



Høy forbruksvekst på Østlandet i 2024-nettet

Analyserapport desember 2024

Statnett



Forord

Statnett opplever stor pågang av kunder som ønsker å knytte seg til nettet. I Sør-Norge har Statnett reservert tilknytning på nytt forbruk på til sammen 4400 MW.

I analysen "Høy forbruksvekst på Østlandet i dagens nett 2024" klargjør vi konsekvensene for kraftpriser og kraftsystemet ved en høy vekst i forbruket på Østlandet. Analysen fokuserer på perioden før planlagte forsterkninger i nettet er satt i drift. Hensikten er å vise et mer helhetlig bilde og komplette lokale driftsmessig forsvarlig vurderinger.

Analysen og rapporten er laget av Lasse Christiansen, Georg Devik, Kine Wold, Jens Høen Hval og Anders Kringstad, med bidrag fra flere i Statnett.

Sammendrag

Vi ser på effekten av mye mer forbruk på Østlandet

I denne analysen klargjør vi ulike konsekvenser av en rask og ensidig vekst i forbruket på Østlandet. Hensikten er å gi et analytisk underlag for Statnetts beslutninger om tilknytning av nytt forbruk.

Analysen bygger på scenarioer for inntil 3600 MW/30 TWh økt forbruk i Grenland/Vestfold og NO1 i dagens nett til 2029, uten vesentlig ny produksjon. I tillegg har vi antatt en vekst på 1300 MW/11 TWh ellers i Sør-Norge.

Mye forbruk gir import og høye priser i Sør-Norge

Når vi simulerer med økt forbruk uten ny produksjon blir det mye større nettoimport til Sør-Norge. Importen skjer i hovedsak via kablene i NO2 og fra Sverige over Hasle. Modellberegningene viser at dette gir vesentlig høyere gjennomsnittlige kraftpriser i hele Sør-Norge enn i våre naboland. Prisene på Østlandet blir ekstra høye. I scenarioet med en samlet vekst i Sør-Norge på 4400 MW, hvorav 3100 MW på Østlandet, er snittprisene på Østlandet dobbelt så høye som i Tyskland og 50% høyere enn i NO2.

Høy forbruksvekst gir energi- og effektknapphet

Modellsimuleringene viser tydelig at ensidig økt forbruk i perioder vil gi økt knapphet og behov for å redusere forbruket midlertidig. Dette drives både av energimangel i Sør-Norge og effektknapphet lokalt på Østlandet og i Norden samlet.

Ved en stor forbruksvekst på Østlandet og ellers i Sør-Norge vil det bli lave magasinfyllinger i Sør-Norge mot slutten av vinteren i de tørreste årene. Da oppstår det et lokalt effektproblem i NO1 og NO5.

Allerede i dag er NO1 en del av et større felles nordisk område hvor det ikke er nok kraftverk og importkapasitet til å dekke hele forbruket når det er kaldt og lite vind. I de høyeste forbruksscenarioene forsterkes denne effektknappheten.

I scenarioet med 4400 MW økt forbruk viser simuleringene behov for midlertidig reduksjon i forbruket i rundt 3-4 % av tiden over 29 værår. Mesteparten av forbruksreduksjonen skjer i år med lite tilsig. Hvor store volum som må reduseres og hvor ofte er usikkert og avhengig av utviklingen ikke bare i Norge men også i Sverige og Finland.

Sammendrag

Nettkapasiteten fra Sverige til Østlandet betyr mye

Kapasiteten fra Sverige vil bedre seg med flytbasert og investeringer i det svenske nettet. Når vi simulerer med detaljerte svenske snitt for 2029 får vi flyt opp mot 2100 MW fra Sverige. I hovedscenarioene har vi lagt til grunn en grense på 1250 MW. Dette er konservativt. Mest sannsynlig blir kapasiteten større. I timer med nordisk knapphet må prisen i NO1 bli høyere enn i Sverige for å få import.

Få begrensende interne flaskehalser på Østlandet

Våre simuleringer viser at det blir interne flaskehalser ved:

- Mye nytt forbruk i Vang/Minne i Innlandet
- Mye nytt forbruk plassert under Tegneby i Østfold

Flaskehalsene knyttet til økt forbruk under Tegneby kan reduseres ved å fordele forbruket mer optimalt internt på Østlandet. Utover dette finner vi ikke at det oppstår vesentlige interne flaskehalser.

Vi bør kunne si ja til mer forbruk, men får da økt knapphet

Analysen viser at det ikke er noen entydig samlet begrensning på hvor mye som kan knyttes til. Videre er det tydelig at selv om nettkapasiteten er viktig, så er det mangel på kraftproduksjon som er den sentrale begrensningen som tidvis gjør at forbruket midlertidig må reduseres.

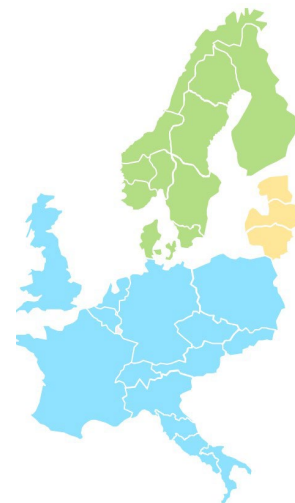
Det er i hovedsak mulig å forsyne ytterligere 1500-2000 MW, utover det som er reservert. Dette gir jevnt over høye priser og forutsetter at overføringskapasiteten fra Sverige er på dagens nivå eller noe høyere. Samtidig er det tydelig at det i perioder vil bli knapphet på Østlandet når forbruket øker, både som følge av energimangel i Sør-Norge og effektknapphet i Sverige og Finland. Dette kan i verste fall innebære betydelige men midlertidige reduksjoner i forbruket. Sannsynligheten for at vi skal komme i dette scenarioet er imidlertid lav og selv da er det liten direkte risiko for systemdriften. Samlet gir dette lav risiko forbundet med å si ja til mer forbruk på Østlandet



Problemstilling, scenarioer og metode

Modellberegninger gir grunnlaget for analysen

- I analysen tar vi utgangspunkt i modelldatasett og kunnskapen fra LMA og KMA. Vi bygger også videre på arbeidet fra områdeplanene, tidligere ATK analyser, områdestudier og temarapporter
- Med marked-nettmodellen Samnett simulerer vi markedet og nettet i samspill. Vi beregner nettkapasiteter med nettmodellen PSSE som inngangsdata til simuleringene med Samnett
- Gir oss mulighet til å teste ut hvordan en lang rekke ulike sensitiviteter og scenarioer påvirker flyt og flaskehalsen i det norske kraftsystemet
- I hvert datasett simulerer vi det samme "analyseåret" over 29 historiske værår med en tidsopløsning på 3 timer. Dette gir ca. 85 000 tilstander for hele systemet per simulerte datasett
- Vi ser modellberegningene våre opp mot driftserfaringer og teori, og drøftingen av resultatene er like viktig som modellresultatene i seg selv



PSSE – teknisk nettmodell
 Samnett – marked og nettmodell
 BID 3.0 – markedmodell

PSS/E: Teknisk nettmodell som med detaljerte data og elkraftens matematiske ligninger gjengir øyeblikksbilder av den elektriske delen av kraftsystemet i Norden. Brukes til å beregne kapasitetsgrenser i nettet med utfallsanalyser, til bruk i Samnett



BID 3.0: Markedsmodell som med optimeringsalgoritmer minimerer de løpende driftskostnadene for å møte etterspørselen time for time over ulike analyseår, basert på detaljert databeskrivelser av hele markedet. Brukes i Statnett til å gjengi det britiske og kontinentale markedet – og gir prisrekker for landene med grense til Norden som inngangsdata til Samnett



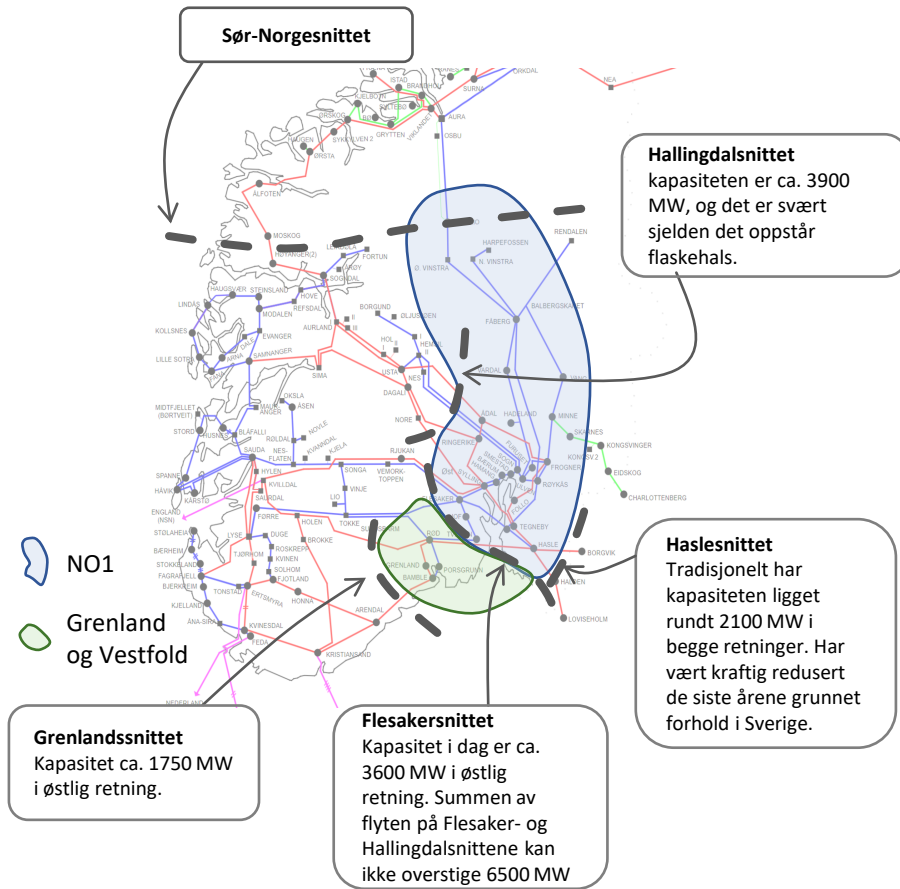
Samnett: Integrert marked og nettmodell. Etterligner markedet bottom-up ved å minimere de løpende driftskostnadene for hele markedet time for time, innenfor grensene gitt av blant annet alle kraftverkene og nettet. Dette inkluderer en detaljert optimering av vannkraften. Har integrert nettmodell lik den i PSSE og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSSE med prisområder og flytbasert markeds kobling. I Statnetts oppsett dekker modellen Norden og henter markedspriser for kontinentet og UK fra simuleringer med BID-modellen.

