

Områdeplan Sogn til Sunnmøre



Fotograf: Johan Wildhagen

Sammenheng

Områdeplan Sogn til Sunnmøre dekker store deler av Sogn og Fjordane og Sunnmøre. Området har samlet sett høy kraftproduksjon, men også mye kraftkrevende industri. Dagens forbruk er på omtrent 1500 MW, der om lag en tredjedel er industriforbruk. Transmisjonsnettets i området er avgrenset av transformatorstasjonene Ørskog i nord, Fortun (nord for Årdal) i øst og Sogndal/Sognefjorden i sør. I 2016 satte Statnett i drift en ny 420 kV-forbindelse fra Sogndal til Ørskog. Dette var en av de aller største investeringene til Statnett i perioden mellom 2010 og 2016.

Frem til nå har nettutviklingen, spesielt i Sogn og Fjordane, vært drevet av behovet for å tilknytte ny kraftproduksjon. Vi har gjennomført eller er i gang med flere tiltak for å legge til rette for ny produksjon. Det er fortsatt et stort potensial for ny kraftproduksjon i området, både effektutvidelser av eksisterende vannkraft, småkraft, vindkraft på land og fremtidig havvind. De senere årene har det vært en betydelig økning av forbruksplaner også i dette området. Det er flere store planer om nytt forbruk knyttet til eksisterende industri, ny industri og elektrifisering av petroleum. Vi har reservert kapasitet til mye nytt forbruk, men på grunn av overordnede begrensninger inn til budområde NO3 (Midt-Norge) må mye nytt forbruk stå i kapasitetskø. En viktig forutsetning for at vi kan knytte til økt forbruk i NO3 i fremtiden vil være at det bygges ut ny kraftproduksjon.

Det er mange nye anlegg i området, men vi har driftsutfordringer mellom Ørsta og Høyanger

Transmisjonsnettets i området består for det meste av relativt nye anlegg, med ledninger og stasjoner fra Sogndal til Ørskog som ble satt i drift i 2016, samt de eldre anleggene i Indre Sogn. I Indre Sogn har vi bygget nye Leirdøla stasjon. Vi opplever likevel en del utfordringer i driften av de nye anleggene. Enkelte steder tåler ikke ledningen harde værforhold som gir dårlige driftsforhold og økt vedlikehold i et område der feilrettings- og vedlikeholdsarbeid kan by på store utfordringer. Dette er spesielt knyttet til 420 kV-ledningene, der det har vært gjennomført ulike tiltak for å bedre driftssikkerheten på ledningen fra Ørsta til Høyanger, spesielt på strekningen Moskog-Høyanger. Vi planlegger ytterligere tiltak for å bedre driftssikkerheten på denne ledningen (strekningen Ørsta-Høyanger).

Det er god fremdrift for prosjektene som er i gang i området

Aurland-Sogndal er under bygging og fremdriften går som planlagt mot idriftsettelse for ledning i 2025, mens stasjonen Aurland 1 er planlagt ferdigstilt i 2028. Siden forrige områdeplan har vi satt i drift en ny transformator i Moskog. Vi har også god fremdrift for ytterligere to prosjekter som øker transformeringskapasiteten:

- I Ørskog ble ny transformator spenningssatt i januar 2025. Her holder også Linja på å bygge om/fornye sin Giskemo stasjon som ligger nær vår stasjon. Her gjør i tillegg Linja et oppdrag for Statnett med utskifting av 132 kV bryterfeltene i Giskemo stasjon.
- Økt transformatorkapasitet i Ørsta. Her har vi sendt konsesjonssøknad. Planlagt oppstart gjennomføring (BP3-dato) er høst 2025.

I Indre Sogn har vi gjennomført temperaturoppgradering på 300 kV-ledningene mellom Sogndal, Leirdøla og Fortun. Vi har fått konsesjon for å bygge nye Jamnene transformatorstasjon (erstatte Fortun stasjon) og det planlegges for byggestart innen sommer 2025. Økt kapasitet på ledningen fra Sogndal, via Leirdøla til Fortun vil sammen med nye Jamnene stasjon legge til rette for tilknytning av økt kraftproduksjon i området. All tilgjengelig kapasitet for økt produksjon, som disse tiltakene bidrar med, er reservert.

Vi har fullført konseptvalgutredning (KVU) for Indre Sogn

I områdeplanen fra 2023 går det frem at det ikke er kapasitet i transmisjonsnettet til omsøkt, økt industriforbruk i Indre Sogn. I juni 2023 fikk Statnett en forespørsel fra Hydro om å sette i gang en utredning av tiltak for å øke kapasiteten for tilknytning. På bakgrunn av dette har Statnett gjennomført en KVU, og sammen med Linja sett på mulige tiltak for økt tilknytning av forbruk i Øvre Årdal. Anbefalt konsept er å bygge en ny 420 kV ledning fra Sogndal til Øvre Årdal, erstatte dagens regionalnett på 132 kV mellom nye Jamnene stasjon og Øvre Årdal, samt en ny transmisjonsnettstasjon i Øvre Årdal. Energidepartementet har hatt konseptvalgutredningen på høring, og Statnett avventer prosessledende uttalelse fra departementet. Tiltakene som er anbefalt i KVUen er anleggsbidragspliktige. Det er mulig å gjennomføre tiltak i regionalnettet, som sammen med nye Jamnene stasjon vil tilrettelegge for noe økt forbruk frem til tiltakene i KVUen eventuelt er gjennomført.

Forbruk i Sogn til Sunnmøre er del av en felles tilknytningskø for budområde NO3

Mesteparten av området som dekkes av *områdeplan Sogn til Sunnmøre* ligger i budområde NO3, unntaket er for Sogndal og østover mot Indre Sogn, denne delen av planen ligger i budområde NO5. I etterkant av publisering av områdeplanen i 2023 konkluderte vi med at forbruksplanene i NO3 ble begrenset av kapasiteten inn til området. NO3 som underskuddsområde er avhengig av tilstrekkelig overføringskapasitet inn til regionen for å forsyne forbruket, spesielt i perioder med lav lokal produksjon. Sogn til Sunnmøre er i seg selv et overskuddsområde, mens Nordmøre er et underskuddsområde og Midt omtrent er i balanse. I samarbeid med de regionale nettselskapene og Statnetts direktekunder har vi gjennomgått alle aktive tilknytningssaker i NO3 høsten 2024. Formålet med dette var å bekrefte hvilke reservasjoner og saker i kapasitetskø som skal opprettholdes, samt hvorvidt noen er kansellert eller trukket. Generelt sett er det lite bevegelse i reservasjonene. Ca. 50 MW reservert kapasitet er trukket, og noe er trukket fra kapasitetskøen. Samtidig har mange nye prosjekter kommet til i kapasitetskøen i løpet av året, slik at kapasitetskøen har økt fra 1300 MW i 2023 til 2100 MW i 2024. Statnett har besluttet å nedjustere volumet vi setter av til vanlig forbruk, og sammen med frigjort kapasitet utgjør dette til sammen 250 MW. Tilknytningssakene i kapasitetskøen som får reservere kapasitet som følge av dette, befinner seg ikke i området som denne områdeplanen dekker, men endringen fører til at tilknytningssakene i Sogn til Sunnmøre rykker fremover i kapasitetskøen for NO3. I tillegg vurderer Statnett muligheten til å reservere til forbruk med særlige vilkår.

Hva skal til for å økte kapasiteten inn til NO3?

Statnett jobber for å styrke kraftoverføringen inn til området. Vi planlegger spenningsoppgradering av transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen fra 300 kV til 420 kV. Vi anslår at dette vil være klart omkring 2035. I tillegg ser vi behov for å spenningsoppgradere 220 kV forbindelsen mellom Nedre Røssåga på Helgeland mot Ajaure i Sverge. Dette tiltaket forutsetter at den svenske transmisjonsnett-eieren, Svenska kraftnät, ønsker det samme. Tiltaket kan stå klart omkring 2035. Foreløpig er det ikke klarlagt hvor mye kapasitet disse to tiltakene vil gi til mer forbruk i NO3, men vi planlegger å utrede dette ytterligere i løpet av 2025. Selv om Sogn og Fjordane er et område med kraftoverskudd, er NO3 totalt sett et underskuddsområde som er avhengig av kraft fra andre budområder. Økt produksjon, både i form av effekt og energi, vil være positivt for kraftbalansen, og på sikt muliggjøre økt tilknytning av forbruk. I Statnett jobber vi kontinuerlig for å utnytte nettet bedre, blant annet med ny teknologi. Det kan være gjennom økt fleksibilitet på forbrukssiden for å tilknytte mer forbruk. I tillegg kan økt bruk av systemvern eller tilknytning på vilkår, hvor ulike kunder kobles ut ved kritiske utfall i nettet, også være en mulighet for å tilknytte mer forbruk. Ulempen med systemvern er at det kompliserer driftssituasjonen og medfører fare for større utfall andre steder i nettet. I et stadig mer komplisert kraftsystem er det behov for ny teknologi for å øke utnyttelsen gjennom smartere drift.

