

# VEDLEGG 2: ORIENTERING OM KAPASITET OG TILKNYTNINGSPROSESSEN I TRANSMISJONSNETTET

## 1. Innledning

Dette notatet er vedlegg til brev til RME: *Orientering om kapasitet i transmisjonsnett*, hvor Statnett oppsummerer kapasitetssituasjonen og beskriver hvilke tiltak vi gjør for å øke kapasiteten i nettet. Notatet er en sammenstilling av allerede offentlig informasjon fra områdeplaner, områdestudier, Systemutviklingsplan 2023 og annen ekstern kommunikasjon.

RME stilte i sitt brev 20.11.2023 en rekke spørsmål til Statnett som vi svarer på her:

- *Statnett skal orientere om nettkapasiteten i Norge i dag herunder*
  - *Alle områder der Statnett ikke kan tilknytte nye kunder over 1 MW uten å investere*
  - *Hvilke områder som Statnett ser at det kan bli fullt de neste 5 årene*
  - *I hvilke områder behovet for investeringer er størst og kapasiteten knappest*
- *Hvilke tiltak planlegger Statnett for å avbøte situasjonen*
  - *Investeringer på kort sikt – ett til fem år*
  - *Investeringer på lang sikt – fem til ti år*
  - *Tiltak Statnett gjør i drift for å gi økt nettkapasitet*
  - *Andre tiltak*
- *Hvordan Statnett gjennomfører driftsmessig forsvarlig vurderinger*
- *Hvordan Statnett holder oversikt over tilknytningskøen*
- *Hvordan Statnett prioriterer hvilke tiltak som skal iverksettes for å redusere køen*

Først gir vi en kort gjennomgang av Statnett sin tilknytningsprosess. Dette inkluderer både hva som kreves av aktørene i de ulike delene av prosessen og hvordan Statnett gjennomfører driftsmessig forsvarlig vurderinger (DF-vurderinger). Videre gir vi en overordnet oversikt over kapasitetssituasjonen i transmisjonsnett. Til slutt oppsummerer vi status og tiltak per område.

## 2. Tilknytningsprosessen er tydeliggjort og forbedret de siste årene

De fleste tilknytningshenvendelser skal tilknyttes i underliggende nett. I tillegg til våre direktekunder skal alle tilknytnings saker som regionale nettselskapene mottar, med unntak av vanlig forbruk, sendes til Statnett slik at vi kan vurdere om det er driftsmessig forsvarlig å tilknytte prosjektene.

### 2.1. Statnett har endret definisjonen av vanlig forbruk slik at flere kunder kan knyttes til nettet raskere

Statnett har tidligere definert vanlig forbruk som all ny eller økt kapasitet under 1 MW. Fra og med desember 2023 har vi endret denne definisjonen til å gjelde forespørsler om tilknytning med under 5 MW samlet avtalt kapasitet og et samlet årlig energiforbruk mindre enn 20 GWh<sup>1</sup>. Dette vil frigjøre om lag 600 MW nettkapasitet til kunder som i dag venter på å få knytte seg til nettet (anslag per desember 2023). Endringen innebærer at regionale nettselskap ikke lenger skal sende forbrukssaker som havner i denne kategorien til Statnett for avklaring om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Statnett aksepterer at tilknytning av vanlig forbruk kan medføre en økning i avbruddskostnader uten å vurdere dette for hver enkelt tilknytning.

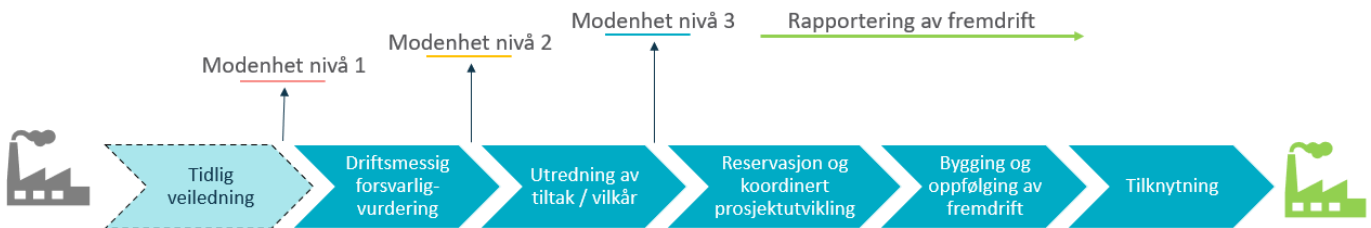
Når RME i brevet ber om informasjon om områder der vi ikke kan tilknytte kunder over 1 MW uten å investere, tolker Statnett at det henviser til den tidligere definisjonen av vanlig forbruk. Videre i dette dokumentet beskriver vi prinsipper for vurdering av driftsmessig forsvarlighet for kunder som har bedt om mer kapasitet enn det som defineres som vanlig forbruk (< 5 GW og 20 GWh/år).

### 2.2. Tilknytningsprosessen har flere trinn med ulik grad av modenhet hos aktørene

---

<sup>1</sup> Dette gjelder forespørsler under alle transmisjonsnettstasjoner med unntak av to svært belastede stasjoner, Kolsvik og Stord.

Overordnet ser tilknytningsprosessen ut som i Figur 1. Vi oppdaterer kontinuerlig våre [nettsider](#) for å bedre denne informasjonen og sikre at den er lett tilgjengelig for både nye og eksisterende aktører.



Figur 1: tilknytningsprosessen

For å effektivisere tilknytningsprosessen, har vi utformet kriterier for modenhet til prosjektene. Nettselskapet vurderer selv modenheten til egne kunders behov for kapasitet. Når en kunde bestiller kapasitet, etter at de har fått tilbakemelding om at det er driftsmessig forsvarlig å knytte kunden til nettet, skal regionalt nettselskap oppsummere modenhetsvurderingen som er gjennomført og resultatet av denne, samt vise til nettselskapets kriterier for å vurdere modenhet. For enkeltsaker over 100 MW skal Statnett og nettselskapet vurdere prosjektets modenhet i fellesskap. For direktekunder er det Statnett som vurderer modenheten. Vi gjennomfører modenhetsvurderingen i henhold til standardiserte og objektive kriterier og stiller gradvis høyere krav til kundens modenhet og fremdrift gjennom tilknytningsprosessen.

Før vi gjennomfører DF-vurderingen, undersøker vi om prosjektet er tilstrekkelig modent for DF-vurdering. Kravet er at lokasjon og effektbehov er avklart. Med bakgrunn i DF-vurderingen vil vi forenklet sett svare ett av følgende:

- Driftsmessig forsvarlig å koble til forbruket/produksjonen i [dagens nett](#).
- Driftsmessig forsvarlig å koble til forbruket/produksjonen gitt nettforderkningsprosjekter som er igangsatt, videre omtalt som i [planlagt nett](#). Dette er kapasitet som oppnås gjennom pågående investeringsprosjekter hos Statnett. Det er en forutsetning at Statnett har valgt løsning og startet opp investeringsprosjektet.
- Ikke driftsmessig forsvarlig å koble til forbruket/produksjonen, og det er behov for netttiltak og/eller at det inngår avtale om tilknytning med vilkår om utkobling eller begrensning i forbruket (heretter omtalt som særlige vilkår).

Statnett understreker at et svar på en DF-vurdering ikke er en reservasjon.

Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte forbruk/produksjon og kunden ber om utredning av tiltak, har Statnett en forskriftsfestet plikt til å planlegge og investere i nye nettanlegg. I slike situasjoner kan det regionale nettselskapet/direktekunden sende en forespørsel om utredning av tiltak eller at utredning blir utført gjennom allerede pågående eller planlagte utredninger. Når vi får en henvendelse om ønske om utredning av tiltak, undersøker vi om kunden er tilstrekkelig moden for utredning.

Dersom det er driftsmessig forsvarlig å koble til forbruket/produksjonen i dagens eller planlagt nett, ber vi det regionale nettselskapet eller direktekunden om å sende henvendelse med bestilling av reservasjon. Når vi mottar en slik bestilling, undersøker vi om kunden er tilstrekkelig moden for reservasjon. Dette gjør vi for å avklare om det er overveiende sannsynlig at den bestilte kapasiteten tas i bruk.

Med bakgrunn i DF-vurdering som er gjennomført, samt vurdering av kundens modenhet, svarer vi ett av følgende:

- [Reservasjon i dagens nett](#): Kapasitet er tilgjengelig i nettet som allerede er bygget (driftsmessig forsvarlig i dagens nett). Statnett reserverer kapasitet i transmisjonsnettet, med forutsetning om at kunden må opprettholde modenheten ved blant annet å følge framdriftsplanen sin.
- [Reservasjon i planlagt nett](#): Kapasitet blir tilgjengelig i nettet når Statnett har gjennomført pågående netttiltak. Statnett reserverer kapasitet i transmisjonsnettet, med forutsetning om at kunden må opprettholde modenheten ved blant annet å følge fremdriftsplanen sin.

- Kunden settes i kapasitetskø: Når det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte prosjektet og det ikke er startet opp prosjekt for netttiltak som vil tilgjengeliggjøre kapasitet, setter vi tilstrekkelig modne kunder i kapasitetskø. Dette beskrives i detalj senere.
- Kunden er ikke tilstrekkelig moden for reservasjon: Direktekunden eller regionalt nettselskap må sende inn ny bestilling når prosjektet er tilstrekkelig modent for reservasjon. Dato som legges til grunn for reservasjon eller for plassering i kø vil være ny bestillingsdato.

I etterkant av reservasjonen følger de regionale nettselskapene og/eller Statnett opp om kunden har tilstrekkelig framgang. Kunder som har fått reservasjon må årlig rapportere faktisk fremdrift i prosjektet, og de må orientere dersom det blir endringer. Ved vesentlige avvik fra fremdriftsplanen, eller dersom det er andre grunner til at prosjektet ikke vil realiseres, har Statnett anledning til å kansellere hele eller deler av reservasjonen. For kunder under 100 MW er det nettselskapet som gjennomfører disse vurderingene.

### **3. Statnett orienterer om nettkapasiteten i transmisjonsnettet**

Det norske transmisjonsnettet er allerede høyt utnyttet, og det er krevende å reservere kapasitet til ytterligere forbruksvekst før større netttiltak er ferdigstilt. Tabell 1 oppsummerer kapasitetssituasjonen og tiltak for de ulike områdeplanene.

I kapittel 7 gjennomgår vi områdevis dagens situasjon og tiltak som vi skal gjennomføre de neste årene i noe mer detalj.

Tabell 1: Aggregert oversikt over kapasitetssituasjonen i ulike områder.

