

Analyse av norske budområder mot 2035

Q4-2025



Dette er en forstudie som underlag for en full analyse

Budområder er et sentralt virkemiddel for å opprettholde sikker og effektiv drift av det norske kraftsystemet. For at budområdene skal fungere effektivt er det viktig at vi har en områdeinndeling som er tilpasset flaskehalsene i nettet.

Dagens områdeinndeling har vært tilnærmet uforandret over mange år. Parallelt har endringer i kraftproduksjonen, forbruket og nettet endret både flytmønster og flaskehalser. Statnett har derfor gjennomført en forstudie for å klargjøre hvorvidt endringer av dagens budområder kan gi en mer effektiv håndtering av flaskehalser i transmisjonsnettet i Norge. I analysen bruker vi modellberegninger som får fram utviklingen i flaskehalser, og i hvilken grad endringer i budområdene kan dempe prisforskjellene og det samfunnsøkonomiske tapet som følger av flaskehalsene.

Analysen fokuserer på behovet det første tiåret, og drøfter fordelene ved å gjøre endringer opp mot mulige ulemper og kostnader. Statnett understreker at denne analysen ikke gir et tilstrekkelig grunnlag for å ta stilling til om vi bør endre dagens budområdeinndeling. Hensikten med forstudien er å klargjøre behovet, og gi et underlag for hvorvidt Statnett bør

søke Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om å få starte opp en gjennomgåelse av budområdene. Ved en slik gjennomgåelse vil vi gjøre en mer grundig og helhetlig vurdering av om vi bør gjøre endringer i dagens områdeinndeling.

Endringer i budområder påvirker kraftprisene og markedsaktørene. Prosessen med å endre områdeinndelingen er derfor regulert for å sikre grundige vurderinger og transparens.

En gjennomgåelse av dagens budområdeinndeling må følge forordning 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM) og systemansvarsforskriften § 5. I henhold til regelverket må en søknad til RME om å få starte opp en gjennomgåelse av budområdene inkludere en begrunnelse for behovet for å vurdere budområdeinndelingen. Denne forstudien danner grunnlaget for denne begrunnelsen og for hvilke endringer vi ønsker å vurdere nærmere.

Sammendrag

I denne forstudien har vi to hovedbudskap:

- Dagens fem budområder håndterer i all hovedsak flaskehalsene vi ser de neste årene på en effektiv måte
- En deling av NO4 gir trolig en ytterligere forbedring med mindre prisforskjeller og lavere samfunnsøkonomisk tap

Budområder holder kraftflyten innenfor sikre grenser

Kraftmarkedets viktigste funksjon er fortløpende å sikre en mest mulig effektiv bruk av tilgjengelige kraftverk og nettkapasitet til å dekke forbruket. Med god utnyttelse av ressursene minimeres kostnadene for å levere kraft til forbruket time for time, og dermed også kraftprisene. Dette må samtidig skje innenfor grensene for sikker drift.

Flaskehalser oppstår når markedslikevekten for en gitt time i utgangspunktet innebærer å sende mer kraft mellom to områder enn hva grensene for sikker drift tilsier. I disse tilfellene må volum og fordeling av produksjon, forbruk og utveksling med andre land, endres slik at kraftflyten holder seg innenfor sikkerhetsgrensene.

I Norge er budområder det viktigste tiltaket for å håndtere store og langvarige flaskehalser. Med budområder bruker vi markedet til å dytte på den geografiske fordelingen av i hovedsak regulert vannkraft samt utvekslingen til utlandet.

I timer der etterspørselen etter nett mellom budområder er større enn overføringskapasiteten får vi prisforskjeller mellom budområdene. Forventningen om fremtidige flaskehalser og priser er viktig for vannkraftprodusentenes disponering av vannet i magasinene.

Budområder er viktig for en effektiv systemdrift

Helt siden kraftmarkedet ble innført i 1991 har budområder vært et sentralt verktøy for effektiv håndtering av flaskehalser i det norske transmisjonsnettet. Statnett vurderer jevnlig om budområdeinndelingen er effektiv over tid og om det eventuelt bør vurderes endringer i den gjeldende inndelingen.

Sammendrag

Vi har flere store flaskehalser i nettet de neste ti årene

Det har vært store flaskehalser i det norske nettet de siste årene. Dette skyldes både store overføringsbehov knyttet til det historisk høye overskuddet på energibalansene i Norge og nord i Norden, og at overføringskapasitetene er for lave målt mot behovet. De mange HVDC-kablene konsentrert til NO2 forsterker kraftflyten gjennom Norge ytterligere. Høye og variable kraftpriser i våre naboland har gjort at flaskehalsene tidvis har gitt rekordstore prisforskjeller.

Våre markeds- og nettanalyser har lenge vist at det fortsatt vil være flere store flaskehalser i nettet de neste årene - og hvor i nettet flaskehalsene vil oppstå. Fra 2035 og utover vil vi få mindre flaskehalser, både drevet av forsterkninger i nettet og at energibalansene i de ulike områdene er mer like. Mer uregulerbar produksjon gjør at det fremdeles vil være stort behov for et sterkt transmisjonsnett. Våre langsiktige analyser (LMA og ATK) viser at det fortsatt vil være flaskehalser og behov for budområder også når målnettet er ferdig utbygd.

Dagens budområder fungerer – men kan forbedres

Våre modellsimuleringer viser at dagens fem budområder i hovedsak håndterer de sentrale flaskehalsene rimelig effektivt, både i dag og de nærmeste årene. Samtidig viser simuleringene et potensial for å gjøre endringer som ytterligere forbedrer utnyttelsen av nettet. Beregningene viser at dette både vil kunne gi lavere snittpriser, reduserte prisforskjeller og økt samfunnsøkonomisk nytte for Norge.