Behov for ytterligere utredning for å vurdere behov for nye Grov stasjon

Grov transformatorstasjon kan være et aktuelt tiltak for å legge til rette for økt forbruksvekst rundt Nordfjord. For å slå fast om Grov stasjon er et riktig ledd i den regionale nettutviklingen i området, må vi sammen med Linja og BKK vurdere om det er samfunnsøkonomisk rasjonelt sammenlignet med alternative nettløsninger, gitt forbruksvekst og produksjonsplaner regionalt.

Vi ser en økning i produksjonssaker i området

Siden områdeplanen ble laget i 2023 har det blitt meldt inn flere produksjonssaker i området. Det dreier seg hovedsakelig om vindkraft under Høyanger og Ålfoten, effektoppgradering av eksisterende vannkraft, samt en hel del småkraftsaker. Under Ålfoten er de innmeldte vannkraftprosjektene Bredvatn og Øksenelvane primært effektoppgraderingsprosjekter, det samme gjelder Tussa kraft sitt prosjekt under Ørsta. I Indre Sogn har vi mottatt ytterligere søknader med til sammen om lag 30 MW vannkraft. Havvindområdene Vestavind A og Vestavind B ligger utenfor kysten i denne områdeplanen, men det er foreløpig stor usikkerhet knyttet til om og eventuelt når det blir realisert havvind her.

Samfunnsøkonomisk nytte synliggjøres gjennom nyttepakker

I områdeplanen definerer vi "nyttepakker" og sammenligner nytte og kostnaden av disse mot et nullalternativ. Nyttepakkene har utgangspunkt i geografisk beliggenhet, dernest rolle i nettet. Merkostnaden ved tiltak som går utover nullalternativet, ved at vi tilfører ny kapasitet for eksempel ved nye forbindelser, er beregnet til om lag 3 – 4 mrd. i nåverdi. Kostnadene ved alle planlagt tiltak er estimert til ca. 7 – 9 milliarder kroner i faste kroner. I tillegg til kostnader og nytte vurderer vi arealbruk og utslipp fra utbyggingen. Basert på våre vurderinger er det sannsynlig at nyttevirkningene ved målnett på overordnet nivå vil overgå de negative virkningene, dersom vi følger forventet utvikling. Hvorvidt hvert enkelt tiltak i nyttepakkene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, må utredes i videre analyser for de senere trinnene.

Innhold

Situasjonsbeskrivelse	4
Behov	7
Trinnvis plan for utvikling	13
Samfunnsøkonomisk rasjonalitet	15
Usikkerheter og videre arbeid	20
Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter	22

Situasjonsbeskrivelse

Områdeplan Sogn til Sunnmøre omfatter transmisjonsnettets avgrenset av transformatorstasjonene Ørskog i nord, Fortun i øst og Sogndal/Sognefjorden i sør. Områdeplanen har tre tilgrensende områdeplaner: *Midt, Bergensområdet og Haugalandet og Hallingdal og Ringerike.*

I 2016 idriftsatte Statnett 420 kV-ledningen mellom Ørskog og Sogndal. Denne erstattet og avlastet da 132 kV-nettet som var i området fra før. Den nye ledningen strekker seg fra Sogndal i sør, via stasjonene Høyanger, Moskog, Ålfoten, Ørsta og Sykkylven til Ørskog stasjon i nord. Ledningen og de nye transformatorstasjonene har håndtert mye ny kraftproduksjon og legger til rette for økt forbruk.

I områdeplanen beskriver vi et strategisk målbilde for utviklingen av transmisjonsnettets i området. Vi oppdaterer planen annethvert år, slik at vi fanger opp endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk. Desto lenger frem i tid vi ser, desto større er usikkerheten. Dermed er det liten usikkerhet knyttet til de tiltakene vi foreslår å gjøre først, og større usikkerhet for senere tiltak.



Figur 1 Dagens transmisjonsnett i områdeplanen

Dagens kraftsystem

Området har i dag totalt sett et stort produksjonsoverskudd, spesielt i Sogn og Fjordane. Sunnmøre isolert sett har en jevnere kraftbalanse og kan ha et effektunderskudd deler av året. Det er bygget flere vindkraftverk langs kysten sammen med ny vannkraft og småkraft i indre strøk. Kraftproduksjonen er derfor spredt og består av både regulerbar og ikke-regulerbar produksjon. Det er svært mange (flere hundre) kraftverk i dette området og i omtrent 75 % av tiden er det eksport av kraft fra området. Førde og Ålesund er de største byene, men forbruket i området er dominert av kraftintensiv industri. Hydro har aluminiumsproduksjon i Høyanger og Årdal, mens Elkem har smelteverket i Bremanger.

Transmisjonsnettets i Områdeplan Sogn til Sunnmøre består av den gjennomgående 420 kV-ledningen fra Ørskog i nord til Sogndal i sør, en 300 kV ledning mellom Sogndal og Fortun og en 300 kV ledning Sogndal-Aurland. Regionalnettets i området består i hovedsak av 132 kV og 66 kV anlegg. Ifølge regional kraftsystemutredning for Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal fra 2022 er store deler av dagens regionalnett bygget på 50-, 60- og 70-tallet. Nettanleggene nærmer seg slutten av levetiden, og vil utløse en god del reinvesteringer av regionalnett i årene som kommer.

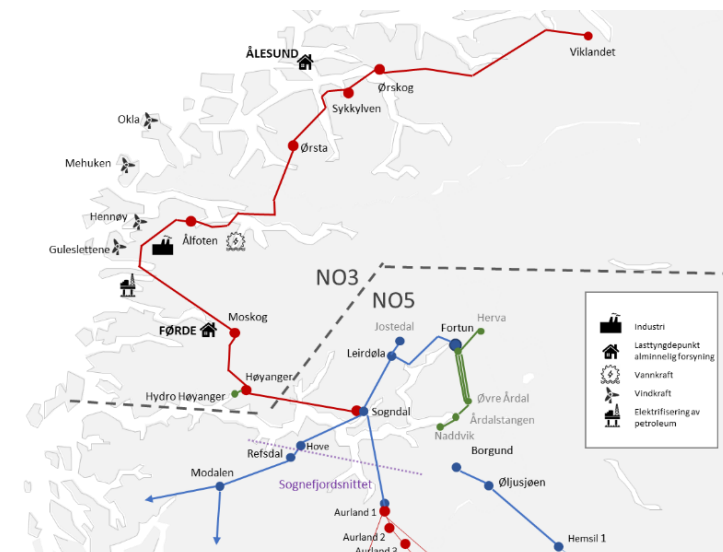
Overføringskapasitet mellom nord og sør

Området som dekkes av denne områdeplanen ligger i to budområder, som vist på kartet under. Mesteparten av området ligger i budområdet NO3 som er avgrenset i sør av 420 kV-ledningen Sogndal–Høyanger og 132 kV-ledningen Mel–Myklebustdalen.

Transmisjonsnettanleggene

Sogndal–Leirdøla–Fortun og Sogndal–Aurland ligger i prisområdet NO5. Skillet mellom de to områdene NO3 og NO5 går mellom transmisjonsnettstasjonene Sogndal og Høyanger.

Statnett har beregnet at det vil bli økt kraftutveksling mellom nord og sør og skal derfor gjennomføre flere store nettførsterkninger, som å oppgradere til 420 kV over Sognefjorden gjennom spenningsoppgradering av Sogndal–Aurland og Sogndal–Modalen og videre sørover på Vestlandet. I tillegg planlegges det forsterkninger fra sør i Nordland, og gjennom Midt-Norge, gjennom Gudbrandsdalen og videre mot Oslo-området.



Figur 2 Budområdegrensene mellom NO5 og NO3

Transmisjonsnettet

Transmisjonsnettet i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre* består av en gjennomgående 420 kV-ledning fra Ørskog i nord til Sogndal i sør, og et 300 kV-nett i Indre Sogn som forbinder Sogndal med Leirdøla og Fortun med en avgrensning mot Jostedal kraftverk. I tillegg inngår 300 kV ledningen Sogndal–Aurland.

Mellom Ørskog og Sogndal har vi ledninger og stasjoner på 420 kV

420 kV-ledningen mellom Ørskog og Sogndal ble satt i drift i 2016 og er ca. 300 km lang. Ledningen ble bygget for å sikre Midt-Norge en bedre strømforsyning og for å gi tilknytning til fornybar kraftproduksjon. I forbindelse med bygging av ny ledning ble det etablert nye transformatorstasjoner i Sogndal, Høyanger, Moskog, Ålfoten, Ørsta og Sykkylven.

Eksisterende transformatorstasjon i Ørskog ble også utvidet med ny transformator. Det har vært utfordringer med utfall knyttet til ising og vind på utsatte strekninger på 420 kV Moskog - Høyanger og 420 kV Ørsta - Ålfoten. Statnett har gjort utbedringer på ledningen 420 kV Moskog -Høyanger, med bla. oppsett av monomaster for fiberkommunikasjon (OPGW) og utskifting av og oppsett av flere faseavstandsholdere. Vi vil utrede hvilke flere tiltak vi må gjøre for å redusere driftsutfordringene på begge strekningene. På fjordspennene over Storfjorden og Hjørundfjorden er det etter havari behov for omprosjektering for å gjøre fjordspennene mer driftssikre. Dette er forventet ferdig i 2025.