Områdeplan	Kapasitet for reservasjon ut over vanlig forbruk <sup>2</sup>	Hvor er det begrensning?	Nettiltak som vil gjøre det mulig å reservere til økt volum	Makslast per område	Reservert kapasitet
Nord	Nei	Ofoten-snittet ved stort underskudd	3. ledning inn til Ofoten og B2B til Finland	1470 MW	1409 MW
Helgeland og Salten	Ja <sup>3</sup>	Ved stort underskudd: Utfall ledning inn til og i området, ledninger og transformeringskapasitet.	Dublert 420 kV Marka-Rana (KVU pågår). Økt kapasitet Sverige – Nedre Røssåga Dublert 420 kV Rana-Ofoten.	1560 MW	312 MW
Midt	Nei	Sumbegrensning i NO3	Vi vil forsterke kapasitet fra Sunndalsøra-Oslo samt investere i SVC i Ålfoten	3500 MW	831 MW
Sogn til Sunnmøre	Nei	Sumbegrensning i NO3		1500 MW	564 MW
Bergensområdet og Haugalandet	Under vurdering <sup>4</sup>	Ledningsbegrensning inn mot Bergensområdet og mot Haugalandet samt total kapasitet Sauda-Sogndal	Sauda-Samnanger, Sogndal-Kollsnes, Samnanger-Kollsnes, Blåfalli-Gismarvik, Sauda-Gismarvik/Kårstø	3850 MW	1480 MW
Sør-Rogaland og Agder	Ja	Ledningssnitt inn mot Sør-Rogaland, samt enkelte stasjoner	Ertsmyra-Fagrafjell samt pågående stasjonsprosjekt	3000 MW	1640 MW
Telemark og Vestfold	Under vurdering <sup>5</sup>	Transformerering og ledningsbegrensning Sørlandet - Østlandet	Sørlandet-Østlandet, inkludert forsterkning Østre Korridor	2000 MW	1322 MW
Hallingdal og Ringerike	Ja	Transformerering Ringerike, utover det er dette et produksjonstungt område	Ny Ringerike stasjon	200 MW	83 MW
Oslo, Akershus og Østfold	Under vurdering <sup>6</sup>	Transformerering og kapasitet inn i høylast	Forsterkning fra NO2 og NO3. Forarbeid pågår	5500 MW	279 MW
Innlandet	Under vurdering <sup>7</sup>	Transformerings-kapasitet	Stasjonsprosjekt	1800 MW	141 MW

<sup>2</sup> Tilknytning med særlige vilkår kan gi mulighet for ytterligere reserverasjoner i dagens nett, og er ikke hensyntatt i denne kolonnen.

<sup>3</sup> I Q1 2024 reserverer vi rundt 600 MW på Helgeland til nytt/økt forbruk. Vi reserverer da all tilgjengelig kapasitet på ordinære vilkår.

<sup>4</sup> Vi vurderer reserverasjonsvolum i planlagt nett.

<sup>5</sup> Vi gjør vurderinger av mulig økt kapasitet i Grenlandsområdet på mellomlang sikt.

<sup>6</sup> Vi gjør oppdaterte markedsanalyser og risikovurderinger av hva vi kan legge til grunn for totalt reserverasjonsvolum

<sup>7</sup> Vi vurderer reserverasjonsvolum etter planlagte transformeringsprosjekt.

## 4. Tiltak som vil avbøte situasjonen

For å møte behovet for økt kapasitet, øker vi investeringene i transmisjonsnettet. Mange av tiltakene er reinvesteringer hvor vi øker kapasiteten ved å oppgradere eksisterende 300 kV-nett. I tillegg gjennomfører Statnett også flere tiltak for å øke utnyttelsen av dagens kraftsystem.

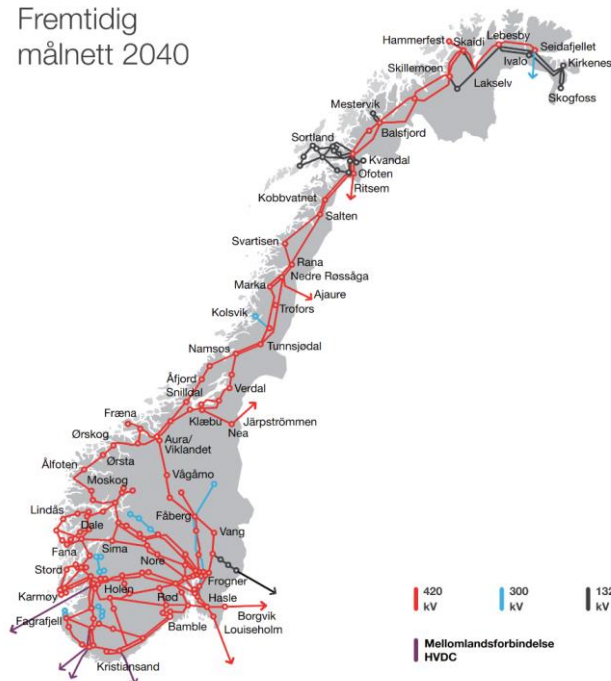
### 4.1. Vi øker investeringene i transmisjonsnettet

Områdeplanene skisserer hvordan transmisjonsnettet vil se ut i 2040, etter at pågående og planlagte tiltak er gjennomført. Dette kaller vi "målnett".

Målnettet gir mye større overføringskapasiteter i hele landet, og vesentlig mindre flaskehals og prisforskjeller, ved både høy og lav vekst i forbruk og produksjon. Det er kombinasjonen av nettkapasitet, energiproduksjon, effekt og fleksibilitet – og graden av samlokalisering – som i sum avgjør hvor mye forbruk systemet kan håndtere. Målnettet legger til rette for en doubling av kraftforbruket hvis vi får en balansert regional utvikling og vi får mer energi og nok effekt og fleksibilitet.

For å levere på den samlede porteføljen av tiltak må vi øke tempoet. Dette fordrer at vi kommer raskt i gang med prosjektene og sikrer tilstrekkelig fremdrift i interne og eksterne prosesser. Konsesjonsprosesser utgjør en stor del av ledetiden til prosjektene våre. Statnett har flere konsesjonssøknader som har lang behandlingstid hos myndighetene, inkludert saker som venter på å få tildelt saksbehandler..

Fremtidig målnett 2040



Figur 2: Målnett 2040

### 4.2. Nettutbygging tar lang tid

Det tar flere år å utrede og gjennomføre større tiltak i transmisjonsnettet. Investeringer som kan ferdigstilles på kort sikt (ett til fem år) inkluderer mindre investeringer, for eksempel økt transformatorkapasitet, og prosjekter som allerede er kommet langt i planleggingen. I vår dialog med regionale nettselskap og direktøkunder benytter vi tabellen under for å veilede kunder om tidsbruk for tiltak i transmisjonsnettet.

	Utredningsfase	Utrede og gjennomføre tiltak
Økt transformatorkapasitet	1-4 måneder	3-4 år
Ny transformatorstasjon	6-12 måneder	4-7 år
Ny kraftledning	6-12 måneder (+ 12-18 måneder ekstern kvalitetssikring og myndighetsbehandling)	5-10 år

For å øke gjennomføringsevnen vår kjøper Statnett flere byggherretjenester og flere prosjekterings-tjenester i tidlig fase. Vi jobber med våre leverandører for å begrense kostnader, unngå forsinkelser og sikre at ulike krav og regler etterleves.

Bedre digitale verktøy vil også bidra til mer effektiv prosjektgjennomføring. For eksempel kan en digital tvilling hjelpe oss ved at både Statnett og andre relevante aktører kan ha samme informasjon på samme tidspunkt. Vi kan forkorte ledetider betraktelig ved å gjennomføre flere prosesser parallelt, både internt i Statnett og i samhandling med leverandører og myndigheter.

For en konkret oversikt over hvilke investeringer vi planlegger viser vi til kapittel 7, som tar for seg hver enkelt områdeplan. Her skiller vi på investeringer på kort sikt (ett til fem år) og lang sikt (fem til ti år).

### 4.3. Prioritering av utredninger og prosjekter

Statnett gjennomfører i dag en rekke analyser og utredninger for å kartlegge behov og identifisere samfunnsøkonomisk rasjonelle løsninger. Områdeplanene og Systemutviklingsplan 2023 er våre viktigste verktøy for å kartlegge behov og prioritere tiltak i kraftsystemet. Fordi vi har kapasitetsbegrensninger i alle områder, og flere kunder som ønsker tilknytning, utfører vi stadig sjeldnere utredninger på vegne av enkeltkunder.

I Systemutviklingsplan 2023 har vi fremhevet seks prioriterte områder. Disse prioriteringene er førende for hvilke prosjekter vi starter først og hvilke igangsatte prosjekter som får prioritet internt i Statnett.

Systemutviklingsplan 2023 viser at situasjonen er mest kritisk på Vestlandet. Her forsterker vi nettet nord-sør, fra Sogndal til Sauda, og inn til Bergensområdet og Haugalandet.

For å ivareta tilknytningsplikten og opprettholde akseptabel forsynings-sikkerhet, er det også spesielt viktig å sikre fremdrift i prosjektene i disse områdene:

- Fra Sørlandet til Østlandet via Grenlandsområdet, inkludert flere tiltak i Grenland, Vestfold og inn mot Oslo
- Fra Midt-Norge til Oslo via Sunndalsøra og Gudbrandsdalen, inkludert tiltak inn mot og internt i Stor-Oslo
- Stor-Trondheim
- Helgeland: Rana-området og til Sverige
- Finnmark: Fra Skaidi til Hammerfest og østover mot Varangerbotn og Finland

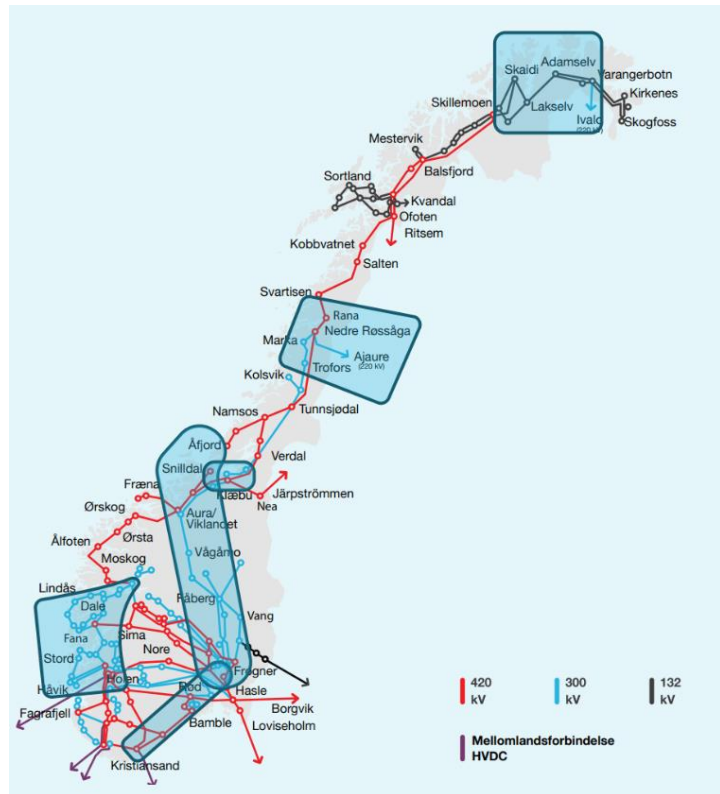
Gjennom utredninger og områdeplanene ser vi på behovet samlet og beskriver mulige tiltak. I løpet av 2022/2023 har vi publisert ti områdeplaner. Hver plan beskriver et strategisk målbylde (Målnett) i et 20-års perspektiv med nødvendige tiltak og trinn, for å møte behovene i området. Områdeplanene danner grunnlag for konseptvalg og prosjektutvikling. Områdeplanene er utarbeidet i tett samarbeid med de regionale nettselskapene. Dette gir et helhetlig perspektiv på tvers av nettnivåer og virkemidler. Tiltakene i områdeplanene gir et betydelig løft i kapasiteten til å dekke nytt forbruk, men det er også behov for økt kraftproduksjon. Vi oppdaterer områdeplanene annethvert år for å fange opp nye behov og foreta eventuelle justeringer av planene. Vi starter neste oppdatering av områdeplanene våren 2024. I underlaget for oppdateringen av områdeplanene inngår *Analyse av transportkanaler*, konseptvalgutredninger og områdeanalyser.