Vi finner at det er et stort utfallsrom for omfanget av flaskehalsene, og hvor store fordeler vi kan oppnå ved å endre på områdeinndelingen. Ved gjennomsnittlige vær og markedsforhold beregner vi positive, men moderate forbedringer i form av lavere prisforskjeller og økt samfunnsøkonomisk nytte. I en situasjon der nytt forbruk øker overføringsbehovet ytterligere viser simuleringene at fordelene ved å endre på områdegrensene kan bli svært store. Dette gjelder særlig om vi samtidig har en vær situasjon med lite tilsig. I disse tilfellene vil tiltak hindre svært vanskelige driftssituasjoner.

Sammendrag

Endringer i områdegrensene gir kostnader

Samtidig som endringer i budområdene kan gi fordeler vil det også kunne gi flere ulemper og kostnader, både for Statnett og markedsaktørene. Dette er temaer vi vil vurdere nærmere dersom vi starter en prosess med å gjennomgå budområdene.

Prissikring: selv om bedre og eventuelt flere budområder gir mer like priser, kan endringer påvirke kjøp og salg av finansielle kontrakter. Hvis dette reduserer muligheten til å prissikre seg finansielt vil det innebære en kostnad.

Kalibrering og tilpasning av modeller: En endring av budområdene endrer de underliggende dataene til analysemodeller. En tilpasning av modellene til en ny områdeinndeling vil innebære en kostnad for brukerne.

Økt usikkerhet: Gjennomgåelse av budområdene kan medføre økt usikkerhet for investeringer, før en ny inndeling er bestemt.

IT-systemer: Svært mange prosesser og deres digitale støtteverktøy er berørt av budområdenes utforming. Både internt i Statnett, og hos eksterne parter, vil det være et betydelig arbeid å kartlegge og tilpasse alle IT-systemene.

Reserver: Dimensjonering av reserver er gitt av historiske ubalanser, dimensjonerende utfall og ledig nettkapasitet. Flere budområder kan gi en moderat økning i reservekostnadene. Kostnadene vil være avhengig de spesifikke endringene av budområdene.

Endringer i områdene gir fordelingsvirkninger

Endret områdeinndeling vil påvirke kraftprisene og dermed gi fordelingsvirkninger mellom ulike aktører. Dette vil vi beskrive nærmere dersom vi starter en prosess med å gjennomgå budområdene.

Sammendrag

Nord-Norge – vi bør vurdere å dele dagens NO4 i to

I dag er hele Nord-Norge et felles budområde. Området har store geografiske avstander og et relativt svakt nett både internt og med områdene rundt. Allerede i dag er det flaskehalser til og fra Sverige og Midt-Norge. Det er samtidig store forbruksplaner i Nord-Norge, og også mulighet for mye ny produksjon i form av vindkraft og økt effekt i vannkraften. Statnett har i tidligere analyser (Analyse av transportkanaler, ATK 2023, 2025) vist at dette vil gi vedvarende flaskehalser på ledningene til Sverige. Vi har også vist at økt forbruk gir økte flaskehalser knyttet til ledningen mellom Rana og Ofoten.

En deling i to områder gir mer presise prissignaler til den regulerte vannkraften nord og sør i dagens NO4. Dette gjør det mulig å bedre tilpasse den geografiske fordelingen av vannkraftproduksjonen, slik at flaskehalsene ut og inn av området blir mindre. Analysen bekrefter og forsterker også funn fra ATK 2023 om at dagens prisområder er lite egnet til å håndtere en flaskehals mellom Rana og Ofoten. Ved flaskehals knyttet til denne ledningen gir dagens prisområde unødvendig høye priser i Nord-Norge og dagens NO3.

I basisdatasettene fram til 2035 gir en deling reduserte prisforskjeller time for time i gjennomsnitt, både på grensene til Sverige og Midt-Norge. Hvilket av de to områdene i nord som har lavest/høyest pris vil veksle, hvilket gjør at snittprisene i to områdene blir omtrent like. Vi beregner også at det oppstår økt samfunnsøkonomisk nytte. Denne blir større desto mer forbruket og flaskehalsene øker.

Ved en høyere vekst i forbruket enn i vårt medium scenario vil en deling av NO4 dempe prisveksten som følger av det økte forbruket. Simuleringene viser også at det blir enklere å håndtere tørrår. Hvis forbruksveksten fordeler seg ujevnt internt i Nord-Norge vil området med størst vekst få høyere snittpriser, men trolig lavere enn hvis Nord-Norge er ett budområde.

Det vil ta mange år før nye forsterkningstiltak er i drift i denne delen av landet. Og selv da vil det fortsatt være flaskehalser og god nytte av en deling. Fordelen med å dele NO4 er samtidig robust for flere ulike markedsscenarioer og vil heller ikke gi noe vesentlig omfordeling i balanserte scenarioer.

Sammendrag

Vestlandet – ny trafo i Sauda demper behovet for å endre

Det er i dag flere store flaskehalsar nord-sør på Vestlandet. De viktigste er på ledningene ved henholdsvis Sognefjorden, sør for Bergensområdet og ved Sauda. Planlagte nettforsterkninger vil i stor grad fjerne flaskehalsene. Fram til disse tiltakene er på plass vil trolig økt forbruk ytterligere forsterke flaskehalsene. Om alt forbruk med reservert kapasitet kommer, og vi samtidig får et tørt år, viser våre simuleringer at flaskehalsene kan bli så store at det blir behov for å midlertidig redusere forbruket.

Flaskehalsene ved Sognefjorden og sør for Bergensområdet ligger tett på grensene mellom NO3, NO5 og NO2. Dagens områdeinndeling håndterer dermed disse flaskehalsene rimelig effektivt. Ved Sognefjorden vil også nettforsterkninger innen kort tid redusere flaskehalsen. Begrensningene ved Sauda ligger derimot inne i NO2. Dette gir upresise prissignaler for den regulerte vannkraften på Vestlandet og forsterker prisforskjellene som oppstår som følge av flaskehalsen.