Analysen viser konsekvenser av økt forbruk på Østlandet på kort sikt

Statnett har reservert tilknytningskapasitet for 4400 MW forbruk i Sør-Norge. Av dette er 500 MW reservert i NO1 og 1000 MW i Grenland/Vestfold. Det forespurte volumet er imidlertid mye større og mange står i kø.

I denne analysen belyser vi konsekvensene av å tilknytte ulike nivåer nytt forbruk i NO1 og i Grenland og Vestfold, utover det som er reservert og før planlagte nettoppgraderinger er i drift. Vi klargjør hvordan økt forbruk gir høyere flyt og flaskehals, høyere priser og etter hvert knapphet på energi og effekt inn til og innenfor NO1 og Grenland/Vestfold. Samtidig viser vi sammenhengen med økt forbruk og høyere priser ellers i Sør-Norge. Vi ser også på hvordan ulike nivåer av kapasitet fra Sverige påvirker. Modellsimuleringene tar utgangspunkt i ulike scenarier for 2029 da dette er før store nettinvesteringer er i drift.

Sammen med lokale DF analyser skal analysen gi et underlag for om Statnett kan reservere mer forbruk på Østlandet i dagens nett, og hva som blir konsekvensene.



Vi klargjør forskjell på knapphet og driftsmessig forsvarlig

Statnett må vurdere om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til nytt forbruk før reservasjon kan gis. Hvis nytt forbruk gir lokale flaskehals og uforsvarlig drift kan ikke forbruket få reservert kapasitet. Med uforsvarlig drift mener vi her at det ikke er teknisk plass i nettet til å knytte til og forsyne forbruket, og vi ikke har andre virkemidler til å håndtere flaskehalsene som oppstår.

Knapphet på energi og effekt samlet innenfor en hel landsdel eller et prisområde vil og skal håndteres av markedet. Høyere priser gir i første omgang økt import. Og hvis forbruket er så høyt at dette ikke er nok vil markedet og høye priser bidra til å begrense forbruket midlertidig. Utsikter til høye priser lengre fram i tid gjør også at forbruksaktører vil få problemer med å inngå fastpriskontrakter på lave nok nivåer. Slik vil markedet dempe forbruksveksten om det ikke kommer produksjon, og dermed redusere sannsynligheten for at vi kommer i et scenario med alvorlig knapphet på energi og effekt. Statnett kan derfor ikke si nei til tilknytning av hensyn til knapphet på energi og effekt alene.

Samtidig er det flere nyanser og vi vet ikke helt hvordan forbruket vil reagere på høye priser. I en ekstrem situasjon er det dermed en viss mulighet for at det ikke blir priskryss. Dette er en av flere faktorer som gjør at knapphet også kan gi alvorlige driftsutfordringer. Videre er det ingen tvil om at en situasjon med høye priser og knapphet uansett vil kunne være alvorlig.

I analysen drøfter vi hvilke konsekvenser som kan sorteres under kategorien driftsmessig forsvarlig, og konsekvenser som i større grad må og skal håndteres av markedet og eventuelle andre tiltak. Vi ser også på hvorvidt interne snittbegrensninger i NO1 kan begrense mer enn kapasiteten inn til området.

Hvor mye Statnett skal vurdere å reservere av nytt forbruk blir en samlet vurdering av flere forhold. I denne analysen klargjør vi viktige konsekvenser av økt forbruk. Analysen er imidlertid ikke noen analyse av hva som er driftsmessig forsvarlig lokalt.

Vi har reservert tilknytning til mye forbruk i Sør-Norge

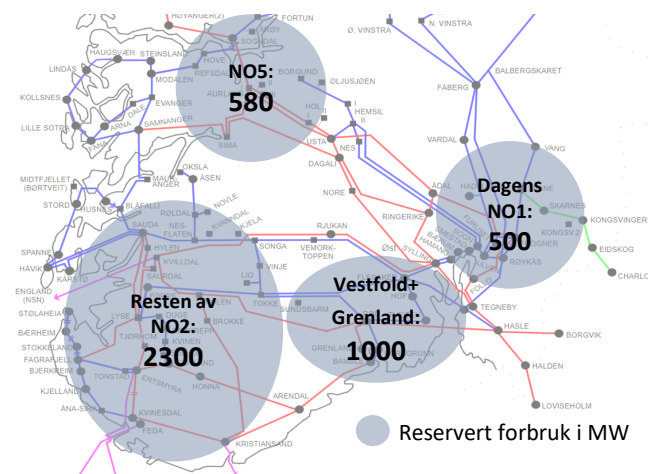
Det er mange planer om økt forbruk i Sør-Norge, drevet av elektrifisering av eksisterende industri og etablering av ny industri. I Sør-Norge har Statnett reservert nettkapasitet for til sammen ca 4400 MW per september 2024. Mesteparten av forbruket er reservert i NO2, hvor det er reservert ca. 3300 MW. En stor andel av dette er forbruk reservert i Grenlandsområdet og Vestfold.

I dagens NO1 og NO5 er de reserverte volumene henholdsvis 500 og 580 MW.

Utover det reserverte forbruket, står det flere modne forbrukskunder i kapasitetskø for nettilknytning. I tillegg er det mange forespørsler om det er driftsmessig forsvarlig med tilknytning av deres planer. Disse oppfyller ikke modenhetsnivå til å være i kapasitetskø.

Analysen fokuserer på Sør-Norge og Østlandet, men det reserverte forbruket i NO3 på ca 900 MW og halvparten av det reserverte forbruket i NO4 på ca 2300 MW er og tatt med i scenarioene for å gi et riktig bilde av flyt og priser.

Reservert forbruk i Sør-Norge



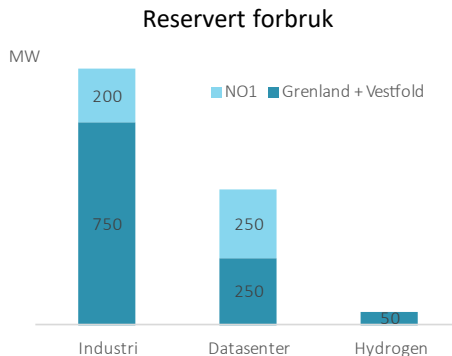
Mange aktører i kø i NO1

Av forbruket på 1500 MW som er reservert i NO1 og Grenland + Vestfold per september 2024 er 950 MW til industri, hvorav 750 MW er i Grenlandsområdet. Kundene er i hovedsak elektrifisering av eksisterende industri, i tillegg til ny prosessindustri.

500 MW er reservert til datasentre og 50 MW til hydrogenproduksjon. Utover det reserverte forbruket er det forespurt ytterligere 1000 MW til datasentre som gjør at det samlede volumet forespurt og reserverte forbruket til datasentre er over 1500 MW i NO1 og Vestfold + Telemark.

En betydelig andel av aktørene som har fått reservert og ønsker nytt forbruk er industrier som vi har mindre erfaring med, som hydrogen/ammoniakk, datasenter og batteriproduksjon.

Datasenteraktørene ser en høy vekst i sine tjenester drevet av skytjenester og kunstig intelligens. IEA har i en av sine siste prognoser anslått en global forbruksvekst fra datasentre på 4-500 TWh de neste tre årene. En del av dette kan komme til Norge der lave strømpriser og kjølig klima er to av faktorene som gjør det attraktivt å investere.



Samtale med nye aktører i NO1 og Grenland + Vestfold

For å bedre kunne forstå nye aktørers mulige fleksibilitet (enten i markedene eller som tilknytningsvilkår), samt kunne modellere de nye industriaktørers forbruksprofiler i våre modeller, har vi intervjuet flere aktører innenfor datasentre, batteriproduksjon og elektrifisering av eksisterende industri, med spesielt fokus på:

- Antatte forbruksprofiler, mulighet for trinnvis utkobling, og aktuelle utkoblingspriser.
- Kjøp av kraft: elspot og/eller langsiktige kontrakter, samt aktørenes mulighet for å selge kraft tilbake til markedet.
- Om mulige reserveforsyninger, og hvordan disse evt. kan brukes.
- Mulig deltakelse i reservemarkeder for fleksibilitet.

Datasentre har høy betalingsvilje og egen reserveforsyning

Datasentre har høy og jevn last kontinuerlig over døgnet og året. Datasenteraktørene forventer i stor grad bruk av spotavtaler framfor fastprisavtaler, da det blir rimeligst i sum. Investeringskostnadene er høye, og strømprisen har marginal betydning for lønnsomheten.

De store datasenteraktørene sier de vil bygge 100 % reserveforsyning med dieselgeneratorer på tomten, med lagring av diesel for 1-2 døgns drift.