Statnett arbeider kontinuerlig med hvordan prosjektene blir prioritert og utviklet gjennom vår prosjektmodell, og samfunnsøkonomisk lønnsomhet er en sentral del av beslutningsunderlaget.

### 4.4. Andre tiltak vi gjør for å møte behovet for økt kapasitet

#### Bruk av systemansvarliges virkemidler

Statnett som systemansvarlig bruker flere ulike virkemidler for å øke utnyttelsen av nettet, herunder spesialregulering, systemvern og endring i koblingsbilder. Bruk av systemvern bidrar til høy utnyttelse av dagens nett. Statnett har et stort antall systemvern i bruk allerede (om lag 30 % av ledningene på 300 og 420 kV er tilknyttet systemvern), og vi har nådd grensen for hvor mange systemvern vi klarer å håndtere på en forsvarlig måte med dagens driftsløsninger. For å kunne øke bruken av systemvern



Figur 3: prioriterte områder

ytterligere trenger vi løsninger for en mer automatisert håndtering av systemvern i den daglige driften, og dette er noe vi jobber med.

## Vi inngår avtaler om vilkår om utkobling eller begrensning i forbruket

For at nye kunder skal få tilknytning, må det være driftsmessig forsvarlig å knytte dem til. Dersom tilknytningen ikke er driftsmessig forsvarlig, kan Statnett utrede om tilknytningen kan bli forsvarlig ved å tilknytte nye kunder med særlige vilkår, eller inngå avtaler med større kunder som har mulighet til å være fleksible.

De fleste kundene som ber om tilknytning, skal tilknyttes i underliggende nett. Dette betyr at tilknytning med særlige vilkår må koordineres med regionale nettselskap. Erfaringene til nå er at det er mer krevende enn først antatt å finne gode praktiske løsninger for å sikre at vilkårsavtalene fungerer etter intensjonen. Statnett bruker nå erfaringene fra de første avtalene til å lage bedre løsninger og avtaler som gjør at vi og underliggende nettselskap i stand til å skalere opp mengden avtaler i fremtiden.

Vi vil fra 2024 øke bruken av relativt enkle vilkårstyper ved begrensninger nær kunden (vilkår ved radiell drift og bruk av tilknytningsvern). Frem mot 2027 vil vi implementere løsninger for å håndtere tilknytninger som gir begrensninger i større områder/masket nett.

## Bilaterale avtaler

Et alternativ til å tilknytte nye kunder på særlige vilkår, er å inngå avtaler med eksisterende kunder som kan og vil tilby fleksibilitet. Statnett har høsten 2023 inngått den første avtalen av denne typen tiltak for å håndtere forsyningssikkerheten i Trondheim, og tilknytning av vanlig forbruk frem til nye transformatorstasjoner er på plass. På lengre sikt tror vi det vil bli krevende å håndtere et stort antall bilaterale avtaler, og at markedsbaserte løsninger vil være mer aktuelt.

## Forvaltning av reservert kapasitet

Vi har reservert mye kapasitet i dagens nett og i planlagt nett. Et viktig verktøy fremover for å utnytte eksisterende nett er å følge opp reservasjonene og fremdrift til kundene. Vi kansellerer reserveringer i tilfeller der kunder ikke overholder avtalt fremdrift eller sier fra seg deler eller hele sin reservert kapasitet. I slike tilfeller vil hovedregelen være at vi kan reservere denne frigjorte kapasiteten til andre kunder. Dette innebærer at køen er dynamisk, og det vil oppstå muligheter for nye aktører når andre faller fra. Vi har det siste året trukket tilbake reserveringer tilsvarende 256 MW.

Statnett mener at innføring av en reservasjonsavgift og et standardisert tilknytningsgebyr vil bidra til en bedre forvaltning av kapasiteten i nettet, og vi har tidligere foreslått dette.

## Forvaltning av tilknyttet kapasitet

Vi mener det må være anledning til å trekke tilbake kapasitet hos større nærings- og industrikunder som allerede er tilknyttet nettet, men som ikke utnytter avtalt kapasitet fullt ut og som ikke har dokumenterte planer om å ta kapasiteten i bruk fremover. Kunder som ikke utnytter kapasiteten de er tildelt hindrer i prinsippet markedsadgang for andre kunder som ønsker å tilknyttes nettet. Vi ønsker tydeliggjøring av disse vilkårene i våre nettavtaler, og viser til det pågående arbeidet med revisjon av nettavtaler.

## Andre tiltak

- **Vi skal temperaturoppgradere nærmere 100 ledninger de neste 15 årene.** Dette vil bidra til at ledningene kan belastes mer enn de kan i dag – vi anslår mellom 5-50 % økt overføringskapasitet.
- **Vi tester ut Dynamic Line Rating (DLR).** DLR utnytter informasjon om faktiske kjøleforhold for den enkelte luftledning til å sette mest mulig korrekte strømgrenser. Dette bidrar til at vi kan sette mer presise strømgrenser, noe som igjen gjør det mulig å utnytte kapasiteten bedre.. Vi startet testing på noen ledninger i 2023.
- **Vi tillater i noen tilfeller overlast på transformatorer.** Når forholdene ligger til rette for det, aksepterer vi høyere overlast (15 %) på transformatorer på bekostning av redusert levetid.
- **Vi følger opp prisområdene.** Prisområdene representerer begrensninger (flaskehalser) i nettet. Ved varige endringer i nett, forbruk og produksjon er endring i prisområder ett av tiltakene Statnett vurderer.

- **Vi innfører flytbasert markedskobling.** Metoden benytter prisområder sammen med mer detaljert informasjon om det fysiske strømnettet og ser hele Norden i sammenheng. Flytbasert markedskobling gjør at vi kan utnytte kraftnettet bedre.

## 5. Driftsmessig forsvarlig vurderinger

At en tilknytning vurderes som driftsmessig forsvarlig, innebærer at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder. Strøm- og spenningsgrenser må overholdes og eksisterende kunder må fortsatt ha akseptabel leveringspålitelighet. Nettselskapene kan selv vurdere hva de anser som akseptabel leveringspålitelighet.

### 5.1. Krav til driftssikkerhet tilpasses det enkelte område

Statnett svarer ut forespørsler om DF-vurdering basert på eksisterende kunnskap om kapasiteten i et punkt. Statnett planlegger å sammenstille denne nøkkelinformasjonen og gjøre den tilgjengelig for berørte nettselskap, direktøkunder og andre som har nytte av informasjonen.

Som hovedregel legger vi til grunn N-1<sup>8</sup> forsyningssikkerhet ved vurdering av hva som er driftsmessig forsvarlig i 300- og 420 kV-nettet. Selv om det er rasjonelt å ha N-1 som en hovedregel for planlegging og drift av transmisjonsnettet er det ikke et krav at forbruk skal ha momentanreserve. Vi legger derfor til grunn at ikke *alt* forbruk, *alltid* skal kunne gjenoprettes etter en feil hvis sannsynligheten for, og/eller konsekvensen av, den kritiske feilen er lav.

I grensesnittet mot regionalnettet og i avgrensede områder der konsekvensen av en eventuell feil er lav, legger Statnett til grunn at vi kan drifte med N-0. Dette gjelder kun hvis det er kapasitet etter feil for å gjenopprette forsyning til berørt forbruk innen rimelig tid. Dette betyr at enkelte steder vil utfall av våre transformatorer medføre avbrudd, mens det andre steder er momentan reserve. Statnett mener det er samfunnsmessig rasjonelt å drifte mer av regionalnettet radielt for å tilrettelegge for nytt forbruk. Når nettet deles, altså driftes radielt, kan det overføre mer kraft med lavere forsyningssikkerhet.

### 5.2. Driftsmessig forsvarlig vurderinger er i endring

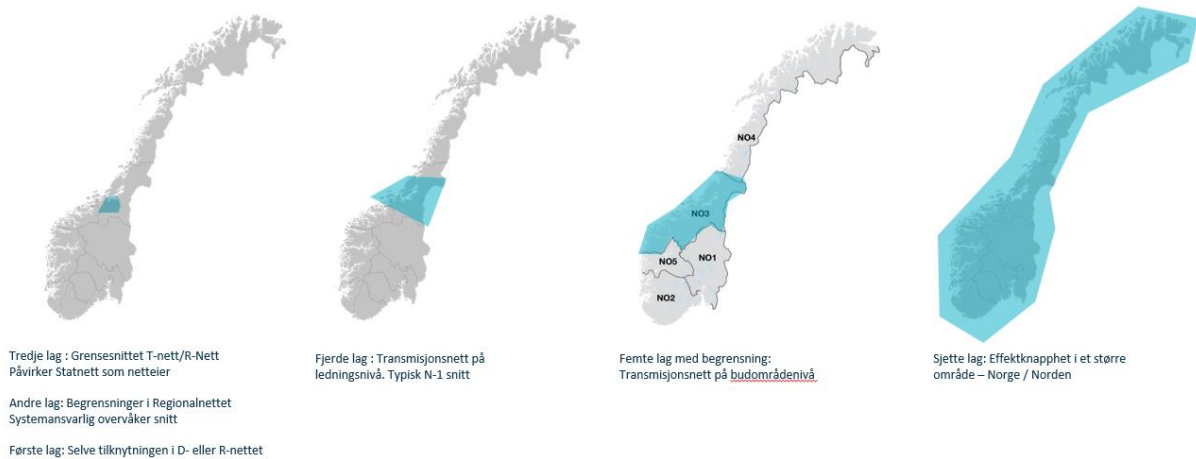
Statnetts DF-vurderinger baserer seg på nettanalyser og risikovurderinger. For større områder supplerer vi nettanalysene med markedsanalyser for å vurdere hvilken markedsflyt vi bør legge til grunn.