I Indre Sogn er nettet over 50 år og vi er i gang med oppgradering og fornying

Indre Sogn er i dag et overskuddsområde bestående av 300 kV-ledningene Sogndal–Leirdøla–Fortun og Leirdøla–Jostedal og tre 132 kV-ledninger fra Fortun til Øvre Årdal og en 132 kV-ledning fra Øvre Årdal til Naddvik via Årdalstangen. Disse 132 kV ledningene var tidligere eid av Statnett, men er nå eid av Linja. 300 kV-ledningene mellom

Sogndal, Leirdøla og Fortun ble bygget i 1970. I tillegg eier Statnett ledningen Jostedal–Leirdøla fra 1989. Etter en gjennomgang i 2023, er tilstanden på 300 kV-ledningene fra 1970, alderen tatt i betraktning, vurdert som god. Statnett har også nå gjennomført en temperaturoppgradering av disse 300kV-ledningene. Vi er også i gang med fornyelse av Fortun stasjon. Den nye stasjonen har fått navnet Jamnene, og anleggsarbeidet planlegges å starte opp i 2025. Fornyelser og oppgraderinger fra Sogndal og sørover mot Modalen er nærmere beskrevet i områdeplanen for Bergensområdet og Haugalandet.

Utfordringer i driften av dagens system

Det er i dag en 420 kV forbindelse mellom Viklandet og Sogndal. Driftsstanser flere steder samtidig på denne strekningen er svært krevende for kraftsystemet, noe som kan gi begrensninger ved planlegging av frakoblinger av delstrekninger i forbindelse med vedlikehold og utbedringer. I tillegg må det koordineres med planlagte frakoblinger i parallell ledning i Gudbrandsdalen. 132 kV regionalnettet mellom Ørskog og Ørsta driftes normalt sammen, men med systemvern som splitter nettet ved utfall av forbindelsen mellom 420 kV stasjonene. I regionalnettet med innmating fra transmisjonsnettstasjonene Ålfoten-Moskog-Sogndal er det relativt mye uregulert produksjon i form av småkraftverk, større elvekraftverk og vindkraft. Dette gjør det krevende å forutse produksjon og fastsette optimale delingspunkt for drift av kraftnettet.

Driften i Indre Sogn er krevende fordi dette er en høyt utnyttet radiell tilknytning til resten av transmisjonsnettet. Med bare én ledning inn, vil forbindelsen til resten av nettet forsvinne når vi må koble ut komponenter for vedlikehold eller ved en feil. I disse situasjonene kan Indre Sogn driftes i såkalt separatdrift. Statnett har mye erfaring med dette, men det er krevende for driften og setter store begrensninger på kraftverkene lokalt. At forbruket i Indre Sogn er dominert av smelteverk med høye krav til oppetid på strømmettet, gjør dette ekstra krevende. Det at nettet er så høyt utnyttet gjør også at Statnett bruker mye tid og ressurser på spesialregulering.

Spenning

I Indre Sogn er det en strukturell underkompensering som har historiske årsaker. Kraftverkene ble bygget som en del av fabrikkprosjektet og det var kraftverkene som utgjorde kilden til reaktiv effekt. I dag er nettet eid av Linja og tilkoblet transmisjonsnettet. Spenningen holdes i dag stabil ved at spesialregulering påser et minimum antall aggregat til enhver tid er innkoblet. Det er krevende å erstatte kraftverkene med kondensatorbatterier på grunn av det svært stramme toleransebåndet for driftsspenningen i dette nettet. Under Moskog og Ålfoten ser vi tidvis tendenser til strukturell underkompensering med kapasitivt behov i regionalnettet. Dette betyr at nettet oftere enn unntaksvis konsumerer mer reaktiv effekt enn det som genereres der. Dette skyldes trolig en kombinasjon av ugunstige sett-punkt i stedlige kraftverk og høy flyt på radielle ledninger med store volum småkraft og uregulerbar vannkraft. Noe kan trolig løses med en gjennomgang av sett-punkt og driftsrutiner hos produsentene, men det kan også bli behov for reaktiv kompensering i regionalnettet. Under Ørskog og Ørsta ser vi tidvis tendenser til strukturell underkompensering med induktivt behov. I timer med lavt forbruk og lite produksjon ser vi høye spenninger og manglende virkemidler for å redusere de. Det kan bli behov for reaktiv kompensering i regionalnettet.

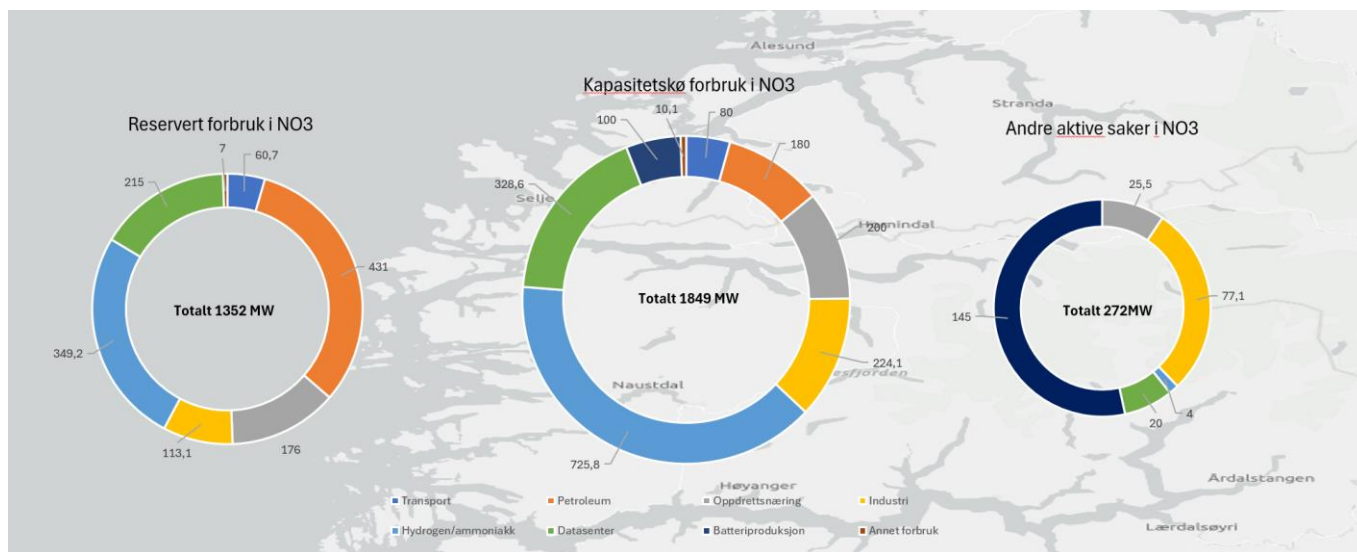
Ved stor forbruksvekst i områdene rundt Ålfoten, Moskog og Høyanger ser vi behov for økt dynamisk kompensering. Dette er nærmere beskrevet neste kapittel.

Behov

Begrenset kapasitet til nytt forbruk i NO3

Forbruk i Sogn til Sunnmøre er del av en felles tilknytningskø for budområde NO3

I etterkant av publisering av områdeplanen i 2023 konkluderte vi med at forbruksplanene i NO3 ble begrenset av kapasiteten inn til området. Budområdet NO3, som totalt sett er et underskuddsområde, er avhengig av tilstrekkelig overføringskapasitet inn til området for å forsyne forbruket, spesielt i perioder med lav lokal produksjon. Sogn til Sunnmøre er i seg selv et overskuddsområde, men er en del av et budområde der det til sammen er et kraftunderskudd. Tilknytninger i Indre Sogn er en del av NO5 og hele planområdet for Sogn og Sunnmøre inngår derfor ikke i NO3, ref. figur 3 nedenfor. I 2023 besluttet Statnett at vi ville reservere til 2100 MW økt forbruk i NO3 utover dagens forbruk. Noe var allerede reservert, og noe kapasitet ble satt av til økning i vanlig forbruk opp til 5 MW. Vi opprettet en felles kapasitetskø for alt forbruk i området, som ble vurdert som moderat for reservasjon. Videre ble vanlig forbruk, definert som forbruk mindre enn 5 MW og 20 GWh, tatt ut og overlatt til regionale og lokale nettselskap å tildele. Dette innebar at ytterligere 17 MW fikk reservere kapasitet i NO3 og 89 MW reservert i Sogn og Sunnmøre.