Med dagens nett viser simuleringene at det vil være en fordel å endre budområdene slik at vi får en områdegrense i Sauda. Dette gir lavere prisforskjeller og lavere snittpriser internt i Norge. Men fordi det er så stor flaskehals planlegger Statnett nå å sette inn en tredje trafo i Sauda som et midlertidig tiltak fra høsten 2027. Dette gir høyere kapasitet inntil den nye ledningen nordover fra Sauda er i drift på starten av 2030 tallet. Med en ekstra trafo finner vi lite nytte av å endre budområdegrensene.

Det er mye usikkerhet om både utviklingen av forbruket og hvorvidt nettforsterkninger under bygging og planlegging blir forsinket. Men gitt at vi får på plass en midlertidig forsterkning av nettet rundt Sauda som planlagt, er det etter vår vurdering mest hensiktsmessig å beholde dagens områdeinndeling på Vestlandet. Dette gir en effektiv håndtering av flaskehalsen sør for Bergen – både før og etter at de planlagte nettforsterkninger fra Sauda til Samnanger er på drift.

Sammendrag

Andre endringer er mulig, men gir mye mindre fordeler

I analysen har vi sett på flere endringer av budområdene. Mange av disse gir en viss forbedring i form av reduserte prisforskjeller og mindre samfunnsøkonomisk tap. Samtidig er behovet og fordelene vesentlig lavere enn for Nord-Norge.

NO1/NO2: I tidligere analyser har Statnett vist at en stor forbruksvekst på Østlandet/Grenland og mer havvind tilknyttet Sørlandet vil gi behov for å flytte NO1/NO2-grensen. Her er nå behovet vesentlig redusert, både som følge av flere utsatte forbruksprosjekter og regjeringens beslutning om å avvente med ny havvind i Sørlige Nordsjø.

NO3: I dag opplever vi tidvis store utfordringer i driften ved høy transittflyt gjennom NO3 mot Sør-Norge. Nettet forsterkes nå mellom Surnadal og Sunndal. Dette reduserer flaskehalsen og nytten ved en deling av NO3 vil da være lav.

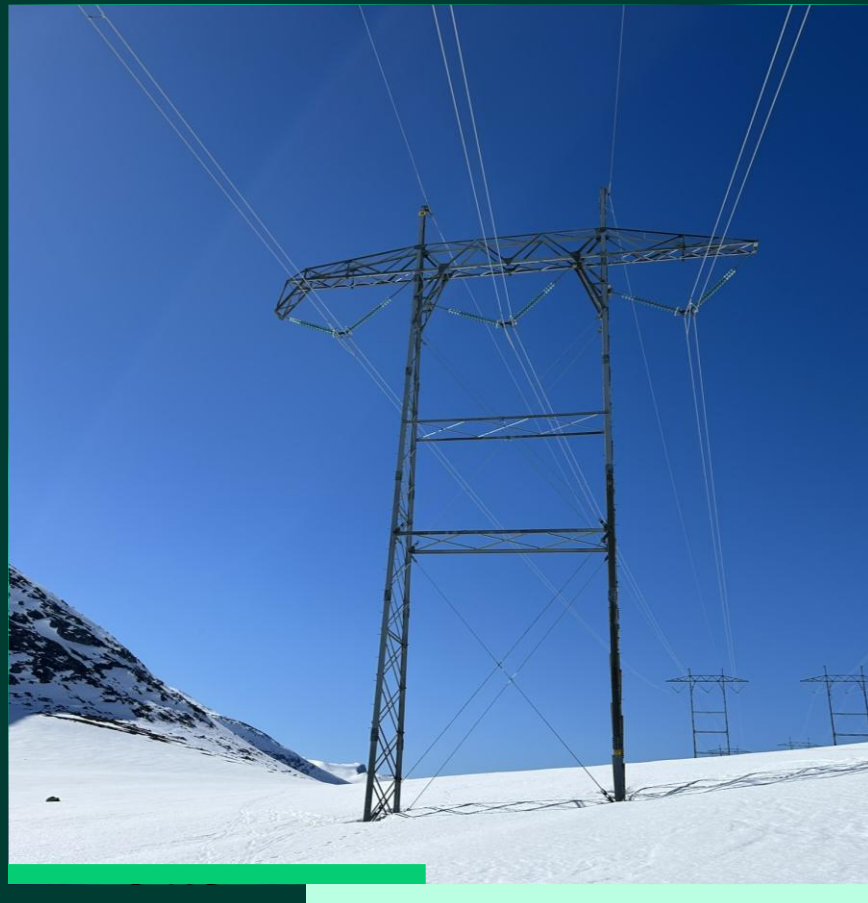
NO1/Innlandet: Det er i dag flaskehalser på ledningene mellom Lillehammer og Oslo. Samtidig er det aktuelt å bygge ut mye solkraft som vil kunne forsterke flaskehalsene. Våre simuleringer viser imidlertid at dagens budområde NO1 håndterer en slik situasjon relativt bra.

Indre Sogn: Indre Sogn er en del av NO5, men er tilknyttet resten av nettet kun via en radiell forbindelse. Og prisene i NO5 speiler i dag ikke behovet for å ivareta energibalansen innenfor den radielle tilknytningen. Kun om vi oppretter et eget budområde får produsentene gode prissignal for å spare vann. Situasjonen vil ikke endre seg vesentlig fremover, så vi foreslår å videreføre dagens praksis heller enn å opprette et relativt lite budområde med begrenset nettkapasitet til nabo-områdene.

15 områder: Vi har vurdert opp til 15 budområder i Norge, men finner at det meste av nytten blir realisert med dagens budområder og en eventuell deling av NO4.

Færre områder: Vi har i analysen også sett på effekten av å redusere antallet prisområder. Her viser simuleringene at færre områder vil kunne gi store utfordringer med å håndtere flaskehalsene vi ser det neste tiåret, inntil vi får på plass mange av de store nettforsterkningstiltakene vi nå har under bygging og planlegging. En reduksjon i antall budområder er derfor ikke noe aktuelt alternativ nå.