Hva som definerer grensen for hva som er driftsmessig forsvarlig varierer fra område til område. Som vist i Figur 4 er det noen steder transmisjonsnettsnitt som er begrensende, mens andre steder er det transformatorer eller regionalnett.

---

<sup>8</sup> N-1 er et uttrykk for at vi drifter nettet med momentan reserve og at utfall av en komponent ikke skal gi avbrudd for forbrukere.





Figur 4: ulike lag av begrensninger i nettet

Tidligere gjennomførte Statnett DF-vurderinger for én og én henvendelse om tilknytning. Vi vurderte da først og fremst transformator kapasitet og eventuell reserve via underliggende nett. Vi la til grunn at kapasiteten i 300- og 420 kV transmisjonsnett var tilstrekkelig, og DF-vurderingen så på kapasitet i grensesnittet mot regionalnettene. I praksis betydde det å vurdere konsekvensen av feil på våre ledninger eller transformatorer.

En slik tilnærming er ikke lenger nok. Høy forbruksvekst innebærer at flere tilknytningsforespørsler møter kapasitetsbegrensninger i ledningsnett og transportkorridorer inn mot større områder i tunglast. Det er derfor behov for å supplere lokale nettanalyser med mer omfattende analyser og DF-vurderinger av større områder. Statnett bruker lengre tid på å svare ut forespørsler som krever slike analyser. I flere områder er det nå snittbegrensninger for et større område som er årsaken til at det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte ytterligere forbruk.

Stor vekst i forbruket, samtidig som det kommer begrenset med ny produksjon, vil føre til at energi- og effektbalansen blir strammere og kraftprisen dermed blir høyere. Det er aktørene i kraftmarkedet som skal sørge for at det er tilstrekkelig kapasitet til å dekke etterspørselen, og effektbalanse skal oppnås gjennom markedet. Vårt utgangspunkt er derfor at Statnett ikke har anledning til å si nei til kundeforespørsler for å unngå knapphet og høye priser.

### 5.3. Lokale og regionale nettanalyser som underlag for DF-vurderinger

Hvis vi ikke har tilstrekkelig underlag til å svare ut en forespørsel om DF-vurdering må vi gjennomføre nettanalyser av kapasitet i eksisterende nett og/eller i planlagt nett. Som nevnt over, må vi ofte supplere mer lokale analyser med større, regionale analyser.

Lokale nettanalyser beskriver:

- Forbruk, produksjon og kapasitet i dagens - og i planlagt nett
- Driftsbilde som legges til grunn i den dimensjonerende situasjonen
- Hvor mye kapasitet som kan overføres gitt ulike krav til forsyningssikkerhet N-1 (momentan reserve ved utfall), N-0 (gir avbrudd ved utfall) og hva som er mulig å gjenopprette av kapasitet for forsyning av forbruk etter utfall. For produksjon legger vi til grunn at det er ikke behov for momentan reserve (N-0).
- Risikobildet i form av
  - fleksibilitet i form av delingsmuligheter, regulerbar produksjon og forbrukerfleksibilitet
  - varighet av utfordringer
  - sannsynlighet og konsekvens for at/hvis det verste skjer på verste tidspunkt
- Gjenopprettingsplan for utfall i N-0 drift
- Plan for gjennomføring av vedlikehold

I disse analysene fokuserer vi på grensesnitt mellom transmisjon- og regionalnettet. Her avhenger kapasiteten av om regionalnettet driftes samlet eller delt i de dimensjonerende last-casene. Vi samarbeider derfor med de regionale nettselskapene om forutsetninger som benyttes i analysene og diskuterer resultatene underveis.

Regionale nettanalyser kan både være en utvidet versjon av en lokal analyse eller en større analyse der vi også ser på markedsvirkninger og flyt over større områder. *Sørlandsstudien* og *Analyse av transportkanaler* er eksempler på denne typen analyser.

#### **5.4. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte, utreder vi tiltak**

Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å tilknytte mer forbruk i et punkt, utreder vi tiltak. I dette ligger å vurdere hva som er den beste løsningen for å kunne gi tilknytning. Dette innebærer å ta stilling til tilknytning på særlige vilkår, bruk av systemansvarliges virkemidler eller å søke konsesjon for den nettførsterkningen som er den beste for å gi kunden tilknytning. DF-vurderingen skal imidlertid foreslå hvilke tiltak som er aktuelle.

- Systemansvarliges virkemidler holder vi normalt sett utenfor DF-vurderingen, men disse kan i noen tilfeller være et rimelig tiltak som sikrer en driftsmessig forsvarlig tilknytning. Vi baserer vurderingen på om det er forsvarlig å drifte nettet med den nye kunden, omfanget av foreslått virkemiddel, samt om det er rasjonelt.
- Netttiltak medfører, i enkelte tilfeller, avtaler om koordinert prosjektutvikling og anleggsbidrag. For en kunde som har utløst et tiltak, vil vi reservere en del av den nye kapasiteten i nettet når tiltaket er satt i drift. I påvente av netttiltaket, vil vi vurdere å tilby tilknytning på midlertidige særlige vilkår for hele eller deler av kundens behov.

#### **5.5. Oppfølging av ny definisjon av vanlig forbruk**

Som tidligere beskrevet, har Statnett endret definisjonen av vanlig forbruk til å gjelde saker under 5 MW og med årlig energiforbruk under 20 GWh. Unntaket er i dag to stasjoner, Kolsvik stasjon og Stord stasjon, som begge er svært høyt belastet. Derfor skal saker over 1 MW under disse stasjonene sendes til Statnett for avklaring om det er driftsmessig forsvarlig knytte til nettet.

Statnett har også identifisert enkelte stasjoner vi må følge spesielt med på. Dette er stasjoner og snitt der vi ser at det kan bli utfordrende å knytte til forespurt kapasitet under 5 MW og under 20 GWh i tiden fremover. Dersom vi ser at det blir en utfordring for forsyningssikkerheten, vil vi vurdere å endre grensen for vanlig forbruk til 1 MW i påvente av netttiltak. Per dags dato består denne listen av 18 stasjoner og 3 snitt fordelt over hele landet.

## **6. Håndtering av tilknytningskøen**

### **6.1. Begrepsavklaring kø**

RME har bedt Statnett om å beskrive hvordan vi holder oversikt over tilknytningskøen. Vi legger til grunn at RME her mener at "tilknytningskø" er et samlebegrep for kapasitetskø og reservasjonskø, som beskrevet i [RMEs oversendelse til OED](#).

Statnett bruker også begrepet "kapasitetskø". Dette gjelder tilknytnings saker der kunden er tilstrekkelig moden for reservasjon, men der vi vurderer at det ikke er driftsmessig forsvarlig å koble til kapasiteten som følge av begrensninger i transmisjonsnettet. Disse tilknytningsforespørlene blir satt i kapasitetskø.

Statnett bruker ikke begrepet "reservasjonskø". Når vi reserverer kapasitet i dagens nett betyr det at kunden kan knyttes til nettet så snart kunden er klar for det. Vi ser ikke behov for å ha en kø med saker som har reservert kapasitet i dagens nett. Kunden må følge fremdriftsplanen for sitt prosjekt, og Statnett følger opp dette.

Når vi reserverer kapasitet i planlagt nett, gjelder dette tiltak der Statnett har startet opp et prosjekt. Kunden må da følge sin fremdriftsplan og utvikle sitt prosjekt, samtidig som Statnett bygger anlegg. Vi ser ikke behov for å ha en kø knyttet til dette, ettersom både Statnett, underliggende nettselskap og kunde vet når tilknytningen kan realiseres og fordi rekkefølgen ikke er avgjørende på dette tidspunktet.

## 6.2. Metode for å holde oversikt over våre køer

Alle veiledningshenvendelser, forespørsler om kapasitet og bestillinger av kapasitet som regionale nettselskap eller direktekunder sender til Statnett, blir lagt inn i vårt saksbehandlingssystem. Vi registrerer alle relevante detaljer knyttet til hver enkelt sak og har med dette oversikt over blant annet (ikke uttømmende):

- Status i saken
- Geografisk plassering
- Forespurt/ bestilt kapasitet
- Næringstype
- Dato for forespørsel om driftsmessig forsvarlig vurdering
- Dato for bestilling av utredning
- Dato for bestilling på reservasjon av kapasitet
- Om kunden er moden for DF-vurdering/utredning/reservasjon
- Dato for svar på de ulike henvendelsene

De aller fleste tilknytningssakene vi får inn, er fra kunder som tilknyttes underliggende nettselskap, og vi får tilsendt dataene beskrevet over fra de regionale nettselskapene. Vi har i dag en manuell overføring av informasjonen til vårt saksbehandlingssystem. Dette har visse svakheter, for eksempel risiko for at informasjonen registreres feil. Dermed er det behov for en felles tilknytningsportal. Statnett og flere andre nettselskap samarbeider om å utvikle en slik portal gjennom Elbits. Her skal kunden kunne registrere og følge opp sine tilknytningssaker – direkte med berørte nettselskaper, inkludert Statnett.

Ett grensesnitt basert på deling av data, i stedet for gjentakende overføring av informasjon til flere lokale system, vil føre til færre feilkilder. Dette sikrer at kundene og alle nettselskap til enhver tid har samme og korrekt informasjon tilgjengelig. Dette vil i tillegg være ressursbesparende. Elbits planlegger med gradvis lansering av løsningen fra våren 2024. Arbeidet i Elbits er avhengig av domeneeksperter fra flere nettselskap og prioriteres høyt i Statnett.

### Kapasitetskø

Vi har det siste året publisert statistikk på våre nettsider og vil dele mer informasjon i 2024. Blant annet ønsker vi å dele lister over enkeltsaker som har fått reservert kapasitet og liste over saker i kapasitetskø. Det gjenstår noen prinsipielle avklaringer knyttet til publisering av navn på direktekunder. Formålet med å publisere kapasitetskøen på våre nettsider er transparens, samt at kunder kan gå inn i oversikten og se sin plass i køen.

Dataene fra kapasitetskøen blir hentet fra vårt saksbehandlingssystem. For å opprettholde plikten Statnett har til nøytral og objektiv opptreden, er det bestillingsdato med tilstrekkelig modent behov som er avgjørende for kundens plass i køen. Likevel ser vi at også publisering av annen informasjon om hver sak kan være nyttig for de som ønsker informasjon om køen.