Aktørene vurderer deltakelse i de raske fleksibilitetsmarkedene, mens øvrige reserver er i liten grad aktuelle da aggregatene skal brukes til egen reserve ved strømbuudd.

Industrien kobler ut ved vedvarende høye priser over tid

Industriaktørene ønsker å utnytte produksjonskapasiteten i sine anlegg, og vil ha en høy og jevn last over året og døgnet. Store deler av industrien planlegger fastpriscontrakter. Strømutgiftene er en høy andel av drifts-kostnadene, og lønnsomheten er avhengig av forventede strømpriser.

De store aktørene vurderer forholdet mellom fastpris og spotpris-avtale lite relevant for beslutning om eventuell utkobling, da strøm på fastpris kan selges videre i markedet med gevinst.

Aktørene vil vurdere å redusere eller kutte produksjonen ved svært høye strømpriser over en lengre periode. Høye nedkjørings- og oppstartskostnader gjør det lite aktuelt å endre produksjon etter pristopper over døgnet. Trinnvis utkobling er mest interessant, da de fleste aktører ser det som fordelaktig med en minimumsforbruk for å holde anlegget i gang.

Ensidig forbruksvekst må dekkes av økt flyt fra Sørlandet og Sverige

De nærmeste årene er det lite realistisk at det kommer noe vesentlig ny produksjon i Sør-Norge. En antatt ensidig vekst i forbruket på Østlandet og ellers i Sør-Norge vil da dekkes opp ved mindre eksport og økt import på mellomlandsforbindelsene og videre økt flyt til områdene der forbruket er.

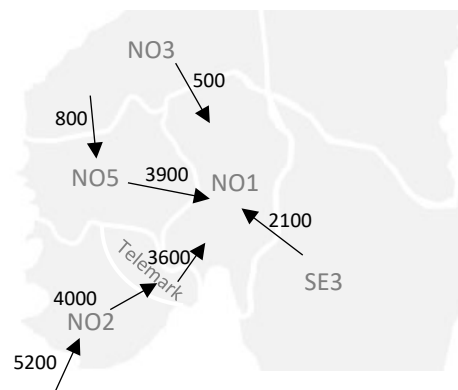
Dagens forbruk i NO1 er høyest på vinteren. Samtidig har området mye uregulert produksjon på sommeren. Dette gir høy flyt og tidvis flaskehals inn på vinteren, og flyt ut på sommeren. Telemark har i dag en positiv energibalanse på 5 TWh.

Med dagens nett er den samlede kapasiteten inn til dagens NO1 ca. 10 000 MW, og 10 400 MW inn til NO1 med Telemark. En sumrestriksjon fra NO2 og NO5 til NO1 på 6 500 MW gjør at den reelle overføringskapasiteten inn til NO1 trolig ligger rundt 9 000 MW. Siden 2016 har høyeste time med import vært med samlet flyt på ca. 5700 MW.

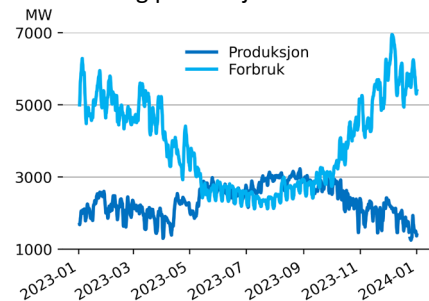
Inn til Sør-Norge er den samlede maksimale importkapasiteten på ca. 8 600 MW hvorav ca. 5 200 MW er gjennom mellomlandsforbindelsene til NO2.

Kapasiteten fra Sverige til Norge er ca. 2100 MW. De siste årene har midlertidig kapasiteten vært vesentlig lavere, da det i 2022 ble opprettet en sumrestriksjon fra SE3 til NO1 og DK1 på 1250 MW grunnet skjev fordeling av flyten internt i det svenske nettet.

Maksimal overføringskapasitet (MW)



Forbruk og produksjon NO1 i 2023*



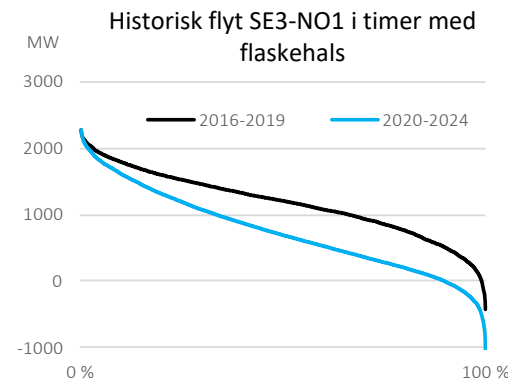
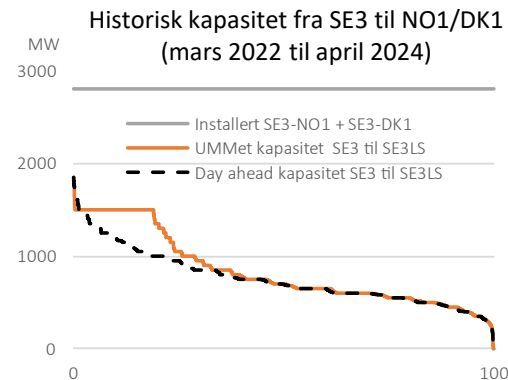
*Glidende gjennomsnitt med gjennomsnitt for 24 nærliggende verdier for å redusere døgnvariasjoner.

Kapasiteten fra Sverige vil trolig øke, men det er usikkert hvor mye

Sumrestriksjonen fra Sverige til Norge og Danmark har gjort at kapasiteten på korridorene i spot-markedet har vært godt under halvparten av samlet installert kapasitet de siste årene. Ser vi på flyten fra SE3-NO1 i timer med flaskehals ble denne betraktelig redusert etter 2020 og frem til innføringen av flytbasert markedskobling.

Overgangen til flytbasert markedskobling og nettforsterkninger i Sverige gir økt kapasitet fra Sverige til Norge. I vår modell for 2029 har vi inkludert de svenske snittene, beregnet av SvK, som definerer begrensningene i Sverige. Og når vi simulerer med disse i Samnett og flytbasert får vi på nytt opp mot 2100 MW i kapasitet fra SE3 til NO1. Dette har vi og sett de første ukene etter innføringen av flytbasert markedskobling, med flyt fra SE3 til NO1 over 2000 MW samtidig som det var full flyt på korridoren SE3-DK1.

Selv om simuleringene og de første ukene med flytbasert markedskobling indikerer at overføringskapasiteten raskt kan være tilbake til det gamle nivået på 2100 MW, er det etter vår vurdering en usikkerhet knyttet til hvor fort dette vil skje. Den reelle overføringen til NO1 vil trolig ligge et sted mellom 1000 og 2100 MW de neste årene. I hovedscenarioene i denne analysen har vi derfor valgt å sette en begrensning på 1250 MW i kapasitet fra SE3 til NO1. Vi simulerer og med full kapasitet ut fra de fysiske snittene som en sensitivitet.



Hovedscenarier i analysen

Vi bygger analysen rundt fire scenarier med økt forbruk i NO1, Grenland og Vestfold. Analysen tar utgangspunkt i Medium 2029 fra Statnetts kortsiktige markedsanalyse (KMA) av 2024. Nettkonfigurasjonen, kraftproduksjon og anslaget for alminnelig forbruk fra Medium 2029 brukes i alle scenarier, mens industriforbruket før forbruksvekst er fra Medium 2024.

Når vi simulerer med alt reservert forbruk i hele Sør-Norge blir prisene i utgangspunktet så høye at det trolig ikke er gjennomførbart. Det vil ikke være betalingsvilje nok til at det kan komme så mye forbruk uten at det kommer ny

produksjon. Når vi i tillegg legger til enda mer i Grenland, Vestfold og NO1 blir dette enda mer ekstremt og usannsynlig. I scenarioene for ytterligere vekst i NO1, Grenland og Vestfold har vi lagt til grunn at bare halvparten av det reserverte forbruket ellers i Sør-Norge kommer.

Uansett viser resultatene på pris at alle de fire forbruksvariantene mest må ses på som en teoretisk modelløvelse og at høye markedspriser gjøre det umulig at så mye forbruk blir etablert.

Scenario	Beskrivelse av scenario	Totalt industriforbruk i Sør-Norge (MW)	Økning fra Medium 2024 (MW)	Hvorav økningen er i NO1 og Gr+Ve (MW)	Økning i NO1 + Gr+Ve i Energi (TWh)
Medium 2029		5 500	1 800	700	6
Reservert 2029	Det reserverte forbruket i NO1, NO2, NO3 og NO, samt halvparten av det reserverte forbruket i NO4. Full brukstid på alt nytt forbruk.	7 900	4 400	1 600	14
Forbruk 1	Alt det reserverte forbruket i NO1 og Grenland + Vestfold, pluss 500 MW i NO1 på noder hvor aktører med modent forbruk står i kø. Halvparten av det reserverte forbruket i øvrige prisområder.	7 100	3 400	2 100	18
Forbruk 2	Forbruk 2 + pluss 500 MW i NO1 på noder hvor aktører med modent forbruk står i kø.	7 600	3 900	2 600	22
Forbruk 3	Forbruk 2 + 500 MW i Rød	8 100	4 400	3 100	26
Forbruk 4	Forbruk 3 + 500 i NO1 fordelt likt på nodene Tegneby, Hasle og Frogner	8 600	4 900	3 600	30

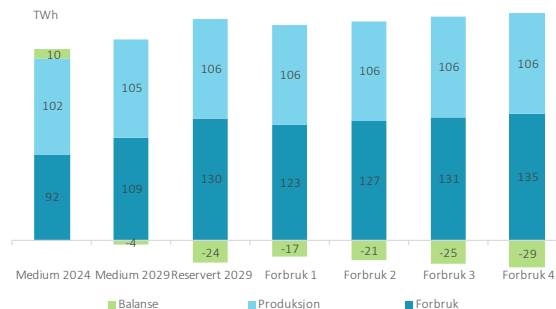
Oversikt over energibalansen i scenarioene

NO1 har hatt et underskudd på energibalansen på rundt 15 TWh de siste årene, mens Telemark har et overskudd på energibalansen på rundt 5 TWh. Østlandet har derfor et underskudd av både energi og effekt vinterstid når forbruket er høyt. I vårt høyeste forbruksscenario er energiunderskuddet i NO1 ca. 15 TWh høyere enn i dag. I Telemark øker forbruket med ca. 10 TWh som gir et energiunderskudd på ca. 5 TWh. Til sammen øker energiunderskuddet på Østlandet med ca. 30 TWh i det høyeste forbruksscenarioet.