Innledning og overblikk



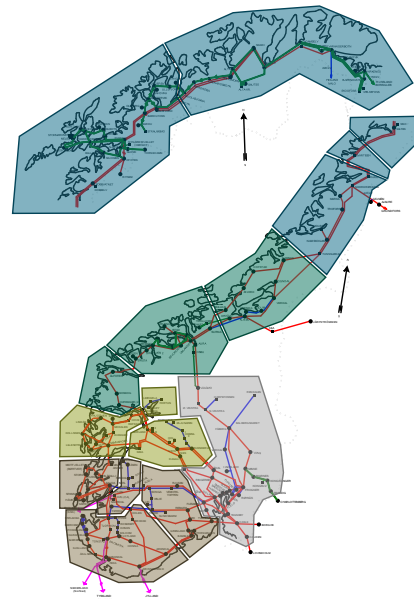
Analysen klargjør mulig behov for å endre budområdene

I Norge har vi hatt 5 budområder siden 2010. Formålet med denne forstudien er å klargjøre hvorvidt endringer av dagens budområder kan gi en mer effektiv håndtering av flaskehalser i transmisjonsnettet i Norge. Vi ser mest på behovet det første tiåret, og hvordan endringer kan gi forbedringer på følgende punkter:

- **Driftssikkerhet:** Sikker drift time for time uten for mye spesialreguleringer.
- **Markedseffektivitet:** Legge til rette for høy samfunnsøkonomisk nytte og reduserte prisforskjeller ved at forbrukerne får kraft, produsentene får utnyttet vannet best mulig og kapasiteten i nettet blir effektivt brukt. Samtidig er det viktige elementer ved markedseffektivitet som ikke inngår i denne innledende analysen, men som vil bli vurdert i forbindelse med en eventuell gjennomgåelse av budområdene.
- **Energisikkerhet:** Produsentene får gode signaler til riktig bruk av vannet slik at man i kritiske situasjoner har vann tilgjengelig.
- **Stabilitet** for aktørene ved at valgt inndeling står seg over tid.

En endring av budområdene vil kunne gi ulemper og kostnader. I tillegg vil endringer i budområdene påvirke kraftprisene og dermed også bidra til å gi en omfordeling mellom ulike markedsaktører. Derfor er det å eventuelt endre på budområdene en regulert prosess som krever omfattende vurderinger, dokumentasjon, transparens og involvering. I henhold til reglene starter en slik prosess med en søknad fra Statnett til RME om å få starte opp en gjennomgang av budområdene. Statnett må da fremlegge de alternative budområdeinndelingene vi vil undersøke og begrunne hvorfor det bør startes opp en prosess for å gjennomgå budområdene. Dette innebærer at vi må gjøre en forstudie for å kunne dokumentere behovet for å starte en slik prosess.

Dagens budområder



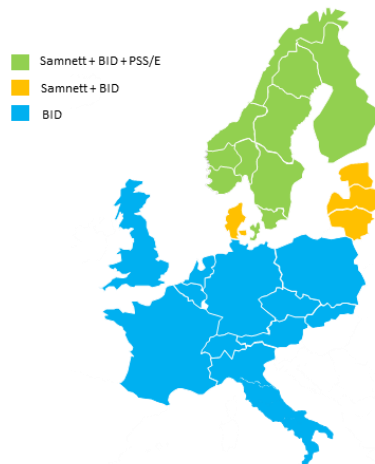
Metodisk tilnærming

Erfaringer fra systemdriften og Statnetts marked og nettanalyser gir god oversikt over de viktigste begrensningene i nettet de nærmeste årene. I denne analysen bygger vi videre på dette, og ser på om andre områdeinndelinger kan gi en mer effektiv samlet utnyttelse av nett og produksjon.

Mye av analysen er basert på modellsimuleringer med Samnettmodellen. Dette er en integrert markeds og nettmodell med flytbasert markedskobling – som gjengir samspillet i hele kraftsystemet. For å ta hensyn til været simulerer vi hvert år over 29 historiske værår. Med modellsimuleringene kan vi tallfeste kraftflyt, flaskehalser, kraftpriser, prisforskjeller og samfunnsøkonomisk overskudd under ulike scenarioer for markedsutviklingen framover i tid – og med ulik inndeling i budområder. I analysen tar vi utgangspunkt i modelldatasett for 2025, 2028-30 og 2035 fra vår kortsiktige og langsiktige markedsanalyse (KMA2024 og LMA2024).

I analysen bruker vi reduserte prisforskjeller og økt samfunnsøkonomisk nytte som indikatorer på fordelene med å endre på områdeinndelingen. Vi beregner både endringer i gjennomsnittspriser over alle simulerte værår, og hvordan prisforskjellene og nytten påvirkes i år med mye og lite tilsig. Vi ser også på effekten av andre markedsscenarioer og forsinkelser i nettoutbyggingen.

En vurdering av budområder vil alltid være en samlet avveining mellom mange ulike kriterier. Her må vi blant annet vurdere sannsynligheten for at de forutsetningene vi legger til grunn faktisk vil inntreffe, og hvor sensitive resultatene er om forutsetningene ikke skulle slå til. Vi må også vurdere hvilken risiko vi potensielt utsetter oss for i valg av løsning.



PSS/E: Teknisk nettmodell som gjengir øyeblikksbilder av den elektriske delen av kraftsystemet i Norden. Brukes til å beregne kapasitetsgrenser i nettet til bruk i Samnett.

Nettmodell og snitt



Øyeblikksbildet til nye nettanalyser

Samnett: Integrert markeds- og nettmodell. Simulerer de løpende driftskostnadene for hele markedet time for time. Har integrert nettmodell og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSSE med prisområder og flytbasert markedskobling. Dekker Norden og Baltikum.



Kontinentale prisrekker

BID3: Kraftmarkedsmodell som med optimeringsalgoritmer simulerer de løpende driftskostnadene for å møte krafttetterspørselen time for time. Brukes i Statnett til å gjengi det kontinentale markedet – og gir prisrekker som inngangsdata til Samnett.