Følgende informasjon om sakene vil inngå i oversikten med kapasitetskø:

- |  |  |
|--|--|
| - Saksnummer                                     | - Bestilt volum fra kunde                    |
| - Om saken er moden for reservasjon              | - Hvor mye av bestilt volum som er reservert |
| - Dato Statnett mottok henvendelsen              | - Planlagt dato for tilknytning              |
| - Stasjon for tilknytning til transmisjonsnettet | - Kundens referanse                          |
| - Statnetts kunde                                | - Kunde- og tilknytningsansvarlig i Statnett |
| - Om det er forbruk eller produksjon             |  |
| - Næringstype                                    |  |

En kapasitetskø på nasjonalt nivå, bestående av alle modne saker som ikke har reservert kapasitet, vil si noe om antall saker og volum. I tillegg vil det tydelig beskrive behov for nettiltak, eventuelt for andre virkemidler for å kunne reservere mer kapasitet.

Dersom Statnett starter opp et prosjekt for nettiltak i transmisjonsnettet, eller dersom vi kansellerer en reservasjon, vil vi benytte kapasitetskøen til å fordele kapasitet til kundeprosjekter. Det er ikke alltid man kan reservere kapasitet til førstemann i køen når det er tilgjengelig kapasitet som kan reserveres. Dette avhenger av hvilke flaskehalsen som er i nettet, både på stasjon, ledning og inn til et område. Når vi skal

benytte kapasitetskø til forvaltning av tilknytningssaker, må vi derfor dele opp i mer lokale køer basert på hvilke begrensninger som finnes i et område. Dette kan for eksempel være begrensninger på transformatorstasjon eller inn til et større område.

Per dags dato er oppfølgingen av disse regionale og lokale køene forholdsvis manuell. Hver saksbehandler har god oversikt over eget område, men vi ser at det vil være stor nytte av å digitalisere dette ytterligere. Vi jobber med vårt saksbehandlingssystem for at saker skal kunne legges i køer basert på hvilke begrensninger man har i nettet. På denne måten vil vi fremover kunne følge opp kapasitetskøene mer effektivt enn før, og være helt sikre på at de håndteres korrekt på tvers av ulike nettbegrensninger og nettselskap.

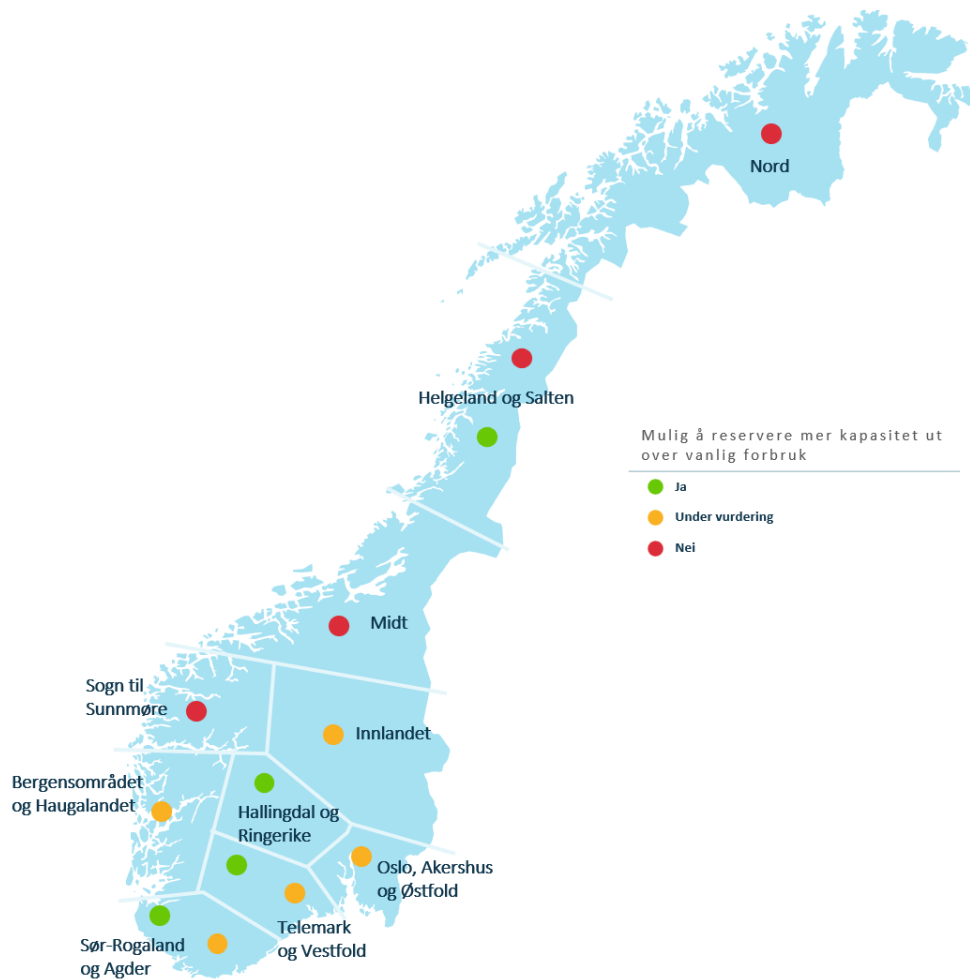
## 7. Status for hvert område

Vi har utarbeidet ti områdeplaner som til sammen dekker hele landet. Hver områdeplan beskriver nødvendige tiltak for å møte behovene i området. Alle områdeplanene finnes tilgjengelig på våre [nettsider](#), og utfyllende informasjon om planlagte tiltak og dagens kraftsystem per område finnes her. Vi skal oppdatere områdeplanene i 2024, blant annet for å hensynta oppdaterte analyser og reserverasjoner vi har gjort det siste året.

Status for nettkapasitet per område er illustrert i Figur 5. For Oslo, Akershus og Østfold, Agder og deler av Telemark/Vestfold vurderer vi hvilket totalvolum det er forsvarlig å reservere for i påvente av større tiltak. På Innlandet og Bergen/Haugalandet vurderer vi nå om det lokalt er mulig å reservere ytterligere kapasitet i planlagt nett. I Helgeland arbeider vi med modenhetsvurderinger av kundeforespørsler sammen med regionalt nettselskap, og vil i løpet av våren 2024 sende ut reserverasjonsbrev for rundt 600 MW.

I Hallingdal og Ringerike, samt Sør-Rogaland og Agder er det fortsatt kapasitet som ikke er reservert.

I øvrige områder er det kun kapasitet for vanlig forbruk. Ytterligere reserverasjoner vil være et resultat av fremdrift for nye nettførsterkninger, ny produksjon, frafall av reserverasjon eller tilknytning med særlige vilkår.



Figur 5: Kapasitet til forbruk utover vanlig forbruk. Status per 31.12.2023.

Vi gjør oppmerksom på at tallene for reservert kapasitet samt figurene i avsnittene i dette kapitlet gjelder per 31.12.2023 og vil endre seg fremover.

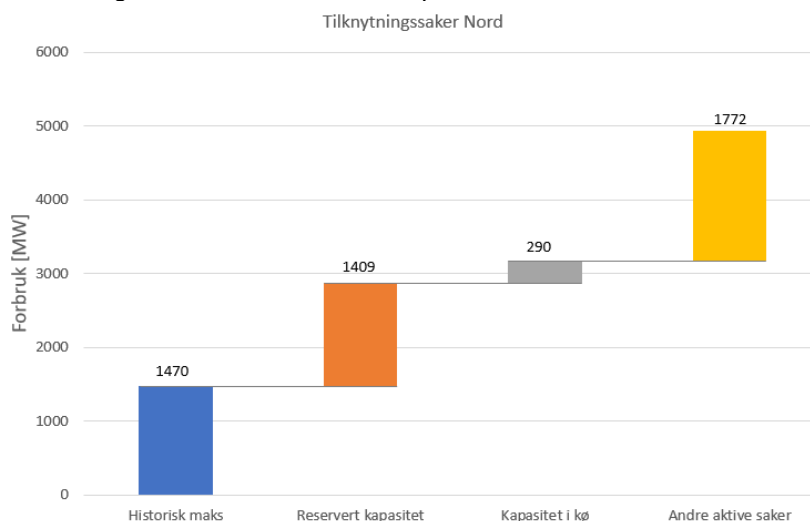
## 7.1. Områdeplan Nord

### Vi har reservert 1400 MW til nytt forbruk

Det reserverte forbruket på 1400 MW tilsvarer en forbruksøkning på 90% sammenliknet med dagens nivå. 470 MW av disse er reservert i planlagt nett. Equinors planlagte elektrifisering av Melkøya kan tilknyttes når ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Hyggevatn er ferdig. I Øst-Finnmark må planlagt hydrogenproduksjon vente på ny 420 kV-ledning Skaidi-Lebesby-Seidafjellet.

750 MW av volumet som er reservert vil tilknyttes med særlige vilkår. Dette inkluderer 350 MW på Melkøya som vil tilknyttes nettet med vilkår om forbruksbegrensning. Konkret vil vi aktivere et utkoblingsvern i tilfeller hvor total last nord for Ofoten overstiger 2500 MW og når det er feil eller utfall av ledninger som inngår i viktige snitt, både inn til området og internt i området. Også andre kunder har fått reservert kapasitet med forutsetning om særlige vilkår. Industriforbruk under Kvandal har akseptert vilkår knyttet til Ofoten-snittet for deler av sitt forbruk. I tillegg har industriforbruk under Kvandal, Balsfjord og Vestsnittet fått reservasjon med særlige vilkår knyttet til kapasiteten lokalt.

Det er ikke ledig kapasitet til ytterligere større forbruk før enten nettkapasiteten inn til nord er økt, eller ny kraftproduksjon blir realisert. Dersom allerede reservert kapasitet blir kansellert på grunn av manglende opprettholdelse av fremdrift vil det åpne for andre kunder. I Lofoten og Vesterålen idriftsettes en ny 132 kV-ledning mellom Kvandal og Kanstadbotn i 2024. Kapasitetsøkningen som denne ledningen gir, er allerede reservert og det står flere kunder i kapasitetskø i området.



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

Det er behov for økt overføringskapasitet både internt i område Nord og inn til området, for å tilrettelegge for økt forbruk.