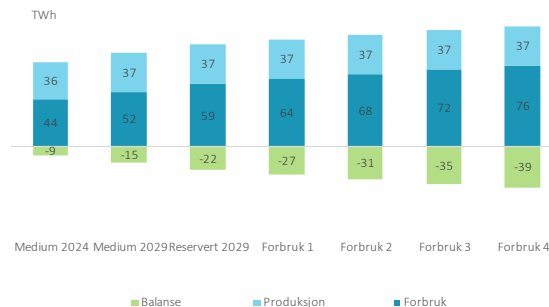
For Sør-Norge som helhet går energibalansen ned med ca. 40 TWh fra Medium 2024 til det høyeste forbruksscenarioet.

Med så stort underskudd blir det høye priser i hele Sør-Norge året rundt. Dette reduserer sannsynligheten for at forbruket faktisk kommer, og gjør det mer trolig at det kommer produksjon. Dette er en av flere faktorer som gjør at de høyeste forbruksscenarioene har svært lav sannsynlighet for å inntreffe.

Energibalanse Sør-Norge



Energibalanse Østlandet



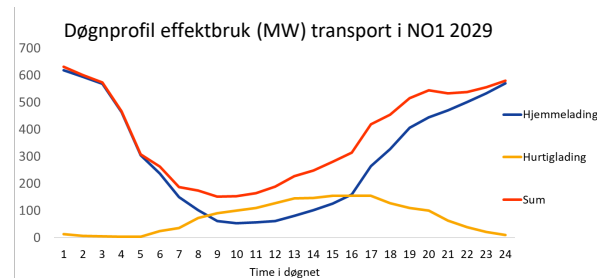
Vi modellerer forbruk med årsprofiler og utkoblingspriser

I vår marked-nett modell Samnett har vi delt inn forbruket i tre hovedkategorier med ulike profiler. Alminnelig forbruk er i dag den største forbrukskategorien målt i energi- og effekt i prisområde NO1. Vi modellerer alminnelig forbruk med en sesongprofil som følger temperatur og oppvarmingsbehov. Denne fordeler det årlige forbruket på hver enkelt uke i året. I tillegg er den en profil som fordeler ukeforbruket på hver time innenfor uken.

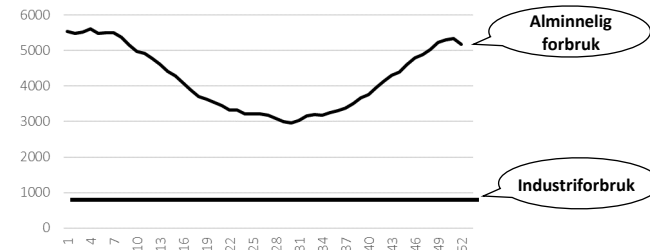
Profilene til transport er basert på studier gjort av NVE med Sintef og andre fagrapporter. Elbilforbruket har en døgnprofil med både hjemmelading og hurtiglading. Noe person og nyttetransport lader på dagtid, men trolig vil mesteparten bruke nattlading fremover.

I denne analysen legger vi til grunn at industriforbruket er jevnt fordelt over året. I tillegg til profiler som fordeler forbruket i tid, forutsetter vi at alt forbruk har en utkoblingspris. Vi forutsetter at industriforbruket har 200 - 1000 Euro/MWh i utkoblingspris. Det er stor usikkerhet til det reelle nivået på utkoblingsprisene for ulike forbrukskategorier og hvordan aktører ville agert i reell drift.

Vi har forutsatt i våre datasett at alminnelig forbruk gradvis reduseres ved en pris på ca. 100 euro/MWh og over. Ved en pris på 1500 euro/MWh er ca. 10 prosent av det alminnelige forbruket utkoblet og på 5000 euro/MWh er ytterligere 3 prosent utkoblet. I modellen modellerer vi med et pristak 5000 Euro/MWh, på dette prisnivået kobler tilstrekkelig forbruk ut for å få balanse mellom tilbud og etterspørsel.



Årlig profil industri- og alminnelig forbruk (MW) NO1 Medium 2029



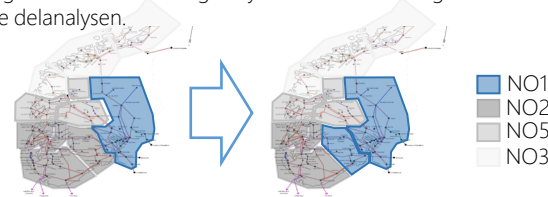
Vi simulerer med prisområdegrense NO1 flyttet til Grenlandssnittet

Hvis det kommer mye mer forbruk i Grenland og Vestfold vil den sentrale flaskehalsen flytte seg fra dagens prisområdegrense mellom NO1/NO2 på Flesakersnittet til Grenlandssnittet. Dette ble tydelig beskrevet i områdeanalysen "[Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet](#)" fra 2022, og i "[KVU for Nettforsterkning mellom Sørlandet og Østlandet](#)" fra 2023.

I disse studiene har vi vist at Grenlandssnittet håndteres mer effektivt om vi flytter dagens prisområdegrense mellom NO1 og NO2 til dette snittet. Dette er en forutsetning for å håndtere selv en nokså moderat forbruksvekst i Grenland og Vestfold før nødvendige nettforsterkninger er på plass. Derfor simulerer vi med justert prisområdegrense mellom NO1 og NO2 som gjør at vi bedre kan analysere flyt og flaskehalser for ulike scenario.

Simuleringer med justert prisområdegrense er et modellteknisk grep som gjør at vi bedre kan analysere flyt og flaskehalser for ulike scenario. Det kan bli aktuelt å endre prisområdegrensen på sikt, men dette er ikke besluttet. Flytting av prisområde må følge etablerte prosesser.

Oversikt over vår modells områdeinndeling i Sør-Norge og inndeling i prisområder. Venstre: dagens områdeinndeling. Høyre: områdeinndelingen slik vi har modellert den i denne delanalysen.





Hoveddel

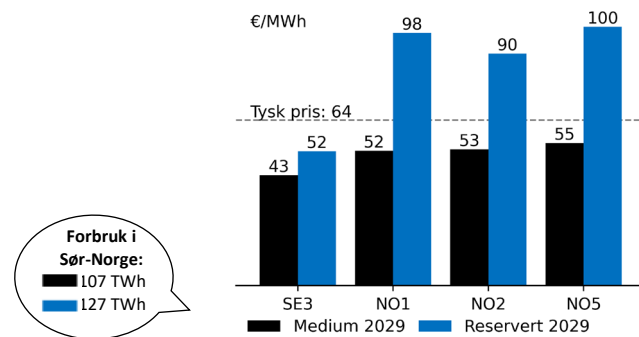
Statnett

Reservert forbruk gir høye kraftpriser og høy import til i Sør-Norge

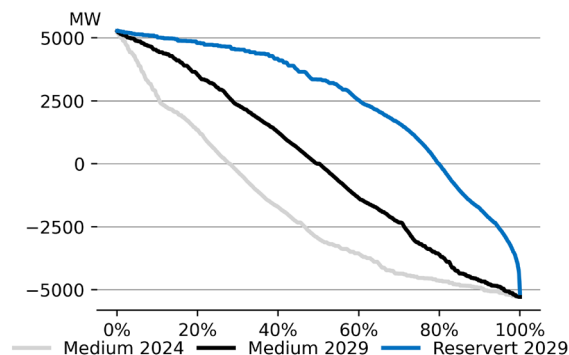
Dersom alt det reserverte forbruket i Sør-Norge realiseres og med full brukstid, gir det en forbruksøkning i Sør-Norge på 38 TWh fra Medium 2024 og 20 TWh mer enn det som er lagt til grunn i Medium 2029. Uten ny produksjon må det nye forbruket dekkes med import fra utlandet. Scenarioet "Reservert 2029" gir nettoimport fra kontinentet til NO2 i opp mot 80 % av tiden. Til sammenligning er det nettoimport i ca. 30 % av tiden i Medium 2024. I tillegg blir det som sagt mer flyt inn fra Sverige når forbruket øker.

Og for å få til dette må verdien på vannet i magasinene i hele Sør-Norge prises høyt nok. Markedet sørger for at det skjer automatisk. Dermed blir kraftprisene betraktelig høyere i Sør-Norge enn ellers i Norden og på kontinentet. Dette viser hvordan høye priser trolig vil bremse forbruksveksten før vi når grensene for hvor mye forbruk det teknisk sett går an å levere til.