Vi vurderer flere aspekter i denne analysen

Nytte	Flaskehalser i nettet gir redusert ressursutnyttelse og med dette et samfunnsøkonomisk tap. Men hvis vi kan gjøre endringer i budområdene som reduserer dette tapet – kan vi si at det oppstår en samfunnsøkonomisk nytte av endringene. Denne nytten beregner vi ved å ta differansen i samlet norsk samfunnsøkonomisk nytte i modellsimuleringer med og uten aktuelle endringer i områdegrensene. Nyten oppstår som resultat av bedre ressursutnyttelse, særlig i norsk vannkraft.
Kraftpris	Bedre ressursutnyttelse gjennom mer riktige og effektive budområdeinndeling skal gi både lavere og mer like kraftpriser samlet sett. Vi beregner derfor reduksjonen i snittpriser og prisforskjeller i snitt time for time mellom budområder, og bruker dette som en indikasjon på behovet for å gjøre endringer. Vi beregner og drøfter også endringer i kraftprisene for å klargjøre fordelingsvirkninger mellom markedsaktører.
Omfang	Vi beregner og drøfter omfanget av de aktuelle flaskehalsene og prisforskjellene som en indikator på hvor viktig det er å gjøre forbedringer.
Robusthet	I analysen tar vi utgangspunkt i datasettene og markedsutviklingen slik den er skissert i KMA og LMA. Vi sjekker imidlertid også virkningen av andre fordelinger av forbruk og til dels produksjon – som både øker og reduserer de aktuelle flaskehalsene. I tillegg ser vi på effekten av andre markeds og prisscenarioer i landene rundt oss. Vi tallfester og drøfter også behovet opp mot tempoet i planlagt nettutvikling, og hensynet til å ha mest mulig stabile budområder over tid.
Risiko og unntak	Vi klargjør og drøfter betydningen av å gjøre endringer i særlig krevende markeds og værscenarioer, som et kompletterende tillegg til gjennomsnittlige verdier for prisreduksjoner og økt nytte. Eksempelvis viser vi hvordan endringer i områdeinndelingen kan hindre kostbare forbruksreduksjoner i år med lite tilsig.

Budområder gir sikker kraftflyt ved å tilpasse markedet

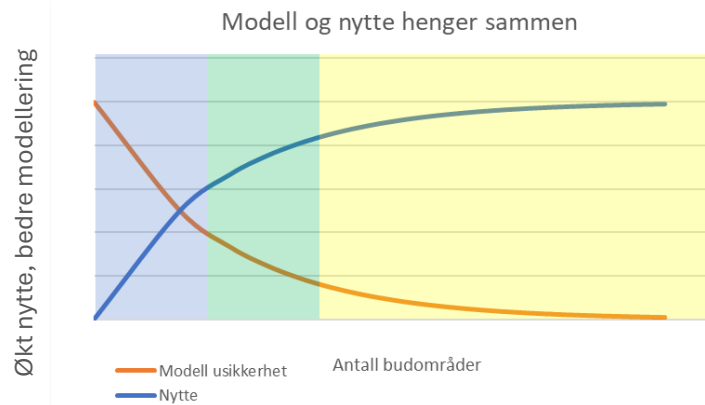
Kraftmarkedet sikrer at det fortløpende er balanse mellom forbruk og produksjon. Samtidig gir markedet en optimering der kraftverkene med lavest kostnader brukes til å dekke forbruket, innenfor grensene for sikker drift av nettet.

Når markedsløsningen gir et behov for å overføre kraft som overstiger det som er fysisk mulig oppstår det flaskehalser. I slike situasjoner må volum og fordeling av produksjon, forbruk og utveksling med andre land, endres slik at kraftflyten holder seg innenfor sikkerhetsgrensene*.

I Norge er budområder det viktigste tiltaket for å håndtere flaskehalser. Med budområder endres den geografiske fordelingen av i hovedsak regulert vannkraft samt utvekslingen til utlandet. Dette sikrer at kraftflyten holder seg innenfor grensene Statnett setter for sikker drift.

Uten budområder godt tilpasset flaskehalsene i nettet vil resultatet bli at mer vann renner ubrukt på havet, at vi oftere får stopp av vindturbiner og at det blir større sannsynlighet for energiknapphet og rasjonering. I sum gir dette høyere kraftpriser og samlet høyere kostnader for samfunnet.

I teorien kan hver stasjon i nettet være et eget budområde som kan få en egen pris. Dette kalles nodeprising og gir den mest optimale utnyttelsen av kraftsystemet. Nyten av en mer detaljert områdeinndeling er imidlertid avtagende. I denne forstudien drøfter vi balansen mellom økt nytte og bedre ressursutnyttelse gjennom flere og bedre tilpassede budområder, og kostnader og ulemper ved å endre.



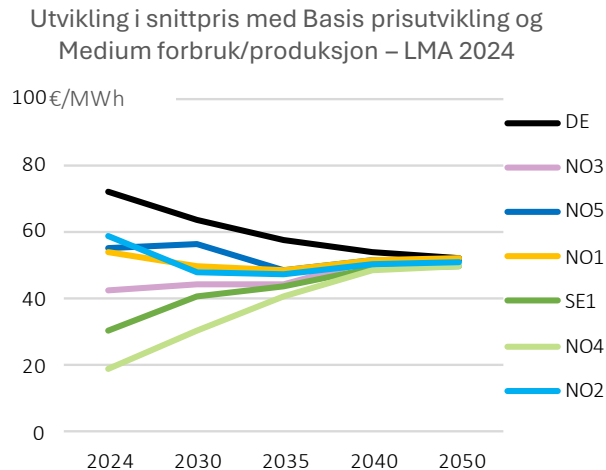
*Det finnes ulike måter å representere begrensningene i nettet kalt flytbasert eller NTC. De representerer begrensningene på ulikt vis. Flytbasert blir innført i Norden fra oktober 2024 og er derfor i fokus i denne rapporten.