Figur 3 Oversikt over samlet volum av forbruk i ulike modenhetskategorier fordelt på næringstype, april 2025

I samarbeid med de regionale nettselskapene og Statnetts direktøkunder gjennomgikk vi alle aktive tilknytnings saker i NO3 høsten 2024. Formålet med dette var å bekrefte hvilke reservasjoner og saker i kapasitetskø som skal opprettholdes, samt hvorvidt noen er kansellert eller trukket. Det har vært lite bevegelse i reservasjonene. Ca. 50 MW reservert kapasitet er trukket, og noe er trukket fra kapasitetskøen. Samtidig har mange nye prosjekter kommet til i kapasitetskøen i løpet av året, slik at kapasitetskøen har økt fra 1300 MW i 2023 til 2100 MW i 2024. Statnett besluttet å nedjustere prognosen for volumet vi setter av til vanlig forbruk og sammen med frigjort kapasitet utgjør dette til sammen 250 MW som er reservert til nye kunder, som står først i kapasitetskøen for NO3. Ingen av disse kundene befinner seg i områdeplan Sogn til Sunnmøre, men kundene i dette området rykker fremover i køen. I Q1 2025

gjennomgikk Statnett mulige løsninger for tilknytning på særlige vilkår og besluttet at ytterligere 320 MW forbruk kan tilbys reservasjon med særlige vilkår. Reservasjon av kapasitet til prosjekter i kapasitetskø innenfor nevnte grenser pågår og Equinors elektrifiseringsprosjekt for Tampen har fått reservert kapasitet med tilknytning direkte til transmisjonsnettet, men står fortsatt i kø for tilknytning på ordinære vilkår. Oppdatert oversikt kan du finne på Statnett sine nettsider, [Statistikk om tilknytningssaker | Statnett](#).

Hva skal til for å økte kapasiteten inn til NO3?

Statnett jobber for å styrke kraftoverføringen inn til NO3. Vi planlegger spenningsoppgradering av transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen fra 300 kV til 420 kV. Vi anslår at dette vi være klart omkring 2035. I tillegg ser vi behov for å spenningsoppgradere 220 kV forbindelsen mellom Nedre Røssåga på Helgeland mot Ajaure i Sverige, samt oppgradere fra Nedre Røssåga og sørover. Dette tiltaket forutsetter enighet med svenske myndigheter. Foreløpig vet vi ikke hvor mye kapasitet disse tiltakene vil gi til mer forbruk i NO3. Vi planlegger å gjøre ytterligere analyser.

Selv om Sogn og Fjordane er et område med kraftoverskudd, er NO3 totalt sett et underskuddsområde som er avhengig av kraft fra andre budområder. Økt produksjon, både i form av effekt og energi, vil være positivt for kraftbalansen, og på sikt muliggjøre økt tilknytning av forbruk. I Statnett jobber vi kontinuerlig for å utnytte nettet bedre, blant annet med ny teknologi. Det kan for eksempel være gjennom økt fleksibilitet på forbrukssiden for å tilknytte mer forbruk. I tillegg kan økt bruk av systemvern eller tilknytning på vilkår, hvor ulike kunder kobles ut ved kritiske utfall i nettet, også være en mulighet for å tilknytte mer forbruk. Ulempen med systemvern er at det kompliserer driftssituasjonen og medfører fare for større utfall andre steder i nettet. I et stadig mer komplisert kraftsystem er det behov for ny teknologi for å øke utnyttelsen gjennom smartere drift.

Kapasitet mellom Høyanger og Ørskog

420 kV-forbindelsen mellom Ørskog og Sogndal har god termisk overføringsevne, men ettersom det bare er én gjennomgående ledning er det bare to ledninger inn til hver stasjon. Ved utkobling i den ene enden vil alle stasjonene henge på en lang radial fra den andre enden. Utkoblinger midt på gir to kortere radiale. I begge tilfeller kan dette i enkelte situasjoner gi lav spenning. Denne utfordringen forsterkes når forbruket langs ledningen øker, og da særlig hvis forbruket øker nær Sogndal eller Viklandet. Derfor har det betydning hvor langs ledningen mellom Sogndal og Ørskog forbruket kommer. I områdeplanen fra 2022 beskrev vi hvordan forbruket under Ørskog, Ørsta og Sykkylven må sees i sammenheng. Dersom vi ser bort i fra begrensingen for tilknytning av forbruk i NO3, er det i dette området er det kapasitet i transmisjonsnettet for tilknytning av nytt forbruk over 5 MW. Når det gjelder området som forsynes av Ålfoten, Moskog og Høyanger stasjoner der vi at dersom det skal tilknyttes forbruk utover det som er reservert i dag, vil det bli nødvendig med økt dynamisk kompensering i dette området. Dette kan for eksempel løses ved å sette inn et anlegg for dynamisk kompensering i Ålfoten stasjon.

Indre Sogn har lite kapasitet til ytterligere produksjons- og forbruksvekst

Statnett har i 2024 levert Konseptvalgutredning Indre Sogn¹. Den er utløst av store forbruksplaner hos Hydro Aluminium i Øvre Årdal og anbefaler at det etableres transmisjonsnettstasjon i Øvre Årdal med dubleret forsyning fra Sogndal omtrent langs dagens trasé. Det anbefalte konseptet legger også til rette for betydelig økt produksjon i Indre Sogn. Det anbefalte konseptet er helt og holdent avhengig av det prosjektuløsende behovet i Øvre Årdal. Vår vurdering er at det er svært lite kapasitet i nettet til å knytte til nytt forbruk uten å gjøre noen tiltak. Økt forbruk vil føre til spenningsproblemer i regional- og transmisjonsnettet. Det kan være mulig å sette inn reaktive komponenter i regionalnettet for å bedre

¹ KVVU Indre Sogn

spenningssituasjonen. Sammen med andre tiltak i regionalnettet kan dette gi rom for noe forbruksvekst, men dersom forbruk skal økes med større volum må det gjennomføres større ledningstiltak som beskrevet i KVV Indre Sogn.

Indre Sogn er i all hovedsak et overskuddsområde og det er mange kraftverk av varierende størrelse i området. Hvor mye eksport varierer svært mye ettersom kraftverkene varierer sin produksjon etter hvor mye vann de har tilgjengelig og etter pris. Kraftverkene produserer mest i sommermånedene, når det er mye vann i magasinene, men det er timer med svært høy produksjon stort sett hele året. I omtrent 20 prosent av tiden er produksjon mindre enn forbruket lokalt, og området blir da et underskuddsområde med behov for import. Det er relativt lite forbruk utover Hydros smelteverk i Øvre-Årdal. Industriforbruket er jevnt over året. De siste 5-6 årene har ca. 40 MW vannkraft blitt bygget ut, samtidig som 220 MW konsesjonsgitt vannkraft har søkt tilknytning. Flere tiltak i transmisjonsnettet er derfor under planlegging eller gjennomføring for å legge til rette for ny produksjon:

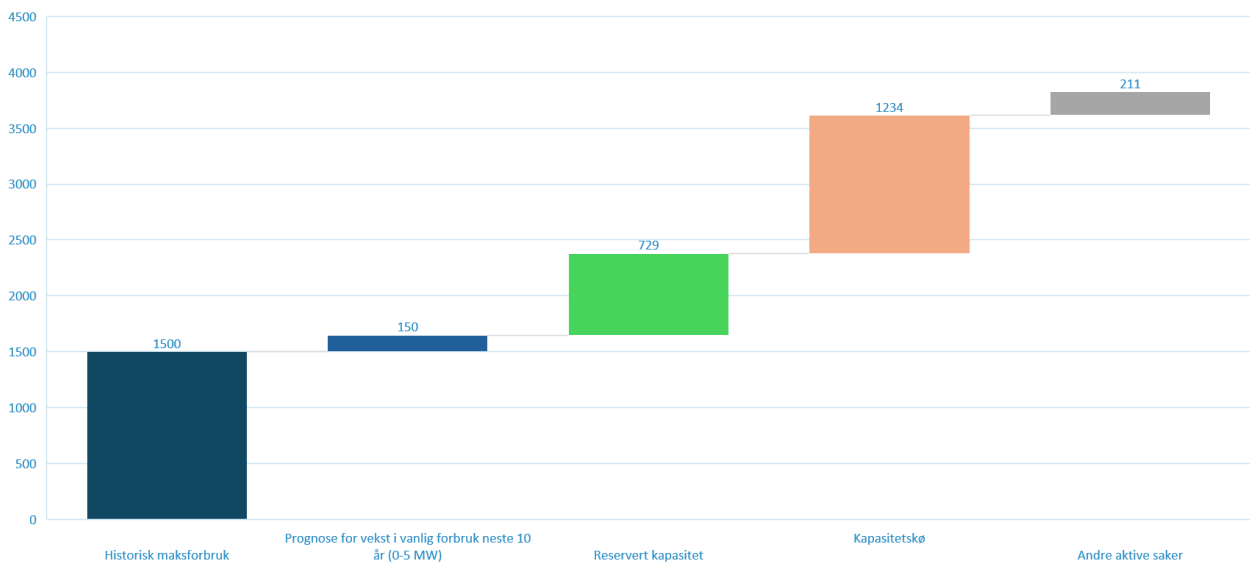
- Vi har satt i drift et nytt systemvern for å øke utnyttelsen av eksisterende komponenter
- Vi har satt i drift ny Leirdøla transformatorstasjon med økt transformeringskapasitet
- Vi har fått konsesjon for ny Fortun stasjon (Jamnene) med økt transformeringskapasitet
- Vi har temperaturoppgradert transmisjonsnettledningene for å gi økt kapasitet

Vi har gitt tilknytning til 70 MW produksjon og ytterligere 70 MW kan tilknyttes når alle tiltakene er gjennomført. Kraftverkene Øyane og Illvatn på til sammen 100 MW har fått reservere kapasitet til tilknytning på vilkår. Vår vurdering er at det er svært lite kapasitet i nettet til å knytte til nytt forbruk uten å gjøre noen tiltak. Økt forbruk vil føre til spenningsproblemer i regional- og transmisjonsnettet. Det kan være mulig å sette inn reaktive komponenter i regionalnettet for å bedre spenningssituasjonen. Sammen med andre tiltak i regionalnettet kan dette gi rom for noe forbruksvekst.