På kort sikt (0-5 år):

- Ny 132 kV ledning Kvandal-Kanstadbotn
- Ny Vinnelys stasjon
- Bardufoss, ny transformator
- Ny 420 kV ledning Skaidi - Hyggevatn
- Temperaturoppgradering av 132 kV ledninger, både i Sørnettet og Nordnettet
- Ny 420 kV ledning Skaidi – Lebesby, inkludert ny Lebesby stasjon

På lengre sikt (5-10 år):

- Ny 420 kV ledning Lebesby-Seidafjellet, inkludert ny Seidafjellet stasjon
- Back-to-Back i Seidafjellet på Finlandsledningen
- Ny 420 kV ledning Kvandal-Kilbotn.
- Ny 420 kV ledning Ofoten-Rana

## 7.2. Helgeland og Salten

Kapasitet i Salten-området må ses i sammenheng med område Nord. Tilknytningsforespørsler i Salten-området står i kapasitetskø sammen med tilknytningssaker videre nordover fordi det er de samme snittene / ledningene som er første begrensning.

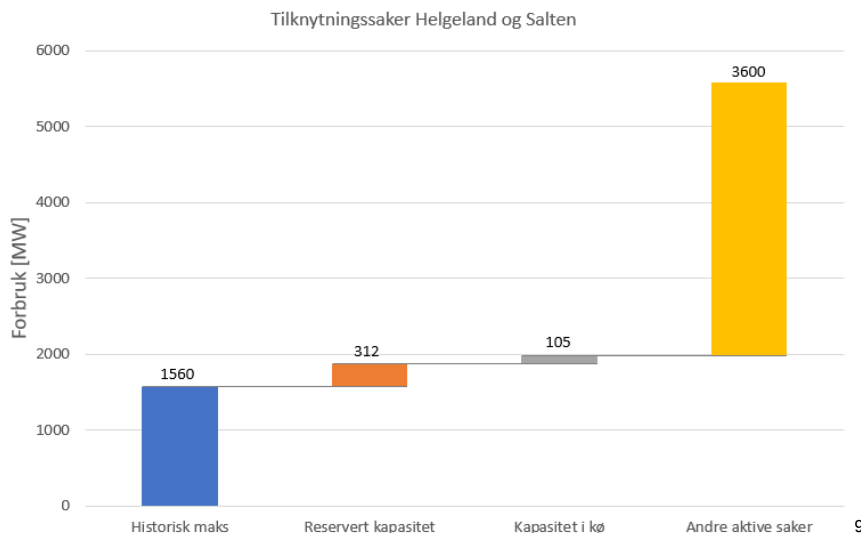
Vi har reservert over 300 MW, og vil reservere ytterligere ca. 600 MW i 2024.

I Salten-området har vi reservert kapasitet i transmisjonsnettet til 197 MW forbruk. Dagens forbruk i Salten-området er litt over 500 MW. Statnett kjenner til ytterligere modne planer om økt forbruk i området utover det som er reservert. For flere av sakene som har fått reservert kapasitet under Salten og Svartisen er det forutsatt nettførsterkninger i regionalnettet. Det er per nå ikke ledig kapasitet i transmisjonsnettet til ytterligere økt forbruk ut over det som er reservert i Salten-området.

Vi har totalt mottatt forespørsler om 3600 MW forbruk i området fordelt på Rana, Nedre Røssåga, Marka og Kolsvik. Planene har ulik modenhet. Dagens forbruk på Helgeland er nærmere 920 MW.

I Helgeland har vi tidligere reservert kapasitet i transmisjonsnettet til 110 MW forbruk. Vi vil i starten av 2024 reservere kapasitet til ytterligere ca. 600 MW forbruk. Senere i 2024 vil vi reservere kapasitet med særlige vilkår.

I Kolsvik er transformatoren høyt belastet, og det er begrenset kapasitet i regionalnettet. Det er ikke driftsmessig forsvarlig å åpne for vanlig forbruk mellom 1 og 5 MW før tiltak er gjennomført.



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

Det er behov for økt overføringskapasitet både i og inn til området.

På kort sikt (0-5 år):

- Nedre Røssåga stasjon bygges om med transformering 420/132 kV (2027)
- Rana stasjon bygges som en fullverdig stasjon med økt transformeringskapasitet

På lengre sikt (5-10 år):

- Ny 420 kV forbindelse mellom Rana og Marka og økt transformeringskapasitet i Marka
- 420 kV ledning mellom Nedre Røssåga og Sverige (oppgraderes fra 220 kV)
- Ny 420 kV forbindelse mellom Rana og Ofoten
- Løsning for kapasitet i Kolsvik-området

<sup>9</sup> Kapasitet skal fordeles Q1 2024, og statistikken vil da endres.

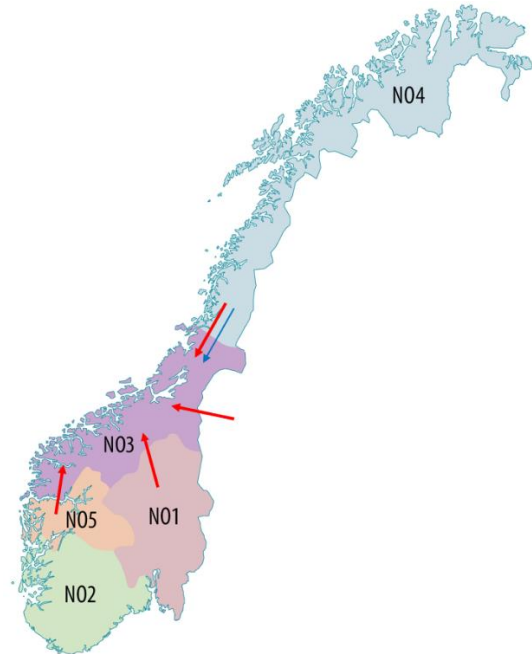
## Det er ikke driftsmessig forsvarlig å reservere mer kapasitet til større prosjekter i NO3

Områdeplan Midt utgjør sammen med Områdeplan Sogn til Sunnmøre (med unntak av Indre Sogn) og nettet under Vågåmo budområde NO3. Inn til NO3 går det i dag tre 420 kV ledninger og to 300 kV ledninger.

Ved utfall av en av ledningene mot Sør-Norge (se pil fra NO1 og NO5 i figuren) vil gjenværende ledning mot Sør-Norge være begrensende for hvor stort underskudd, og dermed hvor mye nytt forbruk man kan tillate i NO3 uten ny produksjon.

I NO3 er det i dag et maksimalforbruk på rundt 5000 MW. Vi har vurdert at det er forsvarlig å reservere kapasitet som tilsvarer en forventet forbruksvekst på litt over 2000 MW de kommende ti år.

Planer som vil øke kapasiteten til NO3 er reaktiv kompensering på forbindelsene mot Sør-Norge, spenningsoppgradering av Gudbrandsdalen og forsterkning mot Sverige på Nedre Røssåga-Ajaure. Disse er vi i gang med – se informasjon under enkelte område



### 7.3. Områdeplan Midt

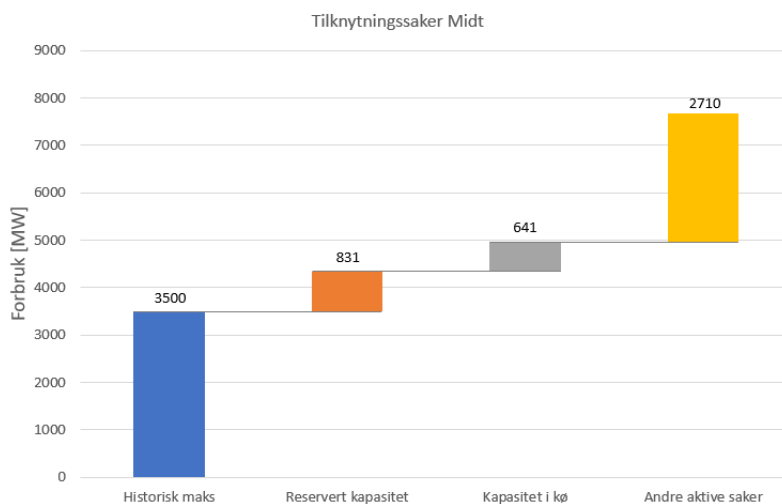
Vi har reservert til 830 MW

I desember 2023 reserverte vi ca. 280 MW til nytt forbruk i område Midt. I tillegg har vi siden 2018 reservert ca. 550 MW til prosjekter som dels er kommet på nett og dels er i ferd med å tilknyttes.

315 MW er reservert med særlige vilkår om forbruksbegrensning på grunn av begrenset kapasitet i grensesnittet mot regionalnettet (transformator-snitt) i dagens nett. Dette gjelder i hovedsak større datasenter, industri og elektrifisering av petroleumsvirksomhet under transformatorstasjonene Nea, Hofstad, Trollheim, Snilldal, Åfjord og Fræna.

I Trøndelag, Nordmøre og Romsdal skal vi bygge ny 420 kV-ledning mellom Åfjord og Snilldal og ny 420 kV-ledning mellom Surna og Viklandet planlegges idriftsatt 2028/2029. Vi forutsetter derfor at disse ledningene er realisert i våre vurderinger. Disse ledninger er viktige premisser for hva som er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning til på ordinære vilkår langs kysten fra Namsos til Surnadal. Uten de to nye 420 kV-ledningene vil det være interne nettbegrensninger langs kysten av Midt-Norge. Dette gjelder forbruk under Hofstad, Åfjord og Snilldal transformatorstasjoner.





### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

Det er behov for økt overføringskapasitet mot Østlandet og fra Nedre Røssåga mot Sverige for å øke kapasiteten inn i til NO3. Ny produksjon i NO3 vil også legge til rette for ytterligere forbruk. Anlegg for reaktiv kompensering (SVC) på forbindelsene sørover vil også heve kapasiteten noe.

På kort sikt (0-5 år):

- Åfjord-Snilldal + Surna-Viklandet 2
- Stasjons-/transformatorprosjekter i Eidum, Ørskog, Snilldal, Surna og Orkdal

På lengre sikt (5-10 år):

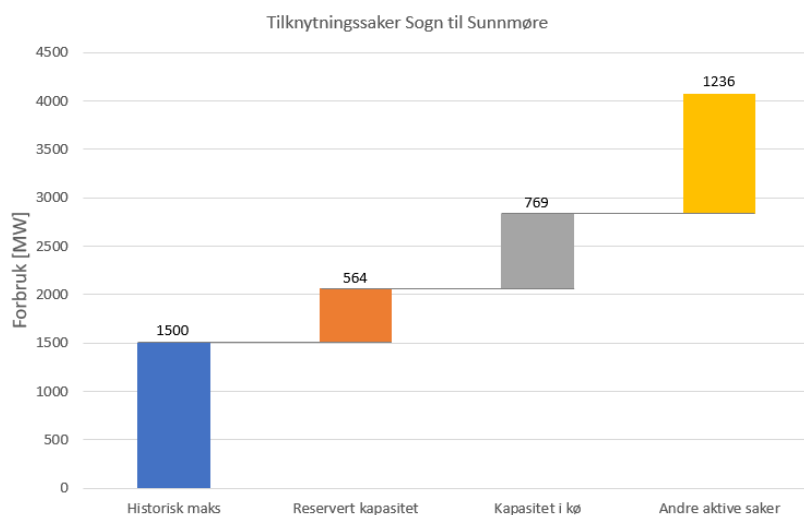
- SVC på forbindelsene mot Sør-Norge
- Spenningsoppgradering i Gudbrandsdalen
- Isfjorden-Fannefjorden
- Stasjons-/transformatorprosjekter i Klæbu, Strinda, Eidum, Aura, Fannefjorden og Namsos

## 7.4. Områdeplan Sogn til Sunnmøre

Vi har reservert rundt 600 MW

Det er reservert i underkant av 600 MW til forbruk mellom Ørskog og Sogndal. Forbruk utover dette møter begrensingen for NO3 som omtalt ovenfor. Lokalt er det ikke behov for større ledningsforsterkninger for å knytte til det reserverte forbruket.