Budområder gir langsiktige prissignaler

Budområder kan gi vedvarende forskjeller i gjennomsnittlige kraftpriser. Dette gir insentiver for investeringer innen forbruk og produksjon som over tid kan bidra til å dempe flaskehalsene. Et sentralt eksempel på dette er de store forskjellene vi for tiden har i snittprisene nord og sør i Norge og Sverige. Her gir de lave prisene i nord signal om at det er mer lønnsomt å investere i ny industri og nye datasentre – og tilsvarende mindre lønnsomt å bygge ut ny produksjon der. I sør er det motsatt. I Statnetts siste langsiktige markedsanalyse, LMA 2024, viser vi hvordan dette bidrar til å jevne ut prisene – sammen med økt nettkapasitet.

Statnett har reservert kapasitet for tilknytning av store volumer nytt forbruk og ny produksjon. Samtidig er det til enhver tid mange prosjekter som står i kø for å få avklart at de kan knytte seg til uten at dette går ut over driftssikkerheten. Ved å ha budområder kan vi si ja til tilknytning av større volumer forbruk og produksjon enn om vi ikke hadde dette. Årsaken er at vi med budområdene sikrer at flyten vil holde seg innenfor grensene for sikker drift.

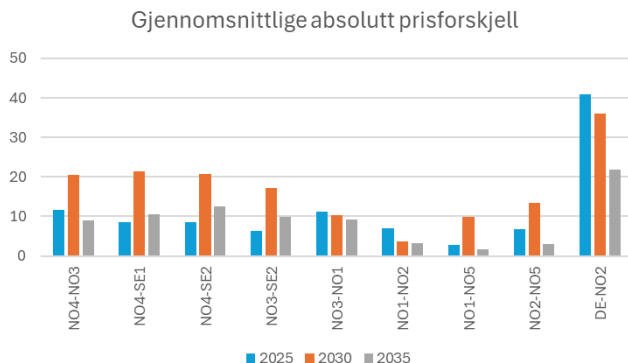
Dagens fem områder gir i utgangspunktet gode prissignaler for investeringer. Budområdene bidrar også effektivt i å gjøre det mulig å tilknytte mye mer forbruk og produksjon. Samtidig er det områder der en annen inndeling kan være gunstig. Dette gjelder særlig i Nord-Norge.



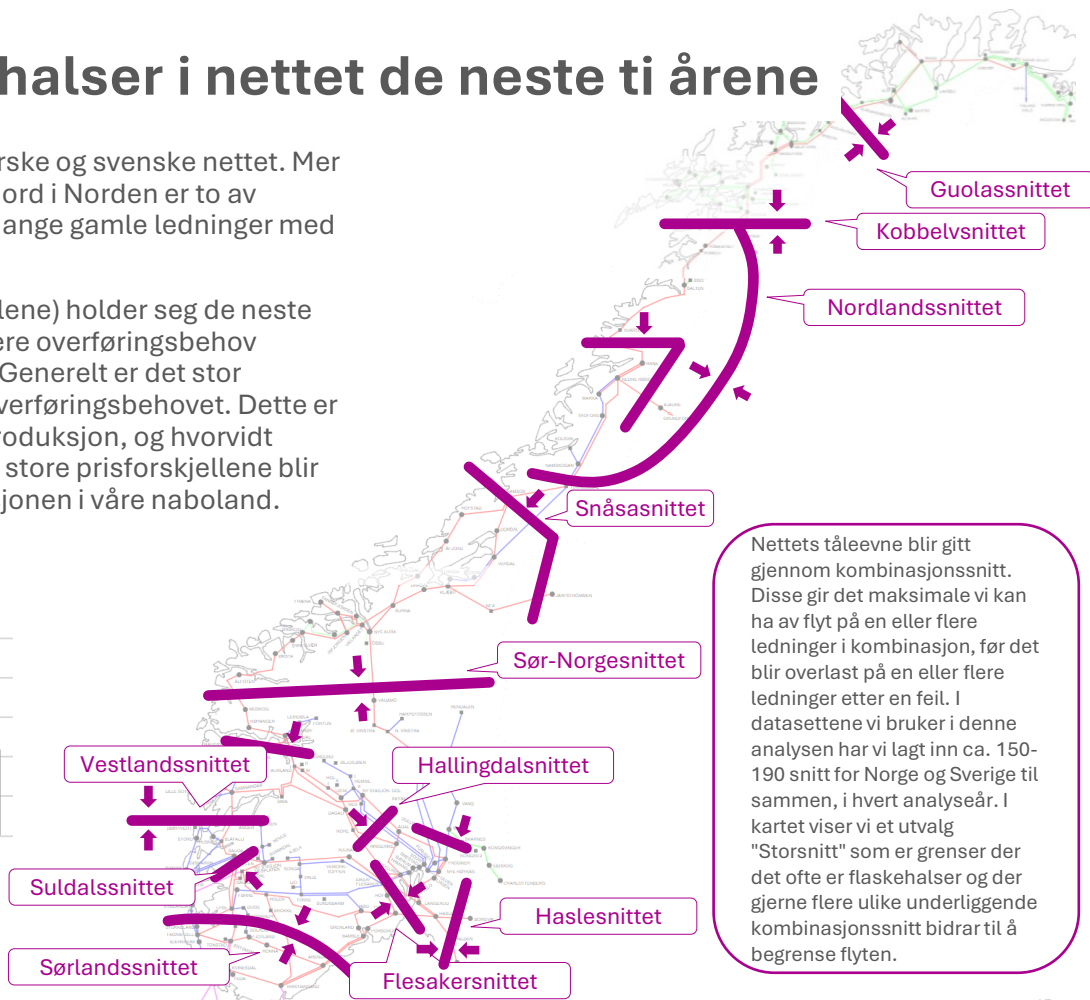
Vi har flere store flaskehalser i nettet de neste ti årene

Det er i dag flere strukturelle flaskehalser i det norske og svenske nettet. Mer variabel produksjon og et stort energioverskudd nord i Norden er to av årsakene til dette. En annen er at det fortsatt er mange gamle ledninger med lave overføringskapasiteter i nettet.