Gjennomsnittlig pris over alle simulerte værår



Varighetskurve flyt utenlandsforbindelser – NO2



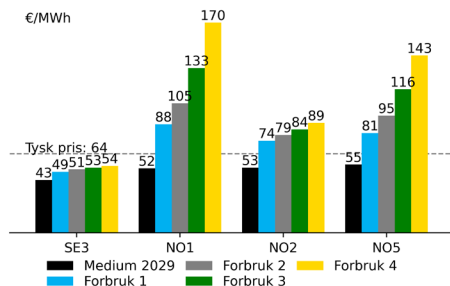
Enda mer forbruk på Østlandet løfter kraftprisene ytterligere

Når vi simulerer med scenarioene for ytterligere forbruksvekst i NO1 og i Grenland/Vestfold, så blir det enda mer flyt inn til regionen og enda høyere kraftpriser. Det økte forbruket gir etter hvert priser som i enkelttimer blir såpass høye at de når utkoblingspriser til industriforbruket.

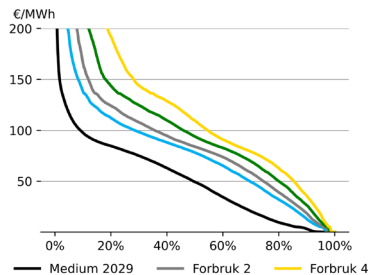
Det økte forbruket i NO1 reduserer antall lavpristimer i NO1 betraktelig. Nedgangen i lavpristimer viser at det nye forbruket tar unna den uregulerbare energiproduksjonen som er på Østlandet om sommeren, og det blir færre timer med eksport av kraft og lavere priser. Dette skjer allerede fra de laveste forbruksvekstscenarioene.

Snittprisen er betraktelig høyere i de tørreste årene vi simulerer for alle scenarioene.

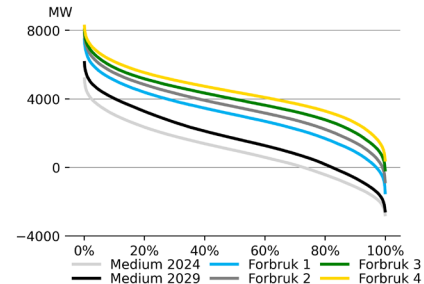
Gjennomsnittlig pris over alle simulerte værår



Varighetskurve pris NO1



Varighetskurve nettoflyt inn (+) og ut (-) av NO1



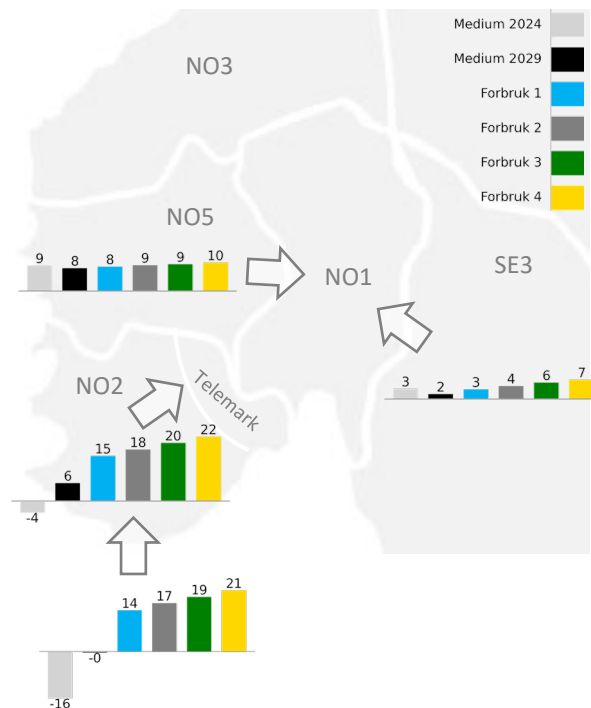
Forbruket dekkes av økt import fra kontinentet og Sverige

Det økte energibehovet blir dekket med import av energi fra utlandet. Mesteparten av forbruksveksten dekkes ved økt import fra kontinentet til NO2. Importen fra Sverige øker og i scenarioene. Grunnet den lave kapasiteten satt på Haslesnittet i analysen, oppstår det her raskt en flaskehals.

Historisk har det vært lite flyt på ledningen gjennom Gudbrandsdalen mot NO1. Flyten veksler noe og i sum går det i snitt per år ca. fra 0,5 – 1 TWh fra NO3 mot NO1 i de ulike scenarioene.

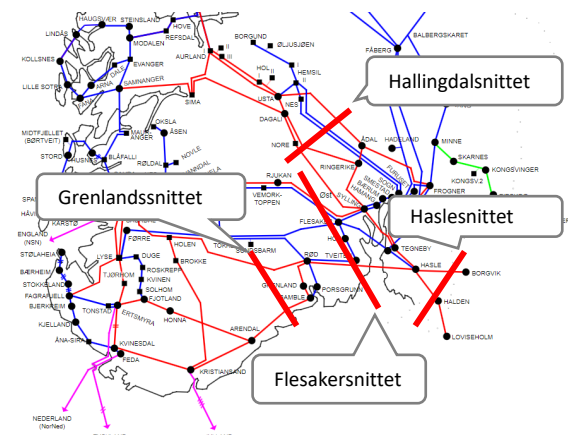
For NO5-NO1 via Hallingdal er det jevn energioverføring i alle scenarioene. Det er flaskehals i svært liten del av tiden på korridoren. At det ikke transporteres mer i de strammere scenarioene skyldes at det ikke er mer energi å produsere og eksportere, samt at det er flaskehals på ledningen fra NO2 til NO5 som gjør at det ikke går an å hente mer kraft inn fra NO5 denne veien.

Netto transport av energi (TWh) i et normalår

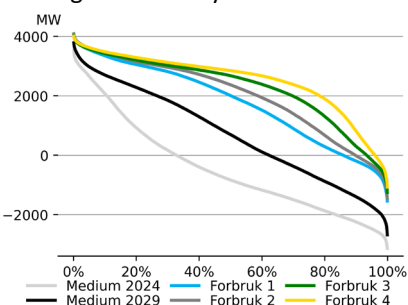


Mer forbruk gir økt flaskehals fra Sørlandet og Sverige

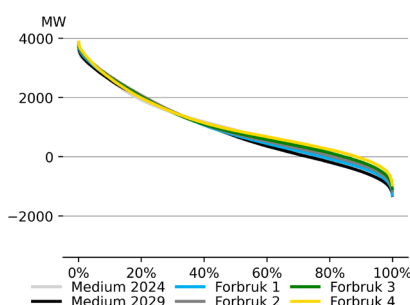
Etter hvert som vi øker forbruket blir det stadig høyere utnyttelse og flere timer med flaskehals på ledningene fra Sørlandet og Sverige til Østlandet. I Forbruk 1 er det flaskehals ca. 60% av tiden fra Sverige og i Forbruk 4 er det flaskehals over 80% av tiden på denne kanalen. Det er fra NO2 den klart største energimengden hentes etter hvert som forbruket øker. I Forbruk 4 er det flaskehals på denne kanalen i over 50 % av tiden. Flyten i den siste store kanalen inn til NO1 fra NO5 er nesten uforandret selv om vi øker forbruket massivt i NO1. Dette skyldes at det i svært liten grad er mulig å hente mer energi inn til NO5 fra andre områder og produksjonen i NO5 allerede er fullt utnyttet. Få timer med flaskehals mellom NO5 og NO1 gjør at prisene er like eller nesten like i de fleste timer*.



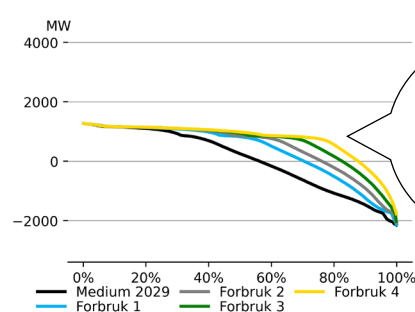
Varighetskurve flyt NO2 – NO1



Varighetskurve flyt NO5 – NO1



Varighetskurve flyt SE3 – NO1



Vi har modellert kapasiteten på Haslesnittet til å være 1250 MW, og med lavere kapasitet på sommeren. Dette er konservativt. I KMA24 Medium 2029 simulerte vi med høyere kapasitet, men kapasiteten er her satt til 1250 MW for sammenligning.

*Med flytbasert er det slik at to områder kan få ulik pris selv om det ikke er flaskehals på ledningene som forbinder områdene

Økt kraftforbruk gir effektknapphet

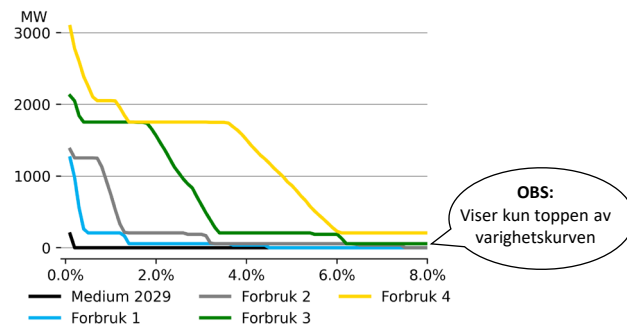
Etter hvert som forbruket øker viser modellsimuleringene at det ikke er mulig å dekke alt forbruket i NO1 i alle timer ved hjelp av lokal produksjon og flyt inn fra omkringliggende områder. Ledningsnettet er i disse timene fullt utnyttet. For å skape balanse mellom forbruk og produksjon må da tilstrekkelig forbruk lokalt koble ut midlertidig. Dette gir ekstra høye kraftpriser.

I våre simuleringer reduseres det alminnelige forbruket i flere timer enn industriforbruket. Dette skyldes at reduksjonen av det alminnelige forbruket skjer gradvis og fra et lavere prisnivå. Samtidig forventer vi at det sjeldent oppstår store utkoblinger målt i mengde forbruk innen alminnelig forbruk.