Planer om økt forbruk

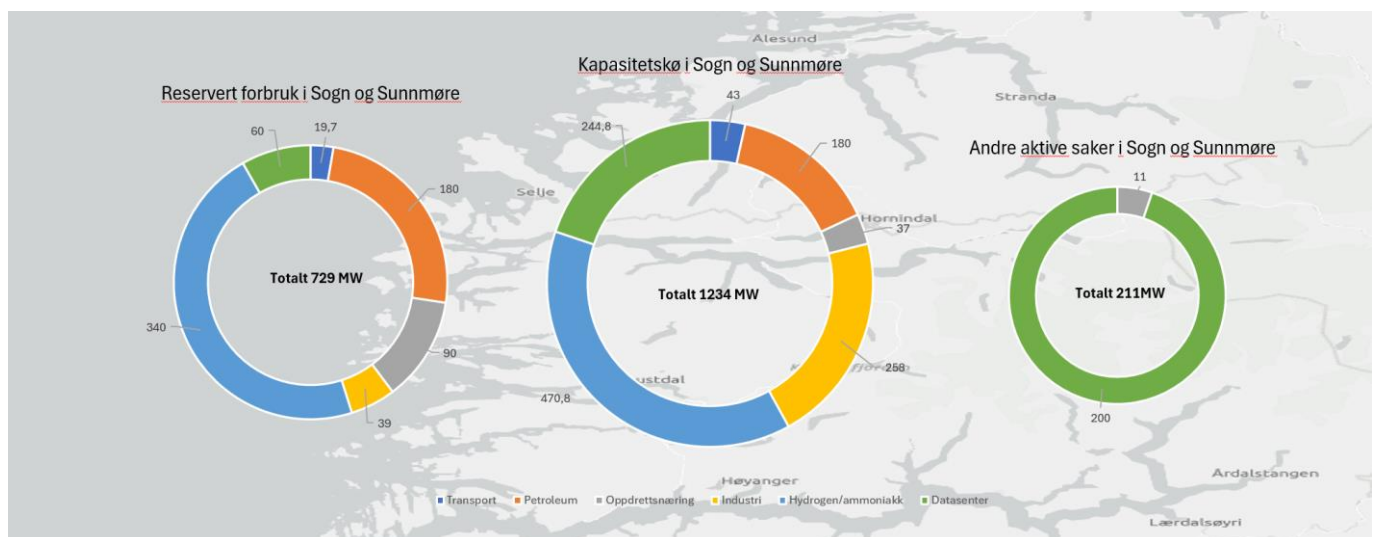
Figur 4 nedenfor viser omfanget av forbruksplaner i Sogn til Sunnmøre vinteren 2025. Forbruksplanene er større enn det som er samlet forbruk i dag. Planene har imidlertid ulik modenhet og utfallsrommet er stort. Figuren må ikke leses som en prognose for forbruksutviklingen.

Områdeplan Sogn og Sunnmøre - planer om nytt forbruk



Figur 4 Aggregert forbruk og innmeldte forbruksønsker, april 2025

På Sunnmøre er det planer om landbasert fiskeoppdrett og hydrogenproduksjon, som sammen med elektrifisering av transport utgjør hovedandelen av nye forbruksplaner. I Nordfjord, Sunnfjord og langs Sognefjorden er det planer om både ny industri i form av utvidelser i eksisterende industri, hydrogenproduksjon, datasenter og gruvedrift. Eksisterende kraftintensiv industri har også planer om å øke sitt forbruk ytterligere for å kutte CO₂-utslipp i dagens industriprosesser.



Figur 5 Omfanget av forbruksplaner i området, april 2025

Til sammen er 729 MW reservert til nytt forbruk i Sogn til Sunnmøre i dag. 1234 MW har fått plass i kapasitetskø, og 211 MW er registrert som saker til behandling, som ikke er ferdig behandlet eller som ikke er tilstrekkelig modne for kapasitetskø. I tillegg kommer det som er reservert av regionale- og lokale nettselskap til vanlig forbruk. Prosjekter kan være registrert både som reservert og i kapasitetskø der kunden har fått reservert kapasitet på særlige vilkår og fortsatt står i kapasitetskø for tilknytning på ordinære vilkår.

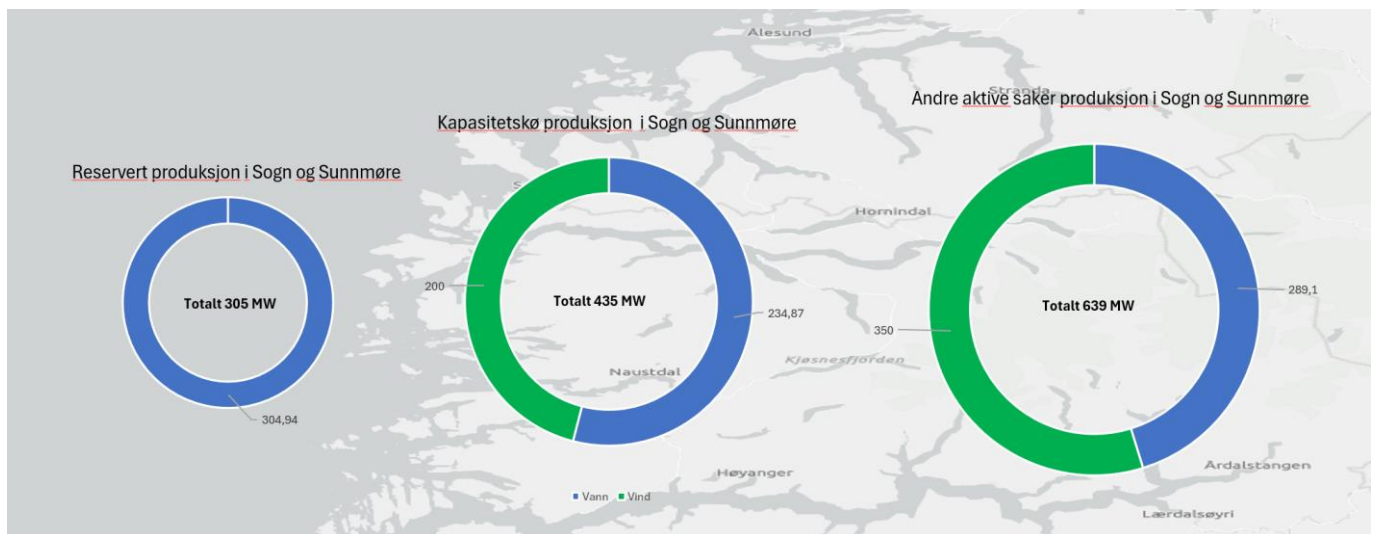
Planer om økt produksjon

Ny produksjon har tidligere vært en sterk driver for utviklingen av nett i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre*. I de siste årene ser vi imidlertid en dreining mot at betydelig nytt forbruk også ønsker å tilknytte seg nettet.

Områdeplan *Sogn til Sunnmøre* har et stort energioverskudd og de utfordringer vi ser i driften i dag primært knyttet til perioder med overskudd av produksjon. Produksjonen varierer gjennom året, og det er ikke alltid kraftoverskudd i området. Dersom en stor andel av planene om nytt forbruk blir realisert uten at det samtidig etableres ny kraftproduksjon, vil dette medføre en endring av kraftsystemet i området. Dagens kraftoverskudd vil utjevnes og vi ser at det i noen situasjoner vinterstid vil være kraftunderskudd. Vi vil få større deler av året med underskudd, samtidig som overskuddet vil reduseres i de periodene det produseres mye, ettersom det er snakk om industriforbruk med høy brukstid.

Det er fortsatt et stort potensial for økt produksjon i Sogn og Fjordane og Sunnmøre

Det har blitt bygget ut mye ny produksjon i området de siste ti årene, men det er fortsatt et potensiale for å øke produksjon av fornybar kraft ytterligere. Figur 6 nedenfor viser reservert kapasitet for ny produksjon, tilknytningsønsker for ny produksjon plassert i kapasitetskø, samt andre registrerte aktive saker i planområdet. Statnett forventer flere effektutvidelser av eksisterende vannkraft og utbygging av mer småkraft. Samlet sett er det omtrent 750 MW installert effekt med småkraft i området. Det er fortsatt 245 MW med småkraft som har fått konsesjon, men som ikke er idriftsatt. Av ny vannkraft er det reservert for 305 MW og 435 MW er satt i kapasitetskø i påvente av driftsmessig forsvarlig vurdering. Ut over dette er det meldt inn planer for 639 MW for videre behandling. Det betyr at det fortsatt kan etableres en god del ny produksjon i området. Det er imidlertid få nye saker til behandling hos NVE i dag. Det finnes også planer om effektutvidelser av eksisterende vannkraftverk. Det er gitt konsesjon til effektutvidelser som gir en netto økning i installert effekt på 350 MW samlet sett i området. Det finnes også planer om effektutvidelser i øvrige kraftverk, som ikke er konsesjonssøkt, som kan gi ytterligere 280 MW.