Våre analyser* viser at flaskehalsene(prisforskjellene) holder seg de neste årene, før mer nettkapasitet og i noen tilfeller lavere overføringsbehov reduserer begrensningene fra 2030-35 og utover. Generelt er det stor usikkerhet og variasjon knyttet til utviklingen av overføringsbehovet. Dette er blant annet avhengig av utviklingen i forbruk og produksjon, og hvorvidt endringene avlaster eller øker flyten i nettet. Hvor store prisforskjellene blir er også sterkt avhengig av prisnivået og prisvariasjonen i våre naboland.



* Kortsiktig markedsanalyse KMA 2024, Langsiktig markedsanalyse LMA 2024 og Analyse av transportkanaler ATK 2023 og 2025



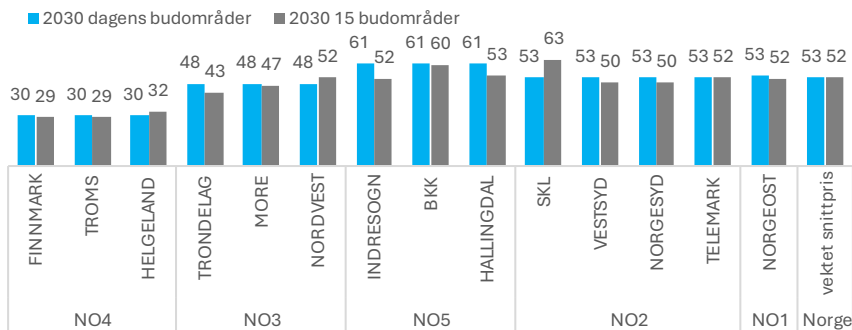
Dagens budområder fungerer – men kan forbedres

Våre analyser viser at dagens budområder i hovedsak gir en effektiv håndtering av de viktigste flaskehalsene, både i dag og framover. Vi finner samtidig et potensial for ytterligere forbedring. Dette illustrerer vi ved å simulere (år 2030 fra Medium/Basis LMA 2024) med alle modellens 15 delområder definert som budområder*.

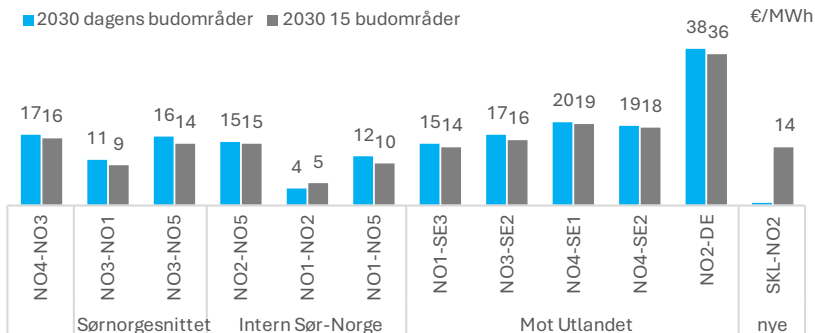
- Gjennomsnittsprisene går i hovedsak litt ned i de ulike områdene. Ved tørrår og våtår er det større endringer.

- Generelt reduseres prisforskjellene time for time mellom prisområdene som følge av bedre utnyttelse av nettet.
- I en del tilfeller flyttes flaskehalsene til grenser internt i dagens budområder – når vi simulerer med 15 områder. Lavere prisforskjeller på dagens grenser får her en motsats i økte prisforskjeller internt. Dette gjelder særlig mellom NO5 og NO2 på Vestlandet

Gjennomsnittspriser i 2030



Gjennomsnittlig absolutte prisforskjeller time for time



* Den maksimale effektiviteten oppnår vi først hvis hvert enkelt punkt i nettet utgjør et eget prisområde. Dette kalles nodeprising – og gir full informasjon om nettets begrensninger inn i markedsalgoritmen. Det er samtidig en sterkt avtagende nytte av finere områdeinndeling. Derfor er simuleringer med 15 områder etter vår vurdering en god etterligning av potensialet for forbedringer vi kan oppnå ved å endre på områdeinndelingen

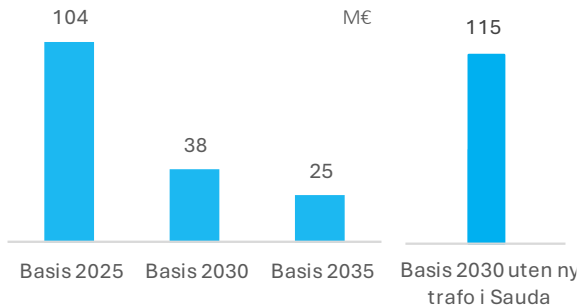
Simulering med flere områder viser teoretisk potensial for nytten

Simuleringene med alle modellens 15 norske delområder som budområder, gir en tilnærming på hvor store forbedringer vi teoretisk kan oppnå gjennom endringer budområdene. I analysen bruker vi dette som en referanse.

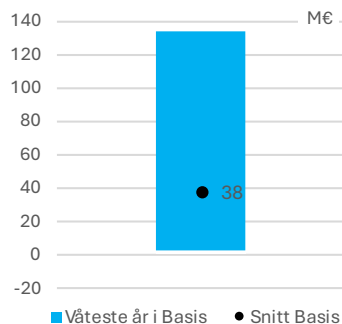
Resultatene viser at det er størst potensiell økning i samfunnsøkonomisk nytte de nærmeste årene. Når vi nærmer oss 2035 er nettet mer forsterket og da faller nytten av å ha flere budområder.