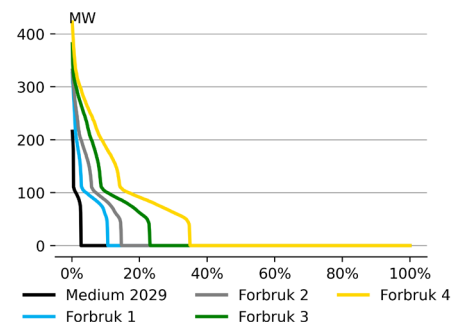
I modellen har vi antatt at industrien kobler ut større volumer. Her er det mye usikkerhet om til hvilken kraftpris dette skjer. På det meste er over 3000 MW industriforbruk koblet ut i scenarioet Forbruk 4.

Hvordan fordelingen blir mellom utkobling av industri og alminnelig forsyning er noe usikkert, men ved lokal knapphet må tilstrekkelig forbruk koble ut slik at det blir balanse mellom tilbud og etterspørsel.

Varighetskurve utkoblet industriforbruk i NO1 og Grenland + Vestfold – alle værår



Varighetskurve utkoblet alminnelig forbruk NO1 og Grenland + Vestfold – alle værår



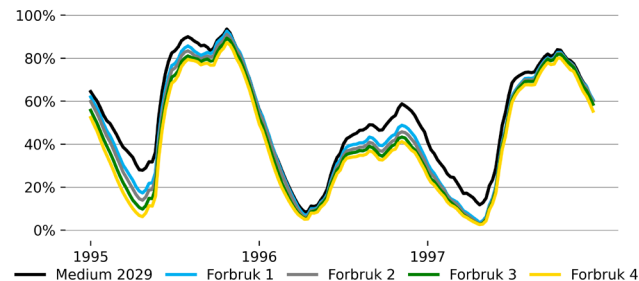
Effektknapphet skyldes energimangel i NO1 og NO5 i tørrår

Modellsimuleringene viser at knappheten i all hovedsak oppstår i værår som er tørrere enn gjennomsnittet. Dette viser at energiknapphet er en sentral begrensning i scenarioer med høy forbruksvekst.

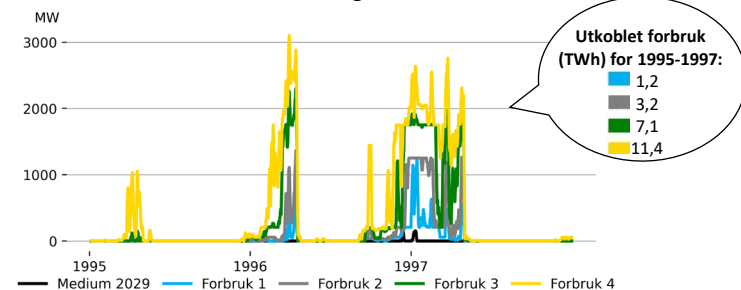
Flere områder i NO1 og NO5 går tomme for vann. Selv om det er vann i NO2, er dette vest for Grenlandssnittet og flaskehals på snittet gjør at ikke kan utnyttes til å dekke energimangelen i NO1. Dette gir lengre sammenhengende perioder med forbruksutkoblinger. I Forbruk 3 og 4 må noe forbruk koble ut også i løpet av relativt normale værår.

I virkeligheten vil tomme magasiner og forbruk som ikke blir forsynt være svært alvorlig. Myndigheter vil sette i gang kraftfulle preventive tiltak lenge før en slik situasjon oppstår som gjør at det er lite sannsynlig å havne i et så alvorlig scenario. Samtidig indikerer dette at tilknytning av mye nytt forbruk potensielt kan lede til en situasjon med energi- og effektmangel og utfordrende systemdrift i tørrår.

Magasinbeholdning NO1 + NO5



Utkoblet industriforbruk NO1 og Grenland + Vestfold*



*Glidende gjennomsnitt med gjennomsnitt for 24 nærliggende verdier.

Overføringskapasitet fra Sverige har stor betydning

Overføringskapasiteten fra Sverige er viktig – og samtidig usikker de nærmeste årene. Kapasiteten her vil etter hvert mest sannsynlig øke til gammelt nivå rundt 2100 MW, men det er usikkert hvor fort dette skjer (forklart på side 13). I hovedscenarioene for denne analysen har vi derfor brukt en grense på 1250 MW.

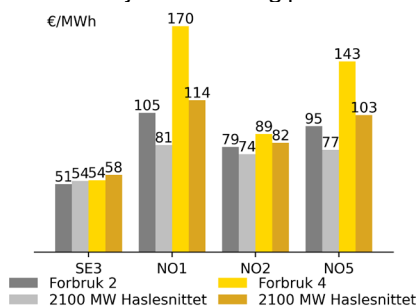
Som en sensitivitet viser vi her hva som skjer om vi antar at kapasiteten blir nærmere 2100 MW. Vi har her fjernet grensen på 1250 MW og kun brukt de interne svenske snittene i tillegg til grensen på 2100 MW i selve Haslesnittet. I begge datasettene har vi opptil 400 MW lavere kapasitet på Haslesnittet om sommeren.

Som figurene viser gir dette mye mer flyt inn fra Sverige i en stor del av tiden. Samtidig blir det mindre inn fra NO2.

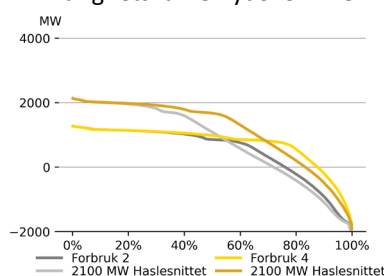
Tiden med flaskehals inn til NO1 blir vesentlig redusert, men dette gjelder først og fremst fra NO2. Lavere priser i Sverige enn på kontinentet gjør at det fortsatt er høy flyt og ofte flaskehals selv med 2100 MW i kapasitet her.

Med mer kapasitet fra Sverige blir prisene vesentlig lavere i hele Sør-Norge. Det blir også vesentlig mindre behov for reduksjon i forbruket i de tørreste og kaldeste værårene i simuleringene.

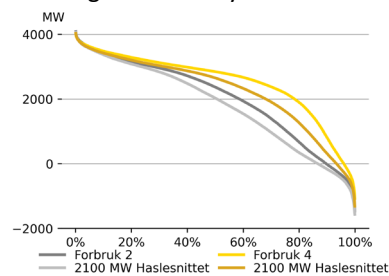
Gjennomsnittlig pris



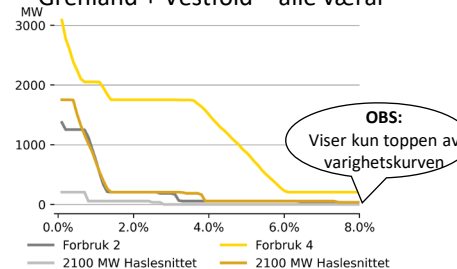
Varighetskurve flyt SE3 – NO1



Varighetskurve flyt NO2 – NO1



Utkoblet industriforbruk NO1 og Grenland + Vestfold – alle værår



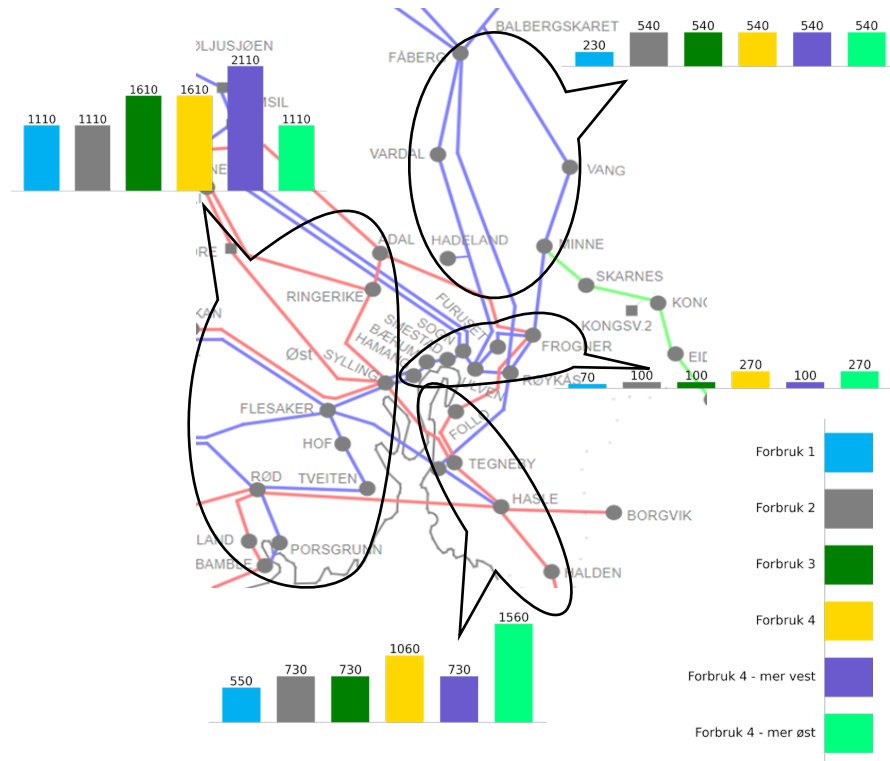
Vi har undersøkt om det kan oppstå interne flaskehalser i NO1

Mye mer forbruk internt i NO1 og Grenland/Vestfold kan gjøre at det oppstår nye flaskehalser knyttet til kapasiteten på ledninger og trafoer internt i området. Det vil kunne begrense hvor mye vi kan tilknytte. For å undersøke dette har vi laget to varianter med ulik fordeling av forbruket internt.