Indre Sogn, transmisjonsnettstasjonene fra Sogndal til Fortun, er ikke en del av NO3. Under stasjonene Leirdøla og Fortun begrenses mulighetene for å knytte til økt forbruk av at området er radielt forsynt med en 300 kV-ledning. Statnett har satt i gang en konseptvalgutredning som følge av planer om økt forbruk i Øvre Årdal.



## Tiltak for økt kapasitet til forbruk

På kort sikt (0-5 år):

- Økt transformering i Ørskog og Ørsta er pågående prosjekter
- Planer om å starte opp tiltak i Ålfoten transformatorstasjon, både økt transformering som gi lokal kapasitet og kompenseringssanlegg som også bidrar til økt kapasitet i et større område

På lengre sikt (5-10 år):

- I Indre Sogn vurderer vi tiltak som kan bidra til økt tilknytning av forbruk i KVU Indre Sogn
- Mulig ny Grov stasjon for lokal/regional transformering

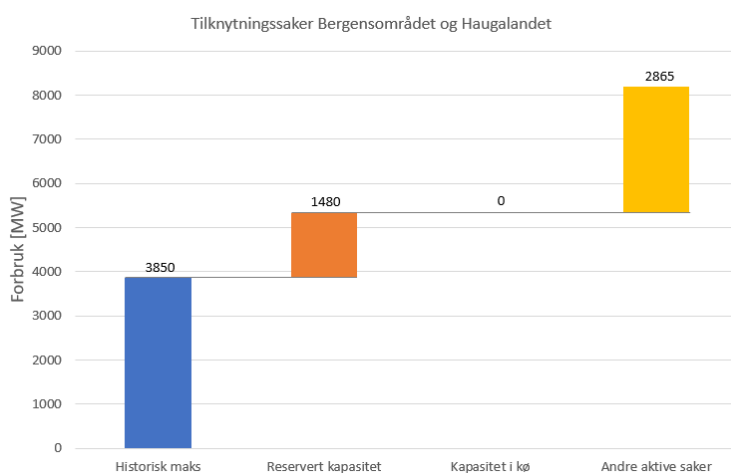
## 7.5. Områdeplan Bergensområdet og Haugalandet

### Vi har reservert rundt 1480 MW

I Bergensområdet og Haugalandet har vi reservert kapasitet til 1000 MW i dagens nett. Av dette har 560 MW fått tilknytning med særlige vilkår om utkobling frem til nettførsterkninger er på plass. Vi har reservert ytterligere 470 MW med bakgrunn i igangsatte tiltak. Vi har reservert om lag 420 MW under Kollsnes (Øygarden) og Lindås og 140 MW under Samnanger som kan knyttes til på særlige vilkår før idriftsettelse av pågående nettførsterkninger. 370 MW på Haugalandet kan knyttes til etter idriftsettelse av ny 420 kV-ledning mellom Blåfalli og Gismarvik. Vi har også reservert betydelig kapasitet til økt forbruk i Sauda.

I Stord er transformatorene høyt belastet, og det er svært begrenset ledig kapasitet. Statnett har utredet tiltak for å øke transformeringskapasiteten under Stord og Midtjellet stasjon på kort sikt, og vil avvente tilknytning av vanlig forbruk opp til 5 MW til disse tiltakene er gjennomført.

Statnett er kjent med ytterligere planer om økt forbruk i Bergensområdet og Haugalandet. Vi ser også at forbruksplaner i hele dette området må ses på samlet og at det kan være krevende å tilknytte mer forbruk på ordinære vilkår før dagens 300 kV-ledning mellom Sauda og Samnanger er ferdig spenningsoppgradert til 420 kV. Ytterligere reservasjoner i planlagt nett vurderes ut ifra geografisk plassering, mulighet for særlige vilkår og planlagt ny produksjon.



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

På kort sikt (0-5 år):

- Dublering av kabel mellom Litle Sotra og Kollsnes (Øygarðskabelen)
- Dublering av kabel mellom Lindås og Kollsnes
- Økt transformering Lindås, Fana og Litle Sotra
- Ny ledning Blåfalli-Gismarvik på Haugalandet

På lengre sikt (5-10 år):

- Spenningsoppgradering mellom Kollsnes og Sogndal
- Ny ledning til Kollsnes fra Samnanger
- Spenningsoppgradering mellom Sauda og Gismarvik/Kårstø
- Økt kapasitet i nord-sør-retning er en forutsetning for et vesentlig løft i kapasiteten. Dette oppnås ved oppgradering til 420 kV av ledningen Sauda-Blåfalli-Mauranger-Samnanger.

## 7.6. Områdeplan Sør-Rogaland og Agder

Vi har reservert over 1600 MW

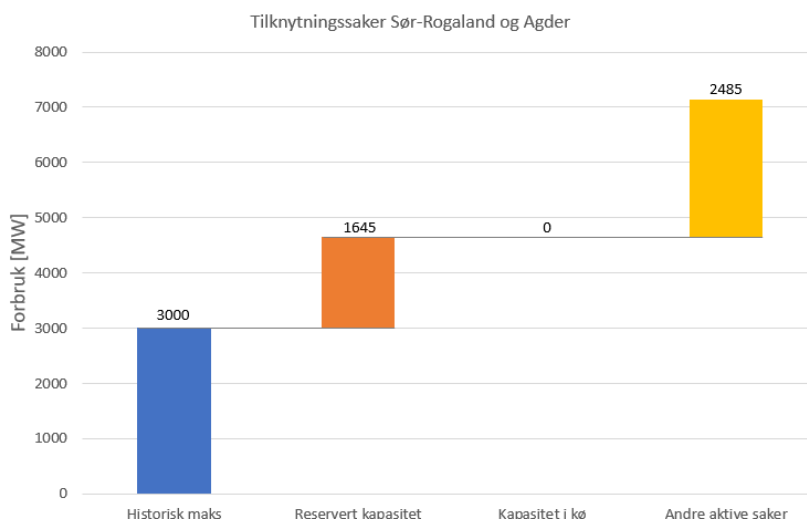
I Sør-Rogaland og Agder er det ingen kunder i kapasitetskø. Det er flere større kunder som har fått reservere i planlagt nett eller hvor vi utreder tilknytning med særlige vilkår for å gi reservasjon.

I Sør-Rogaland har ny 420 kV ledning mellom Lyse og Fagrafjell åpnet for at vi kan tilknytte 330 MW nytt forbruk i Sør-Rogaland, og ytterligere 400 MW med vilkår om utkobling. Av denne kapasiteten er 100 MW holdt av til vanlig forbruk og 83 MW reservert til Lnett sine kunder, men det er ca. 400 MW som vurderes for reservasjon med eller uten vilkår om utkobling.

I Agder er det over 1500 MW kapasitet som er reservert i transmisjonsnettet, hvorav over 500 MW i regionalnettet til Glitre Nett. Det er stor interesse for å etablere nytt forbruk og vi utreder nå muligheten for å tilknytte ytterligere 1100 MW. Av dette er over 600 MW i Arendalsområdet.

Noen steder kan det bli utfordringer de neste 5 årene, disse er følgende:

- Forbruksvekst på Nord-Jæren begrenset av transmisjonsnett ledningene inn til området, definert som Sør-Rogalandsnittet.
- Stor forbruksvekst i 132 kV-nettet i Agder og spesielt i Arendalsområdet vil medføre behov for ytterligere transformeringskapasitet enn pågående prosjekt tilrettelegger for



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

På kort sikt (0-5 år):

- Nye 420/132 kV transformatorer i Arendal og Kvinesdal stasjon
- Nye Stemmen stasjon
- Nye Krossberg og Humleberget stasjon
- Vi vurderer økt reaktiv kompensering kan gi noe økt kapasitet over Sør-Rogalandsnittet

På lengre sikt (5-10 år):

- Vi planlegger å starte opp et prosjekt med forsert reinvestering og spenningsoppgradering av Ertsmyra-Fagrafjell
- Nettforsterkning fra Sørlandet til Grenlandsområdet, Østre korridor. KVU er til behandling i OED.

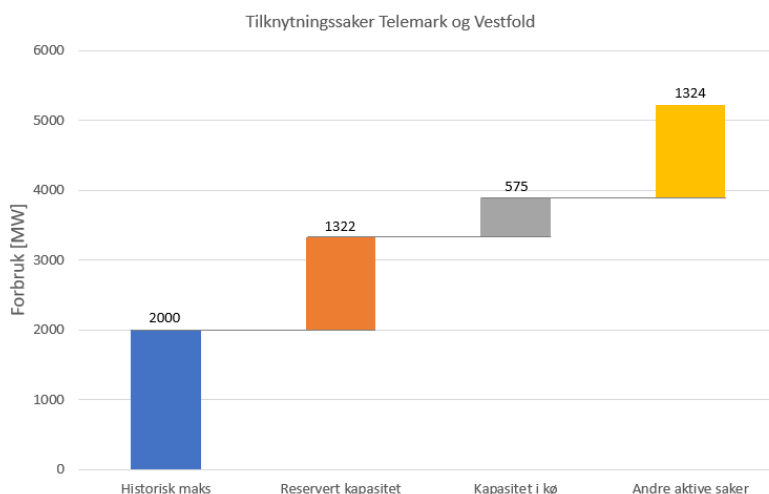
## 7.7. Områdeplan Telemark og Vestfold

### Vi har reservert rundt 1300 MW

I Grenlandsområdet har vi reservert kapasitet til 200 MW i dagens nett, samt ytterligere 100 MW etter ny transformering i Bamble stasjon. I tillegg er det reservert 600 MW på særlige vilkår til Yara på Herøya. Vi jobber med å vurdere muligheten for å tildele økt kapasitet til kunder etter at planlagt høytemperaturline mellom Rød og Porsgrunn er ferdigstilt.

