer seg på dagens teknologi og materialsammensetning (aluminium, stål betong etc.), men også her skjer det teknologisk utvikling, i tillegg til at Statnett arbeider aktivt for å redusere denne typen utslipp. Vi tror derfor estimatene er noe høye og vi forventer at utslipp per km og komponent i stasjon vil falle i planperioden. Det er samtidig vesentlige kilder til utslipp som vi ikke beregner i denne planen – for eksempel fra kabel, arealbruksendringer og veibygging.

Videre arbeid

I arbeidet med områdeplan for Innlandet 2025 har vi identifisert flere behov som vi skal analysere videre. Tiltakene og fremdrift vil inngå i fremtidige områdeplaner og Statnetts prosjektportefølje. De mest sentrale er listet opp under.

Tabell 3 Oversikt over behov som skal analyseres videre frem mot kommende områdeplaner

Videre arbeid	Beskrivelse
Tilknytning på vilkår	I samarbeid med Elvia, Fjellnett, Vevig og kunder undersøke mulighetene for å utnytte fleksibilitet hos kunder eller bruk av batterier for å kunne tilknytte flere kunder i påvente av planlagte nettforsterkninger.
Nettutvikling langs 132 kV Minne-Charlottenberg	Utvikling i forbruk og produksjon i dette området og behov for anleggsfornyelser i regionalnettet vurderes sammen med Elvia for å finne mest rasjonell nettutvikling i området.
Kompenseringsbehov	Det er behov for både dynamisk og statisk kompensering. Dette vil vurderes i forbindelse med de enkelte prosjektene, og både på kort og lang sikt.
Forsterkning nord-sør gjennom området (Midt-Norge - Østlandet)	Vurdere behov for en ny forbindelse mellom Midt-Norge og Østlandet gjennom Østerdalen, og en tredje forbindelse mellom Lillehammer og Oslo. Ses i sammenheng med fornyelse av Rendalen-Fåberg.

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). Statnett 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 2 er investeringsbeslutning fattet, og i fase 3 er prosjektet under gjennomføring/bygging.

Prosjekter med konsesjon

Tabell 4 Tabellen viser igangsatte prosjekter med konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon mottatt	Forventet ferdigstilt
Rendalen	Fornyelse kontrollanlegg og ny 300/132 kV transformator	3	2023	Innen 2027
Skyberg	Ny 420 kV stasjon	3	2024	Innen 2027

Prosjekter uten konsesjon

Tabell 5 Tabellen viser besluttede prosjekter uten konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt
Aura-Vågåmo	Oppisolering og temp.oppgradering	0		
Lillehammer-Oslo	Ny 420 kV ledning og stasjoner i Lillehammer og Gran	0	2030	4 år etter konsesjon
Vågåmo-Øvre Vinstra	Ny 420 kV ledning	0	2032	3 år etter konsesjon
Øvre Vinstra-Nedre Vinstra	Ny 420 kV ledning	0	2032	2 år etter konsesjon
Nedre Vinstra-Fåberg	Ny 420 kV ledning	0	2032	4 år etter konsesjon
Balbergskaret-Vang-Minne-Frogner	Oppisolering og temperaturoppgradering	0		
Vågåmo 420 kV	Utvidelse/ ny stasjon, økt transformeringskapasitet	0	2032	3 år etter konsesjon

Øvre Vinstra 420 kV	Utvidelse og oppgradering	0	2032	3 år etter konsesjon
Nedre Vinstra 420 kV	Utvidelse og oppgradering	0	2032	3 år etter konsesjon
Vang 420 kV	Utvidelse/ ny stasjon, økt transformeringskapasitet	0	2029	3 år etter konsesjon
Minne 420 kV	Utvidelse/ ny stasjon, økt transformeringskapasitet	0	2029	3 år etter konsesjon

Prosjekter som planlegges å starte opp

Tabell 6 Tabellen viser oversikt over mulige fremtidige prosjekter

Prosjekt	Beskrivelse	Planlagt oppstart
Skarnes og Kongsvinger stasjoner	Fornyelse av stasjoner	2030
Minne-Charlottenberg	Forsterke eller bygge ny ledning	2030
Rendalen-Fåberg/Vang	Fornyelse av dagens ledning Rendalen-Fåberg, som må ses i sammenheng med eventuell ny forbindelse Lillehammer-Oslo	2030-35
Ny forbindelse Midt-Norge-Østlandet	Ny 420 kV kanal gjennom Østerdalen	2030-35
Ny forbindelse Lillehammer/Rena-Oslo	En tredje 420 kV forbindelse mellom Lillehammer og Oslo, som en forlengelse gjennom Østerdalen (Rendalen-Vang/Kongsvinger-Frogner) eller som ny ledning Lillehammer-Oslo vest for Mjøsa.	2030-35

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