Det reserverte forbruket er tilknyttet på samme node som det er reservert. Forbruksvekst utover dette, som representeres i de andre scenarioene, er fordelt på noder i nettet hvor det er modent forbruk som har søkt og venter på tilknytning. I det høyeste forbruksscenarioet er den ytterligere forbruksveksten fordelt på sterke punkter i nettet Sør-Øst i området.

Vi har simulert to varianter med en annen intern fordeling av forbruk. I den ene varianten, mer øst, flyttet vi 500 MW eller ca 4,4 TWh fra Vestfold og Grenland til Østfold fordelt på Follo, Tegneby og Hasle. I den andre varianten, mer vest, flyttet vi 500 MW eller 4,4 TWh fra Østfold og Follo til Flesaker, Ringerike og Sylling vest for Oslofjorden.

Nytt effektforbruk (MW) i NO1 i ulike scenarioer



Det er en omfattende prosess å finne interne begrensninger

For å komme frem til et relevant utvalg har vi inkludert interne snitt som overvåkes i driften i dag. Vi ser også på simulert flyt på enkeltlinjer som det enten erfaringsmessig går mye flyt på eller som har lav termisk overføringskapasitet. I tillegg har vi lagt til et utvalg av snitt som er mer relevante for det simulerte flytmønsteret vi får i scenarioene med mye mer forbruk på Østlandet.

Vi baserer oss på en stor erfaringsbase i dette arbeidet. Både driftserfaringer og erfaring fra kraftsystemanalyser for fremtidig nett. Vi vet likevel at det kan være krevende å fange opp alle dimensjonerende linjeutfall og alle potensielle overlaste i et spenn av fremtidige flytbilder.

Dermed kan det være situasjoner vi likevel ikke har fanget opp i denne gjennomgangen. Eksempelvis vil revisjoner eller utkoblinger av ledning kreve et nytt sett med snittberegninger da dette vil kunne gi et annet flytmønster.

Vi har til sammen vurdert opp mot hundre interne snitt i denne analysen. Vi har sett få interne snitt som begrenser mye, men de to som begrenser mest er:

- Utfall av Frogner-Minne på Balbergskaret-Vang
- Utfall av enten Hasle-Tegneby eller Flesaker-Tegneby på autotransformator i Hasle

Disse er i stor grad lokale snitt som påvirkes mye av forbruksveksten i henholdsvis Vang/Minne og Tegneby.

Vi har også sett at utfall av Sogn-Ulven 2 på Sogn-Ulven 1 i noen scenario kan bli utfordrende da flyten østover på dette snittet øker sammenlignet med i dag. Disse er blant de "nye" snittene vi har sett kan bli utfordrende med de forbruksscenarioene vi har simulert med. Ved eventuelle endringer i forbruksscenarioene og annen fordeling av forbruket, må det igjen gjøres nye analyser for å avdekke hvilke snitt som kan bli og blir utfordrende.

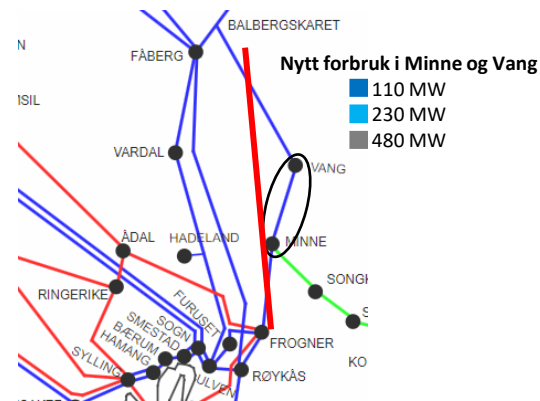
Forbruk utover reservert i Minne og Vang overholder ikke N-1 lokalt

I Vang i Innlandet er det reservert 110 MW til datasenter, og det er søkt om ytterligere 70 MW. I tillegg er det søkt om 300 MW i Minne.

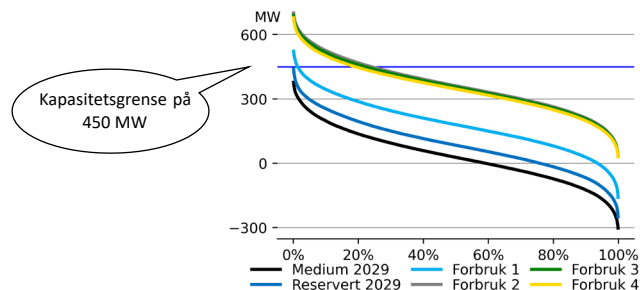
På østsiden av Mjøsa går det en transmisjonslinje fra Balbergskaret til Frogner over Vang og Minne. Ved utfall av Frogner – Minne omlagres 81% av flyten til Balbergskaret – Vang.

Våre simuleringer viser at ved tilknytning av det forespurte forbruket i dagens nett vil ikke kapasitetsgrensen på 450 MW på Balbergskaret – Vang med omlagring fra Frogner – Minne overholdes. Dette tilsier at en større forbruksvekst i Innlandet utover det som er reservert ikke bør tilknyttes i dette området.

Omlagring Frogner-Minne på
Balbergskaret-Vang



Varighetskurve flyt
Frogner-Minne – Balbergskaret-Vang



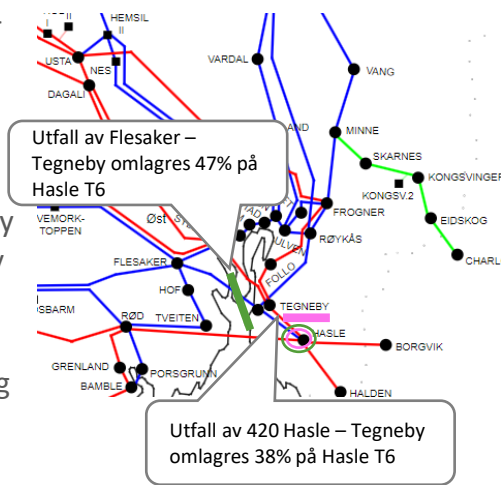
Transformator i Hasle gir begrensninger

Vi finner at det kan bli overlast i transformatoren T6 i Hasle ved utfall av enten 300 Flesaker – Tegneby eller 420 Hasle – Tegneby, som begge omlagres på Hasle T6 med hhv 47% og 38%. I hovedscenariene har vi simulert uten begrensning på disse snittene og det er overlast på begge snittene deler av tiden. Dette gjelder også for Medium 2029 - altså med lavere forbruksnivå enn våre forbruksscenarioer.

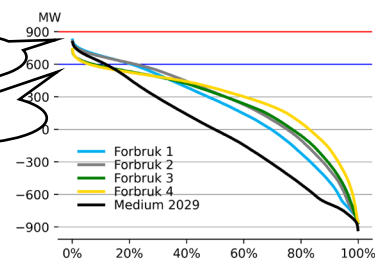
Plassering av forbruket på Østlandet påvirker flyten i snittene. Ved økt forbruksvekst i Tegneby øker tiden og størrelsen på overlasten i 300 Flesaker-Tegneby – Hasle T6. Ved omfordeling av forbruk 500 MW fra vest til øst (likt fordelt på Hasle, Tegneby og Follo) så er det overlast på snittet opp mot 40% av tiden.

420 Hasle-Tegneby – Hasle T6 påvirkes i mindre grad av lokal plassering av forbruket. Tiden og størrelsen på overlasten øker ved mer forbruk i NO1, som i sin tur gir mer import fra Sverige og flyt på 420 Hasle – Tegneby.

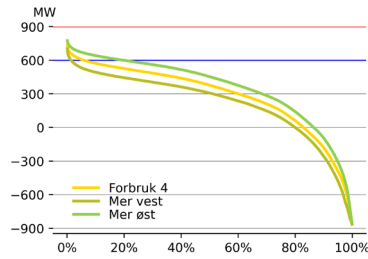
Begrensende snitt med Hasle T6



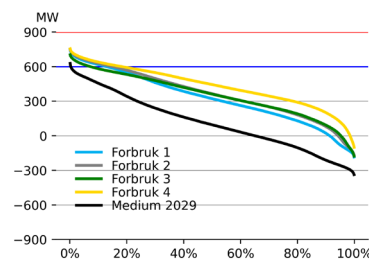
Varighetskurve flyt på snittet
420 Hasle-Tegneby – Hasle T6



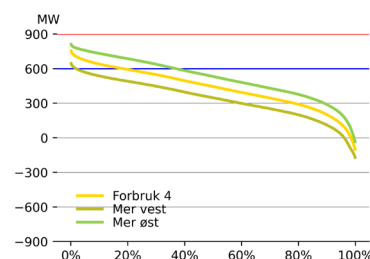
420 Hasle-Tegneby – Hasle T6 ved
omfordeling av Forbruk 4



Varighetskurve flyt på snittet
Flesaker-Tegneby – Hasle T6



Flesaker-Tegneby – Hasle T6 ved
omfordeling av Forbruk 4



Nytt forbruk i Tegneby gir lavere kapasitet på Haslesnittet

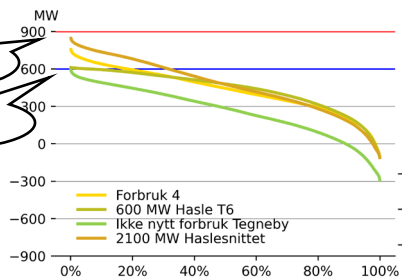
For å se hvordan modellsimuleringene håndterer flaskehalsen i Hasle T6, har vi og simulert med snittene som begrensende snitt i modellen. Resultatene viser at for å overholde kapasitetsgrensene i Hasle T6 så reduseres flyten fra Sverige i mange av årets timer. Dette fører til at forbruk på Østlandet må dekkes med mer flyt inn fra Sørlandet, høyere priser i NO1 og NO5, og at noe mer forbruk kobler ut på pris i en større andel av tiden.