I Vestfold har vi reservert kapasitet til 170 MW i dagens nett. Vi har også reservert 220 MW som kan tilknyttes etter ny transformering i Tveiten stasjon. I Rjukan har vi reservert kapasitet til 100 MW. I Flesaker/Syilling har vi reservert kapasitet til 16 MW i dagens nett.

Statnett kjenner til ytterligere modne planer om betydelig økt forbruk i Telemark og Vestfold utover det som er reservert. Planlagte tiltak vil tilrettelegge for betydelig økt kapasitet når de er ferdigstilt.



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

Det er behov for økt overføringskapasitet mellom Østlandet og Sørlandet for å tilrettelegge for økt forbruk i dette området og på Østlandet ellers.

På kort sikt (0-5 år):

- Økt transformering i Bamble transformatorstasjon (2027)
- Høytemperaturliner på 300 kV-ledningen mellom Rød og Porsgrunn

På lengre sikt (5-10 år):

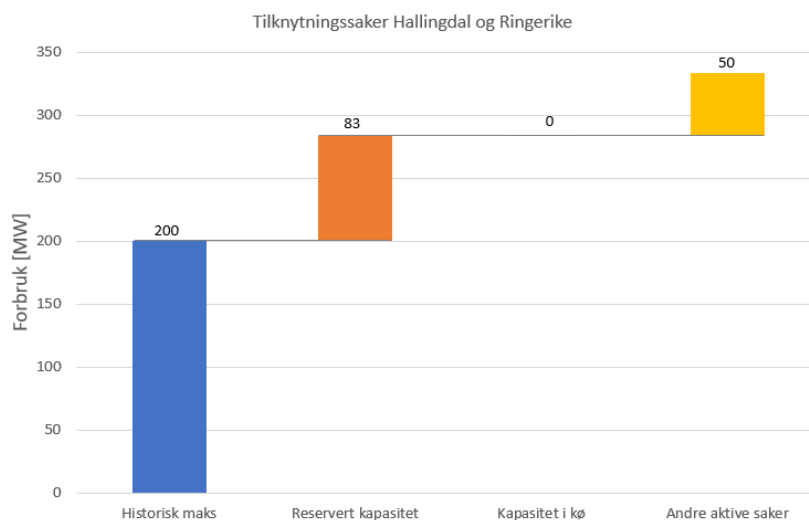
- Spenningsoppgradering mellom Tveiten (Tønsberg) og Flesaker (Eiker)
- Spenningsoppgradering i form av ny 420 kV ledning fra Bamble til Tønsberg, inkludert ny 420 kV stasjon i Porsgrunn.
- Ny ledning fra Kristiansand og via Arendal til Bamble i områdeplan for Sør-Rogaland og Agder er viktig for å øke kapasiteten fra Sørlandet til Østlandet.

## 7.8. Områdeplan Hallingdal og Ringerike

Vi har reservert rundt 80 MW

Det er kapasitet til å tilknytte mer forbruk i Hallingdal. Dette er et område med stort produksjonsoverskudd i dag.

I Ringerike har vi reservert kapasitet til 20 MW i dagens nett og ytterligere 50 MW i planlagt nett etter rehabilitering av transformatoren i Ringerike. Det er ikke kapasitet til betydelig økt forbruk uten særlige vilkår før nye Ringerike stasjon er ferdig bygget.



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

På kort sikt (0-5 år):

- Rehabiliterer dagens transformator i Ringerike slik at den tåler overlast. Dette gir økt kapasitet til nytt forbruk.

På lang sikt (5-10 år):

- Vi planlegger nye Ringerike stasjon som skal ferdigstilles rundt 2030 og vil gi betydelig økt kapasitet i området.

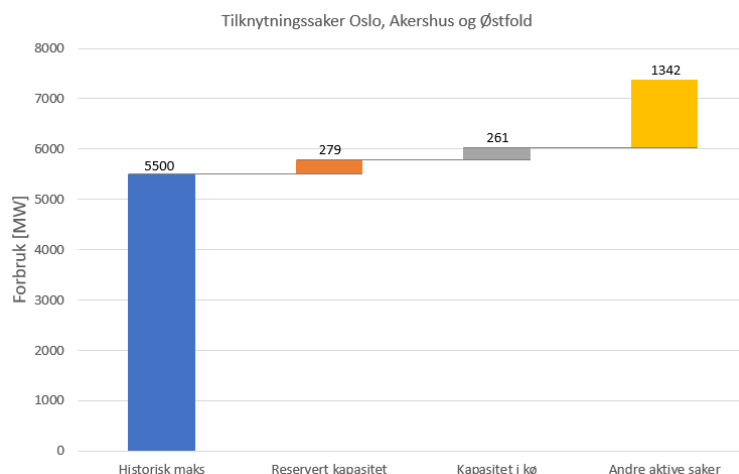
## 7.9. Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold

### Vi har reservert 279 MW

I Oslo, Akershus og Østfold har vi reservert kapasitet til 163 MW i dagens nett. Av disse jobber vi med å ferdigstille en avtale for 35 MW tilknytning på særlige vilkår om utkobling, samt vurderer om det er ledig kapasitet til ytterligere reservasjoner i dagens nett. Vi har reservert 116 MW i planlagt nett, som kan knyttes til rundt 2027 når ny Liåsen stasjon er ferdig bygget.

Statnett har 261 MW forbruk i kapasitetskø i området, og 1342 MW henvendelser om forbruksplaner med forskjellig modenhet. Vi kommer fortsatt til å tilknytte vanlig forbruk opp mot 5 MW i dagens nett, etter ny praksis i Statnett.

Forbruksplaner i hele dette området må ses på samlet. Tiltak for å heve kapasiteten inn til området fra vest er fornyelse og oppgradering til 420 kV Flesaker-Tegneby-Hasle. Vi gjennomfører nå oppdaterte markeds- og nettanalyser for å vurdere hva det er forsvarlig å reservere til, i påvente av nye tiltak som øker kapasitet inn til området. Vi forventer at dette vil gi økt mulighet for reservasjon.



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

Økt kapasitet inn til området fra vest er en forutsetning for å tilgjengeliggjøre mer kapasitet til området. Det er behov for økt overføringskapasitet fra Sørlandet til Østlandet og inn til Oslo for å tilrettelegge for økt forbruk i dette området og på Østlandet ellers.

På kort sikt (0-5 år):

- Nye kabler Smestad-Sogn
- Ny Liåsen stasjon
- Frogner stasjon – fornyelse og økt transformeringskapasitet
- Hasle – økt transformeringskapasitet

På lengre sikt (5-10 år):

- Nye kabler Sogn-Ulven
- Hamang-Bærum-Smestad – fornyelse og spenningsoppgradering til 420 kV
- Røykås stasjon – fornyelse og økt transformeringskapasitet
- Flesaker-Tegneby-Hasle – fornyelse og spenningsoppgradering til 420 kV (ny ledning) inkl. 300 kV Tegneby stasjon.

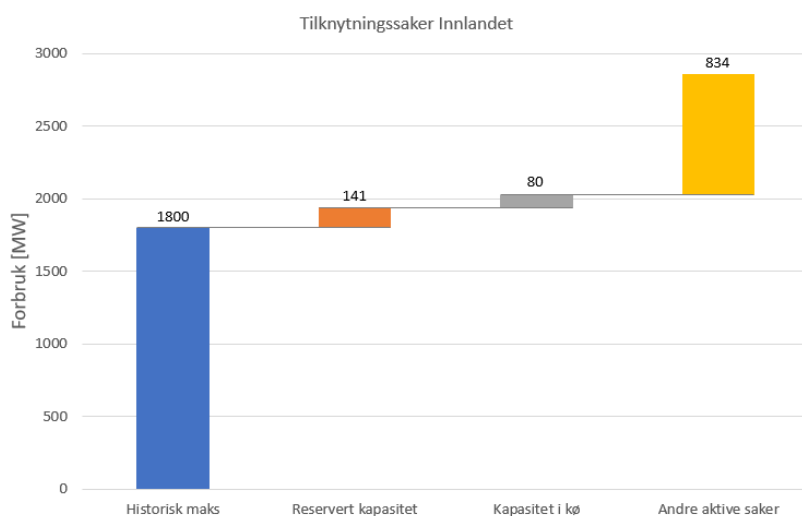
## 7.10. Områdeplan Innlandet

### Vi har reservert rundt 140 MW

I Innlandet har vi reservert kapasitet til 65 MW i dagens nett. Vi har i tillegg reservert 77 MW i planlagt nett, som kan knyttes til rundt 2024 når ny T1 i Vardal stasjon er satt i drift. Av dette har 70 MW fått tilknytning på særlige vilkår om utkobling frem til nettførsterkninger er på plass (Vang stasjon).

Statnett har 80 MW forbruk i kapasitetskø i området, og 834 MW henvendelser om forbruksplaner med forskjellig modenhet. I Innlandet er det i hovedsak transformeringskapasiteten som begrenser for tilknytning. Det er lite, eller ingen ledig kapasitet til ytterligere reservasjoner i dagens nett. Vi kommer fortsatt til å tilknytte vanlig forbruk opp mot 5 MW i dagens nett, etter ny praksis i Statnett.

Forbruksplaner i regionalnettet i Mjøsregionen må ses på samlet. Her trenger vi å øke transformeringskapasiteten i alle tre stasjonene som forsyner området, Vardal, Vang og Minne.



### Tiltak for økt kapasitet til forbruk

Økt transformeringskapasitet er en forutsetning for å øke kapasiteten for tilknytning lokalt. Her er ny Skyberg stasjon, Vang, Minne og Vågåmo spesielt viktige for nytt forbruk. Vi planlegger også fornyelse og spennings-oppggradering til 420 kV helt fra Sunndalsøra til Oslo. Disse tiltakene er også viktige for å øke overføringskapasiteten mellom Midt- og Sør-Norge, men for henvendelsene vi har behandlet knyttet til forbruk per i dag, er ikke disse direkte avhengige av disse lednings-oppggraderingene. Stasjons-oppggraderinger i forbindelse med disse lednings-prosjektene vil derimot kunne være viktige.

På kort sikt (0-5 år):

- Ny transformator i Vardal – økt transformeringskapasitet i påvente av Skyberg stasjon
- Ny Skyberg stasjon (fornyelse av Vardal stasjon) og økt transformeringskapasitet
- Rendalen stasjon – fornyelse og økt transformeringskapasitet

På lengre sikt (5-10 år):

- Vang stasjon – fornyelse, økt transformeringskapasitet og klargjøring for 420 kV drift
- Minne stasjon – fornyelse, økt transformeringskapasitet og klargjøring for 420 kV drift
- Vågåmo – økt transformeringskapasitet
- Lillehammer-Oslo – fornyelse (Fåberg-Ulven) og spenningsoppgradering til 420 kV (ny ledning) inkl. Fåberg og ny stasjon for tilknytning av Hadeland (Roa)