Figur 6 Produksjonsplaner i Sogn og Sunnmøre, april 2025.

Stort potensial for havvind og landbasert vindkraft, men få konkrete prosjekt

Siden 2023 er det ikke satt i drift ny vindkraftproduksjon i Sogn og Fjordane og Sunnmøre. Det er et potensiale for ytterligere utbygging av vindkraft. 200 MW vindkraft er plassert i kapasitetskø i påvente av avklaring av nettkapasitet. Ut over dette er det registrert planer på til sammen 350 MW for driftsmessig forsvarlig vurdering, modenhetsvurdering og mulig reservasjon av kapasitet.

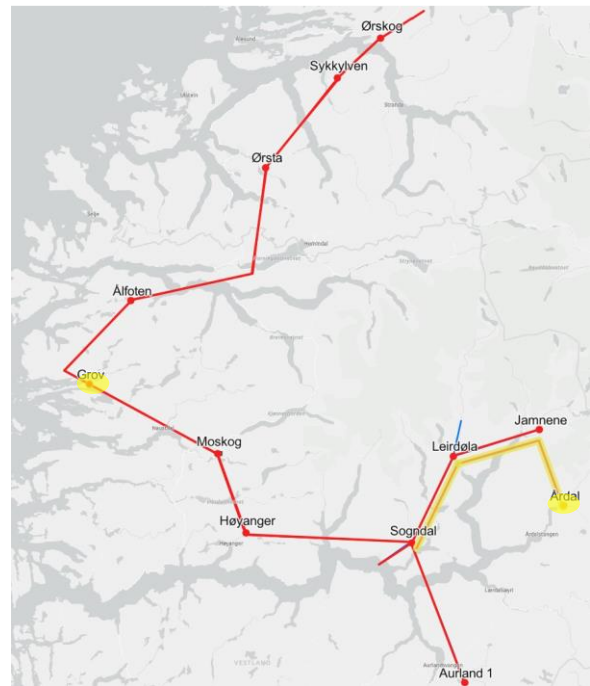
Det er i dag ingen åpne arealer for havvind innenfor utredningsområdet. Myndighetene har pekt på flere mulige havvindområder utenfor kysten av Norge. NVE har fått i oppdrag av Energidepartementet å gjennomføre strategisk konsekvensutredning av 20 områder som er identifisert som egnet for havvind.

I første delleveranse presenterer NVE den strategiske konsekvensutredningen for tre områder (Sørvest F, Vestavind B og Vestavind F). Leveransen ble overlevert til Energidepartementet 28. november 2024. Konklusjonen for Vestavind B, aktuell for planområdet, er dette feltet ikke bør åpnes før konsekvensutredningen for de øvrige 17 områdene er gjennomført. Den strategiske konsekvensutredningen av de øvrige 17 områdene, som tidligere er [identifisert som egnet for havvind](#), skal leveres ED innen utgangen av juni 2025.

Trinnvis plan for utvikling

Målnettet

Dersom vi ser isolert på transmisjonsnett mellom Ørskog og Sogndal, har vi dag kapasitet til å knytte til både nytt forbruk og ny produksjon. Den store begrensningen i kapasitet for nytt forbruk ligger i begrensningen inn til NO3, og tiltakene for å øke kapasiteten inn til NO3 ligger i andre områdeplaner. Nettforsterkninger markert med gult kan bli utløst av vekst i produksjon eller forbruk. Videre vekst begrenses av flaskehals utenfor området – primært i Gudbrandsdalen. På lengre sikt kan det bli aktuelt med havvind inn til området. Transmisjonsnett i området er nytt, uten store reinvesteringsbehov. I Indre Sogn er det fremdeles et reinvesteringsbehov som i varetas gjennom prosjektet ny Jamnene stasjon, mens dagens ledning nærmer seg reinvesteringstidspunkt mot midten av 2040-tallet. Vi har gjennomført en KVV for Indre Sogn som peker på en anbefalt løsning for utvikling av transmisjonsnett for å legge til rette for nytt forbruk. Denne forbindelsen kan bli bygget dersom forbruksplaner i Øvre Årdal utløser den. Grov stasjon kan komme dersom den utløses av behov som forbruksplaner eller produksjonsplaner regionalt. Statnett og Linja vil utrede løsninger for nettutvikling mellom Ålfoten og Moskog og vurdere om Grov stasjon er en rasjonell løsning.



Figur 7 Målnett for områdeplan Sogn til Sunnmøre

Områdeplan-trinnvis utvikling

Statnett planlegger omfattende tiltak og i dette kapitlet beskrives tiltakene i en trinnvis utvikling frem mot målnettet. Dette er avhengig av nødvendige myndighetstillatelser. Vi viser til informasjon på Statnetts hjemmeside om analyser/vurderinger, meldinger og konsesjonssøknader.

Trinn 1 – Tilrettelegging for økt produksjon og økt forbruk

Trinn 1 inkluderer alle pågående utbygginger, samt konsesjonssøkte tiltak som er planlagt ferdigstilt i løpet av en 5-årsperiode frem mot 2030. Trinn 1 tilrettelegger i hovedsak for å kunne tilknytte mer produksjon i området.

Ledningen 420 kV Aurland-Sogndal er under bygging: Sogndal–Aurland med fjordspenn over Sogndalsfjorden og Sognefjorden har lenge vært planlagt oppgradert til 420 kV for å øke kapasiteten og binde sammen 420 kV-nettet nordover på Vestlandet med 420 kV-nettet mot Østlandet. Dette vil i hovedsak skje ved at det bygges en ny ledning

parallelt med den eksisterende, som kan rives etter at ny ledning er satt i drift. Ledningen er fra 1975 og moden for reinvestering. I tillegg til oppgraderingen av ledningen er det omfattende utvidelser og fornyelser i stasjonen Aurland 1. Prosjektet er under bygging og det forventes idriftsettelse av ny 420 kV Sogndal–Aurland i 2025. Hele prosjektet med ny Aurland stasjon forventes idriftsatt i 2028.

Oppgradert ledning vil gi økt kapasitet på forbindelsen Aurland–Sogndal dermed bidra til bedre kapasitet mellom Midt-Norge (NO3) og Vestlandet (NO5).

Økt transformering i Ørsta og Ørskog: Ny transformator i Ørskog ble satt i drift vinteren 2025 og ny transformator i Ørsta planlegges som følge av forbruksutvikling i underliggende regionalnett.

Nye Jamnene stasjon erstatter Fortun: Fortun stasjon er viktig for kraftproduksjon og industri i Indre Sogn. Dagens anlegg har begrenset kapasitet til å håndtere vekst i produksjon og forbruk. Statnett skal derfor bygge ny fullverdig stasjon forberedt for 420 kV som møter planer om økt produksjon i området. Samtidig kan stasjonen utvides i fremtiden for å møte forbruksvekst i Indre Sogn. Jamnene stasjon har fått konsesjon og er planlagt ferdigstilt i 2028.

Trinn 2 – Kapasitetshevende tiltak

Trinn 2 omfatter tiltak som gir økt kapasitet. Tiltakene planlegges igangsatt i løpet av de nærmeste to årene, men dette vil avhenge av behovet for økt kapasitet.

Reaktivt kompenseringssystem i Ålfoten: Dersom det kommer store nye forbrukspunkter under transmisjonsnettstasjonene i Nordfjord eller på Sunnmøre, vil vi få problemer med å holde strøm- og spenningsgrenser ved utfall av en ledning. Et kompenseringssystem vil gi spenningsstøtte slik at vi i de fleste situasjoner unngår disse problemene. Dette gjør at vi da kan åpne for å tilknytte mer forbruk, i størrelsesorden 200 MW mer enn det vi har **reservert i dag uten særlig vilkår. Ålfoten peker seg ut som et hensiktsmessig sted for å plassere anlegget for reaktiv kompensering.** Det er plass i stasjonen og det vil være en god plassering for å kunne utnytte anlegget i ulike driftssituasjoner. Optimal plassering av anlegget vil imidlertid avhenge av hvor forbruket etablerer seg.

Økt transformeringskapasitet i Ålfoten: Både planer om både økt forbruk og økt produksjon under Ålfoten stasjon kan komme til å utløse behovet for en tredje transformator i stasjonen. Vi har i dag reservert kapasitet til betydelig økt forbruk i dette området og behandler søknader om økt produksjon.