I Tegneby er det forespurt tilknytning av ca. 310 MW forbruk, samt at vi i Forbruk 4 har plassert ytterligere 165 MW forbruk i Tegneby. Dersom vi flytter forbruket fra Tegneby til Frogner forsvinner flaskehalsen på snittet Flesaker-Tegneby – Hasle T6.

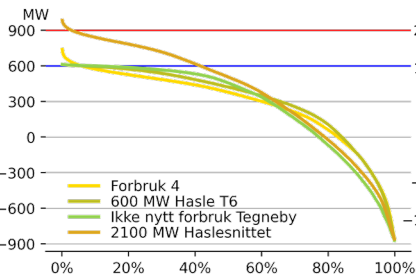
Når dette snittet ikke begrenser er flyten SE3-NO1 nesten tilsvarende som før, men fortsatt noe begrenset av snittet Hasle-Tegneby – Hasle T6. Her er det simulert med 600 MW som begrensning, men dersom det ikke plasseres nytt forbruk i Tegneby er reell kapasitetsgrense trolig høyere grunnet lavere flyt gjennom transformatoren før utfall på Hasle-Tegneby. Økt flyt fra Sverige over Haslesnittet gir lavere snittpriser i NO1 og NO5 og antall timer med forbruksutkobling blir også færre.

Dette viser at flytbasert markedskobling overholder interne kapasitetsgrenser og samtidig forsyner forbruket på Østlandet.

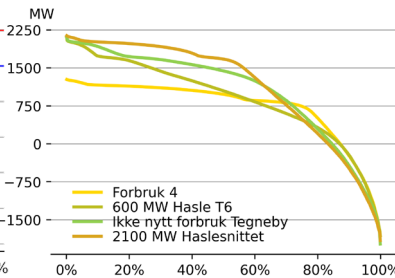
Varighetskurve flyt
Flesaker-Tegneby – Hasle T6



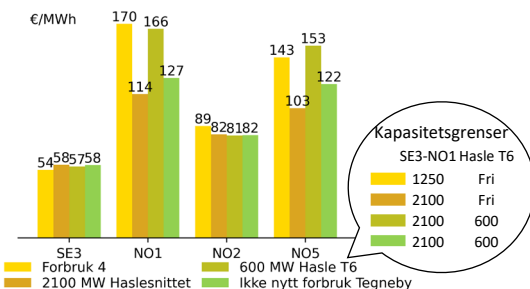
Varighetskurve flyt
Hasle-Tegneby – Hasle T6



Varighetskurve flyt SE3-NO1

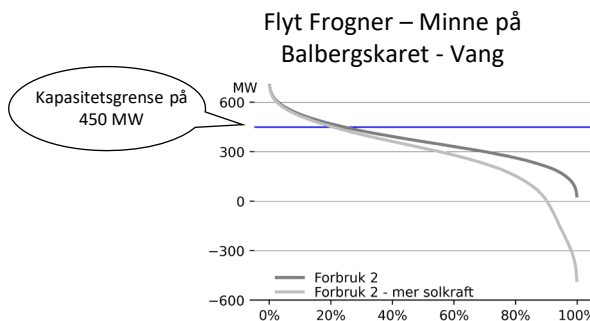
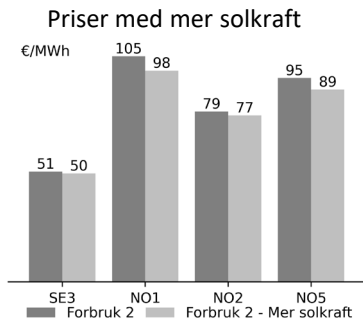


Gjennomsnittlig pris



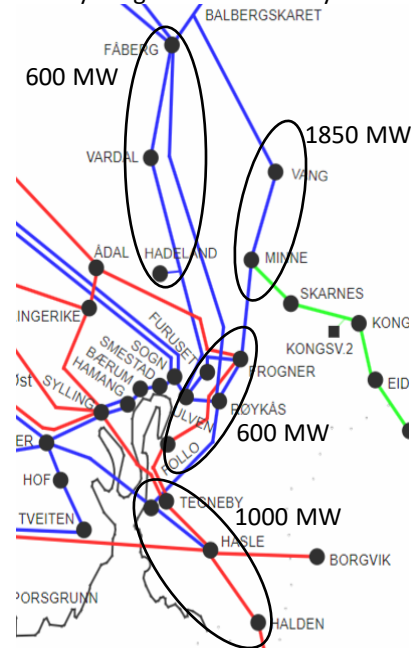
Økt solkraftproduksjon reduserer ikke flyten i topplasttimene

Statnett har mottatt mange tilknytningsforespørsler fra solkraftaktører som ønsker å tilknytte nye kraftverk. Totalt er det søkt om tilknytning av solkraft med ca. 5 500 MW installert kapasitet i analyseområdet NO1 + Telemark, som også er tilnærmet all solkraftproduksjon som er søkt tilknyttet i Norge. I Medium 2029 har vi lagt til grunn en vekst på ca. 1400 MW solkraft i analyseområdet, som gir en årlig energiproduksjon i et normalår på ca. 1,1 TWh. Dette inkluderer effekt installert på private husholdninger. Vi har gjort en simulering med mer solkraft i NO1, totalt ca. 2 TWh ytterligere i et normalår. Dette bidrar til å redusere snittprisen i Sør-Norge noe, men avlaster lite i topplasttimene. Flytkurven viser at solkraftproduksjon på 1850 MW lagt i Minne og Vang ikke bidrar til å redusere timene med høyest flyt inn til området for å dekke forbruket.



I Forbruk 2 er det 300 og 180 MW nytt forbruk i hhv. Minne og Vang i forhold til Medium 2029

Oversikt over de største søkte tilknytningsvolumene for ny solkraft



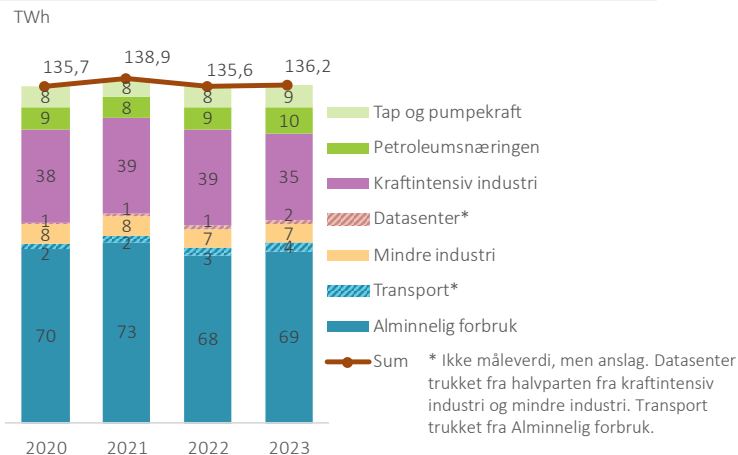
Stabil forbruksutvikling siste årene selv med mye reservert forbruk

De siste årene er det til sammen reservert over 60 TWh nytt kraftforbruk i Norge som tilsvarer i overkant av 7000 MW. Samtidig har den temperaturkorrigerte forbruksutviklingen i perioden vært stabil med noe nedgang i 2022 grunnet energikrisen og høye kraftpriser.

I vårt høyeste forbruksscenario har vi lagt til grunn en forbruksvekst på hele 30 TWh forbruk på Østlandet frem til 2029. Innenfor den tidsperioden er det med den historiske veksten i mente, helt usannsynlig at vil skje på 5 år. Selv om det hadde blitt bygget tilsvarende mengder ny kraftproduksjon er det lite sannsynlig med såpass voldsom forbruksvekst.

Den stabile utviklingen viser også at det tar tid fra forbruket blir reservert til kapasiteten blir benyttet. Ofte har aktørene testperioder med lavt kraftforbruk i starten rett etter tilknytning og vanligvis går det litt tid før de utnytter hele den reserverte kapasiteten.

Historisk temperaturkorrigert forbruk Norge (NVE og SSB)



Vi kan trygt tilknytte mer forbruk på Østlandet

Samlet viser analysen at vi trygt kan tillate tilknytning av mye mer forbruk på Østlandet, gitt at det er driftsmessig forsvarlig lokalt.

- Det er mulig å forsyne ytterligere 1500-2000 MW
- Det er helt usannsynlig at vi kan få så rask vekst
- Energiknapphet gir ikke grunnlag for å si nei til tilknytning
- Interne snitt ser ikke ut til å begrense

Selv om det tidvis i tørre år blir en viss forbruksreduksjon, viser simuleringene at det går an å levere opp mot ytterlige 2000 MW jevnt industriforbruk utover det som er reservert.

Samtidig viser analysen tydelig at det er helt usannsynlig med en så høy vekst så raskt. Høye priser vil etter all sannsynlighet stoppe veksten i forbruket før vi kommer så langt. I tillegg er det helt usannsynlig at så mange forbruksplaner blir realisert på så kort tid, selv om kraftprisene var helt normale.

Et scenario med energimangel vil være alvorlig. Mulighetene for at dette kanskje kan skje gir imidlertid ikke noe grunnlag for at Statnett skal si nei til tilknytning.

Hvor mye forbruk Statnett bør si ja til blir en vurdering av mange forhold i sammenheng. Ut fra denne analysen er det grunnlag for å si ja til ytterligere 1500 MW utover det som allerede har fått reservert kapasitet.