Ny ledning fra Sogndal via Leirdøla til Øvre Årdal dersom industriforbruket skal økes (KVU Indre Sogn): Statnett har gjennomført en konseptvalgutredning (KVU) for å utrede tiltak som kan gi kapasitet til økt forbruk i Øvre Årdal. KVUen er nå til behandling i Energidepartementet. Anbefalingen i KVUen er å bygge en ny ledning fra Sogndal, via Leirdøla, til Øvre Årdal. Dette tiltaket vil bli finansiert ved hjelp av anleggsbidrag. Dette tiltaket er kundeutløst, og er avhengig av at en eller flere kunder går videre med planene sine og vil være med å finansiere utbyggingen.

Trinn 3 – Ytterligere nettforsterkninger utløst av høy forbruksvekst

Grov stasjon: Grov er i dag en regionalnettstasjon som er viktig for forsyningen av Florø-området. Ved økt forbruk utover det som kan håndteres i regionalnettet, kan det være aktuelt å etablere transmisjonsnettstasjon mellom Ålfoten og Moskog. Grov kan være en mulig plassering av et nytt transmisjonsnettpunkt. En ny stasjon ved Grov kan også være aktuelt tilknytningspunkt for havvind. Statnett og Linja vil sammen se videre på om Grov stasjon er en rasjonell løsning for videre nettutvikling i regionen.

Samfunnsøkonomisk rasjonalitet

Tiltakene er delt opp i nyttepakker

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

I tillegg til å fremstille nytten vi oppnår for flere tiltak kombinert, vil vi i hver pakke synliggjøre hva tiltakene vil koste i form av investeringer, naturinngrep og klima. Disse kostnadene er fremstilt med hensyn til kostnadene for tiltak vi uansett vil måtte gjøre for å vedlikeholde og fornye eksisterende anleggsmasse. Slike tiltak inngår i *nullalternativet*. I områdeplanen for Sogn og Sunnmøre definerer vi tre nyttepakker:

- Økt kapasitet til forbruk og produksjon i Indre Sogn
- Økt kapasitet til forbruk fra Ytre Sogn til Sunnmøre
- Økt kapasitet mellom nord og sør

I delkapitlene under redegjør vi først for oppdelingen av nyttepakker i denne områdeplanen og hvilken nytte vi anslår at tiltakene kan gi. Deretter diskuterer vi ulempene i form av investeringskostnader 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

Økt kapasitet til forbruk og produksjon i Indre Sogn

Denne nyttepakken inkluderer to nettforsterkningstiltak som muliggjør tilknytning av nytt industriforbruk og ny produksjon i Indre Sogn.

I trinn 1 bygger vi ny Jamnene transformatorstasjon (tidligere Fortun stasjon) hvor Statnett fikk konsesjon fra NVE i juni 2024 og planlegges ferdigstilt i 2028. Stasjonen bygges for 420 kV, men vil driftes på 300 kV frem til spenningsoppgradering av nettet fra Sogndal. Tiltaket gir samfunnsøkonomisk nytte gjennom å redusere kostnader knyttet til spesialregulering og tilpasning av produksjon, reduserte reinvesteringkostnader og lavere sannsynlighet for avbrudd i området. I tillegg vil ny stasjon gi nytte gjennom å muliggjøre tilknytning av ny produksjon fra vannkraft.

I trinn 2 bygger vi en ny 420 kV ledning fra Sogndal til Indre Sogn og en ny transformatorstasjon i Øvre Årdal. Dette tiltaket er avhengig av om Hydro Aluminium går videre med sine planer i området. Tiltakene vil gi samfunnsøkonomisk

nytte gjennom å muliggjøre nytt industriforbruk som skal bidra til å redusere CO₂-utslipp. Tiltaket er beskrevet i Konseptvalgutredning (KVU) Indre Sogn.²

Samlet sett vil denne nyttepakken gi samfunnsøkonomisk nytte gjennom å muliggjøre tilknytning av 400-500 MW nytt forbruk og 500-1000 MW ny produksjon i Indre Sogn.

Økt kapasitet til forbruk fra Ytre Sogn til Sunnmøre

Nyttepakken legger til rette for økt forbruk mellom Ytre Sogn og Sunnmøre. I trinn 1 øker vi transformeringskapasiteten i Ørsta stasjon og vi vurderer å installere kompenseringssanlegg i Ålfoten stasjon. Økt transformeringskapasitet i Ørsta tilrettelegger for forsterkning av regionalnettet og gir samfunnsøkonomisk nytte ved å muliggjøre ca. 130 MW nytt forbruk lokalt og økt forsyningssikkerhet i området.

I trinn 2 vurderer vi å øke transformeringskapasiteten i Ålfoten stasjon som vil gjøre det mulig å tilknytte mer produksjon eller forbruk gitt at det ikke er begrensninger på høyere nivå. Vi vurderer også et nytt kompenseringssanlegg i Ålfoten stasjon, som vil kunne legge til rette for ytterligere økt forbruk mellom Høyanger og Ålfoten.

I tillegg kan det bli aktuelt med en ny transformatorstasjon i Grov i trinn 3. Nytt av en ny transformatorstasjon her er avhengig tiltak i regionalnettet og utvikling av forbruk og produksjon i området. Dette vil vi se mer på i en videre utredning.

Samlet sett vil nyttepakken gi samfunnsøkonomisk nytte gjennom å muliggjøre 300-600 MW nytt forbruk lokalt, hvorav halvparten av dette realiseres i trinn 1, samt forbedre forsyningssikkerheten i området.

Økt overføringskapasitet mellom nord-sør på Vestlandet

Denne nyttepakken inkluderer en ny 420 kV forbindelse mellom Aurland og Sogndal, som vil binde sammen 420 kV nettet nordover på Vestlandet med 420 kV nettet på Østlandet. Dette gir økt overføringskapasitet mellom budområdene Midt-Norge (NO3) og Vestlandet (NO5). Statnett planlegger også spenningsoppgradering fra Sogndal mot Bergen (se områdeplan Bergensområdet og Haugalandet for mer detaljer). *Flaskehals* er begrensninger i overføringskapasitet i nettet, som gjør at kraftsystemet ikke utnyttes optimalt. Økt overføringskapasitet mellom budområdene vil bidra til å redusere flaskehals mellom NO3 og NO5. Tiltaket gir dermed nytte i form av økt handelskapasitet mellom NO3 og NO5 og en bedre utnyttelse av kraftsystemet. I tillegg vil man få nytte gjennom redusert sannsynlighet for feil og avbrudd.

² Konseptvalgutredningen er tilgjengelig på <https://www.statnett.no/vare-prosjekter/region-vest/konseptvalgutredning-indre-sogn/> og høringsvar er publisert på <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-av-statnett-sin-konseptvalgutredning-for-indre-sogn/id3052845/>

Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon

I våre samfunnsøkonomiske analyser sammenlikner vi alltid aktuelle tiltak med et nullalternativ.

Nullalternativet innebærer å opprettholde strømforsyningen lik som i dag, noe som inkluderer nødvendig vedlikehold og reinvestering. Nullalternativet for områdeplanen er en videreføring av dagens situasjon, men ved reinvestering standardiserer Statnett nye anlegg på 420 kV.

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.

Målnettet har en samlet merkostnad på 3 – 4 mrd. NOK i nåverdi

Kostnadene ved alle planlagt tiltak er estimert til ca. 7 – 9 milliarder kroner, eller om lag 5 – 7 mrd. på nåverdiform³. Det krever reinvestering å opprettholde dagens strømforsyning. Merkostnaden ved tiltak som går utover nullalternativet, ved at vi tilfører ny kapasitet for eksempel ved nye forbindelser, er beregnet til om lag 3 – 4 mrd. i nåverdi.

Utbygging 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 klima, i tillegg til den økonomiske kostnaden.

Arealbeslaget fra planlagte stasjoner og ledninger i områdeplanen er på om lag 3,7 km², hvorav ca. 0,043 km² er å regne som nullalternativet. Av dette arealbeslaget utgjør ny ledning Sogndal-Leirdøla-Jamnene-Øvre Årdal ca. 3,5 km². Til sammenligning beslaglegger eksisterende stasjoner og ledninger i områdeplanområdet i dag ca. 18 km². Altså innebærer planlagte stasjons- og ledningstiltak en økning på omtrent 20 %.

Arealbeslaget fra ledninger inkluderer et byggeforbudsbelte på 40 meter langs ledningen. Naturinngrepet fra en ledning er imidlertid mindre. I snitt er det 3 mastepunkter per km ledning, og disse gir et fysisk avtrykk, men kan fjernes når luftledningen rives.

Vi estimerer klimagassutslipp fra de planlagte tiltakene i områdeplanen til rundt 0,07 millioner tonn CO₂-e (0,02 millioner tonn i nullalternativet)⁴. Utslippsestimatene bygger på de samme erfaringstallene som danner grunnlag for vårt utslippsregnskap, som er en del av årsrapporten. Mye av behovet for nettforsterkningene handler om å redusere klimagassutslipp hos sluttbrukerne av strøm.

Statnett er opptatt av å ta hensyn til arealbruk, sårbar natur og sårbare arter når vi planlegger trasé og utfører anleggsarbeid. Vi har prosesser for å ivareta dette i det enkelte prosjekt. Konfliktpotensialet for natur er knyttet til allerede kartlagte arealer – kommende kartlegginger vil sannsynligvis vise flere viktige områder enn angitt under.

Økt kapasitet til forbruk og produksjon i Indre Sogn: Det er foreslått at ny 420 kV ledning fra Sogndal til Øvre Årdal via Jamnene legges parallelt med nåværende 300 kV ledning. Ledningen går i dag gjennom Hafslovatnet fuglefredningsområde og et naturreservat med kalkskog. Det er også en villreinstamme i området, men denne vil først

³ I nåverdiregningene er det lagt til grunn en diskonteringsrente på 4%.

⁴ Utslippstallene er estimert, basert på gjennomsnittlig utslipp per km ledning og byggekloss i stasjon fra utslippsregnskapet. Dette er et øyeblikksbilde med dagens teknologi. Sentrale størrelser som utslipp fra veibygging, kabel og arealbruksendringer på stasjonstomt er for tiden ikke medregnet.

og fremst påvirkes i anleggsperioden, da situasjonen i driftsfasen endres lite fra i dag. Se for øvrig KVU Indre Sogn for mer detaljer.

Økt kapasitet til forbruk fra Ytre Sogn til Sunnmøre: Økt transformeringskapasitet i Ørsta og Ålfoten, samt anlegg for reaktiv kompensering i Ålfoten krever utvidelser av stasjonene, men vil ikke ha stor påvirkning på natur og miljø utover dette arealbeslaget. En ny stasjon på Grov vil beslaglegge mer areal enn de andre tiltakene, men vil trolig kunne plasseres utenfor verneverdige områder.

Økt kapasitet mellom nord og sør: Ny 420 kV ledning fra Aurland til Sogndal ferdigstilles i løpet av 2025. Ledningen går parallelt med eksisterende ledning. Den gamle ledningen vil saneres når ny ledning står ferdig, slik at påvirkning på natur og miljø vil være uendret sammenlignet med dagens situasjon.

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 noen av de samfunnsøkonomiske virkningene.

	Økt kapasitet til forbruk og produksjon i Indre Sogn	Økt kapasitet til forbruk fra Ytre Sogn til Sunnmøre	Økt kapasitet mellom nord og sør
Trinn 1	Ny transformatorstasjon i Jamnene.	Økt transformeringskapasitet i Ørsta stasjon.	Ny 420 kV forbindelse fra Aurland til Sogndal.
Trinn 2	Ny 420 kV forbindelse til Indre Sogn, inkl. ny transformatorstasjon i Øvre Årdal.	Økt transformeringskapasitet i Ålfoten stasjon Kompenseringsanlegg i Ålfoten	
Trinn 3		Ny transformatorstasjon i Grov.	
Invest.*	3 – 4 mrd. NOK	2 – 2,5 mrd. NOK	2 – 3 mrd. NOK
Nåverdi**	2 – 3 mrd. NOK	1 – 2 mrd. NOK	0 mrd. NOK

Klima og miljø	88 km ny ledning 26 km ledning fornyes 3,6 km ² arealbeslag***	0,05 km ² arealbeslag***	50 km ledning fornyes 0,04 km ² arealbeslag***
Nytte	Økt kapasitet for tilknytning av 400-500 MW nytt forbruk Økt kapasitet for tilknytning av 500-1000 MW ny produksjon, avhengig av forbruksutvikling	Økt kapasitet for tilknytning av 300-600 MW nytt forbruk. Forbedret forsyningsikkerhet i området.	Økt overføringskapasitet mellom budområde NO3 og NO5 reduserer flaskehals og forbedrer utnyttelsen av kraftsystemet. Forbedret forsyningsikkerhet.

* Investeringer totalt (ikke nåverdi).

** Nåverdi. Differansen mellom planlagte tiltak og nullalternativet.

*** Arealbeslag fra nye forbindelser og stasjoner (nye og fornyelser).

Usikkerheter og videre arbeid

Videre arbeid

Dagens nett 420 kV nett fra Sunnmøre til Sogndal tåler en god del økning både av forbruk og produksjon. Samtidig er både plassering av nytt forbruk og produksjon og størrelse viktig for hva som kan etableres uten at nettet må forsterkes ytterligere fra nord eller sør. Vi må følge opp eksisterende tilknytningssaker og må vurdere om målnett er tilstrekkelig.

Statnett, Linja og BKK er enige om å utrede Grov stasjon for å vurdere om dette er en fremtidig løsning som vil løse behov for nettutvikling i fremtiden.

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.

Myndighetene vurderer om flere områder skal åpnes for havvind. Det kan bli aktuelt med havvind som skal tilknyttes innenfor Områdeplan *Sogn til Sunnmøre*, men dette antas komme lengre frem i tid.

Usikkerheter i målnett

De siste to årene har vært preget av en betydelig økning i kostnader for nettanlegg, særlig for bygging av stasjoner. Området Sogn til Sunnmøre er ekstra krevende å bygge nettanlegg i på grunn av sin spesielle topografi med høye fjell, bratte terreng og mange fjorder.

Et utviklingstrekk vi ser over hele landet er at det planlagte forbruket realiseres senere enn forventet, og at forbruksplaner også trekkes enkelte steder. Det er derfor fremdeles usikkert hvor mye, og hvor forbruk vil realiseres i fremtiden. Forbruksplanene i området er dominert av noen relativt få, men store planer. Dersom enkelte av planene i området ikke realiseres, endrer det vårt bilde av forbruksveksten i svært stor grad. Langs Ørskog–Sogndal er det dessuten av stor betydning hvor nytt forbruk kommer, og da særlig om det kommer nord, eller sør for Nordfjord.

Dersom utviklingen fremover viser behov for kapasitetshevinger til forbruk utover det vi kan få til med den høyere utnyttelsen dynamisk kompensering i Ålfoten kan gi oss, kan det være aktuelt med ytterligere nettførsterkninger. Vi ser i våre analyser en lav og fallende ekstra nytte av ytterligere reaktiv kompensering, dette er et tydelig tegn på det er impedansen i nettet som begrenser og at løsningen er masking i transmisjonsnettet, altså flere kraftledninger. Hvis vi får en situasjon med både mye ny produksjon og nytt forbruk vil behovet for forsterkning av ledningsnettet reduseres.

Siden området er inneklemt mellom havet i vest og fjell, isbreer, nasjonalparker og verdensarv i øst, er det naturlig å anta at ytterligere nettførsterkninger vil komme som dubleringer fra Viklandet/Isfjorden i nord eller Sogndal i sør. Fra hvilken retning og til hvilken stasjon vil avhenge av behovsutviklingen.

I Indre Sogn er vi nylig gjennomført en KVV med ekstern kvalitetssikring der Hydro Aluminiums omsøkte forbruksøkning var drivende for behovet. Denne er i skrivende stund til behandling i Energidepartementet. Utfallet av denne behandling og av Hydro Aluminiums videre modning av sine planer vil være utslagsgivende for Målnettet i Indre Sogn. Uten reelle behov, for eksempel i Øvre Årdal, har Statnett ingen planer utover reinvestering til rett tid.

Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter

Tabellene under viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2045. 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 tiltak for å redusere ledetiden i prosjektene.

Fase beskriver i hvilket stadium i Statnetts prosjektmodell et prosjekt befinner seg. I fase 0 identifiseres løsningsvalg, i fase 1 modnes løsningsvalg mot investeringsbeslutning (herunder evt. konsesjonssøknad), i fase 2 forberedes gjennomføring, og i fase 3 er prosjektet under gjennomføring.

Viktigste/største tiltak og prosjekter

Prosjekter med konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon mottatt	Forventet ferdigstilt
Ledning Aurland-Sogndal Oppgradering til 420 kV, fornyelse av stasjon Aurland1,	Økt kapasitet og reinvestering	3	2022	Aurland-Sogndal 2025, Aurland 1 stasjon 2028
Jamnene - ny stasjon	Økt kapasitet og reinvestering	2	2024	2028

Prosjekter uten konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon forventet mottatt	Forventet idriftsatt
Ørsta - økt transformering	Økt kapasitet og reinvestering	2	2025	2-3 år etter mottatt konsesjon

Tiltak som planlegges å startes opp

Tiltak	Beskrivelse	Planlagt oppstart	Kommentar	
Ålfoten-økt transformering	Økt kapasitet	2025-2030	Forutsetter etterspørsel, ekstra transformator	
Ålfoten reaktiv kompensering	Økt kapasitet og kompensering	2025-2030	2–3 år etter mottatt konsesjon	
Ny 420 kV-ledning, Indre Sogn & ny Øvre Årdal stasjon	Økt kapasitet	2025-2030	Forutsetter gjennomføring av prosjekt Hydro i Øvre Årdal	
Ny stasjon Grov	Økt kapasitet	2030-2035	Forutsetter etterspørsel og en samfunnsøkonomisk vurdering	
300 kV-ledning Sogndal-Leirdøla-Jamnene	Reinvestering og økt kapasitet	2040-2045		

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