Utfallsrommet er relativt stort og simuleringene viser en relativt stor følsomhet mot større nytte for alternative budområder dersom energibalansen blir dårligere eller vi simulerer med høyere priser i naboland. I tørrår blir nytten spesielt stor. Tilsvarende vil forsinkelser i nettutbyggingen kunne øke nytten av å ha flere og mer presise budområder. I figurene til venstre viser vi dette ved å simulere 2030 datasettet uten en planlagt 3. trafo i Sauda. Da blir nytten av å ha flere budområder høyere.

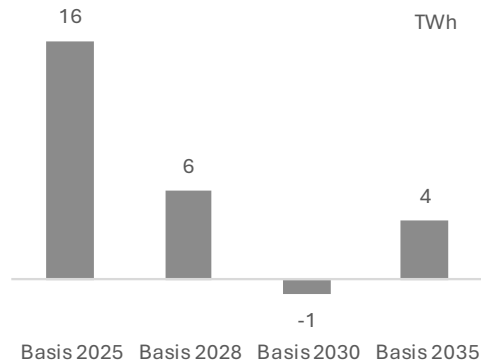
Økt gjennomsnittlig SO-overskudd med 15 prisområder



Økt SO-overskudd med 15 prisområder i Basis 2030 - gjennomsnitt og utfallsrom i ulike værår



Energibalanse Norge i normalår



*Vi tar utgangspunkt i basis fra KMA 2023, dette tilsvarer høy forbruksprognose i KMA 2024. For 2035 brukes LMA basis som modell.

Nytten er veldig ulikt fordelt mellom ulike værår

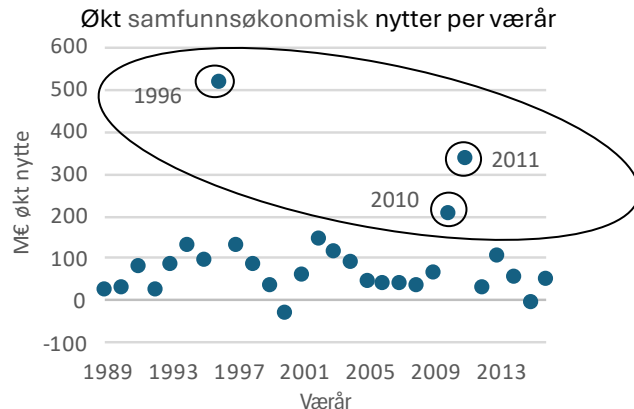
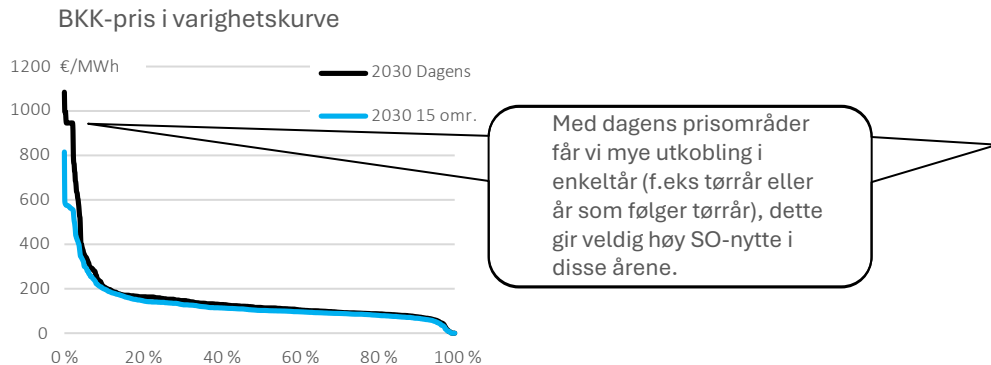
En endring til flere eller andre budområder gir større reduksjon i prisforskjeller og større økning i samfunnsøkonomisk nytte* desto større flaskehalsene er i utgangspunktet. I tillegg påvirkes pris og nytte mye av prisenivået i markedet generelt, og om forbedringen i perioder gjør at vi unngår høye rasjoneringspriser eller nullpriser.

Dette er vist for et datasett med kun 2 trafoer i Sauda hvor nytten i tørrår trer tydelig frem. I simuleringene med dagens områdeinndeling vil noe av forbruket på Vestlandet midlertidig reduseres for å løse flaskehalsen ved Sauda-trafoene.

Dette skjer bare i 1 prosent av tiden og er konsentrert til år med lite tilsig. Prisene blir imidlertid veldig høye i disse timene.

I simuleringen med 15 områder blir det færre av disse timene med ekstra høy pris. Dette bidrar sterkt til at den gjennomsnittlige prisforskjellen går ned og nytten øker.

Det er usikkert hvor store endringer vi får i sånne tilfeller. I vår modell er prisen der industrien reduserer forbruket satt til omtrent 1000€. Vi kunne også valgt en annen pris. Om prisen ble satt til 2000€ ville nytten i disse timene vært omtrent dobbelt så stor**.



* Optimering av samfunnsøkonomisk nytte tilsvarer å minimere de samlede driftskostnadene

**Prisnivået som velges når last går ut på pris påvirker ikke bare nyttevurderingene, men også den gjennomsnittlige prisen.

Færre budområder gir mer krevende systemdrift

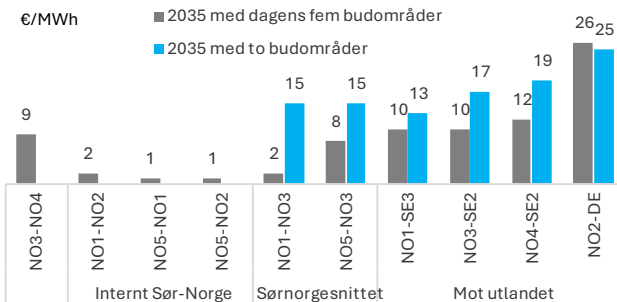
Dagens nett gir store flaskehalser og et klart behov for budområder. Når vi simulerer med færre områder i dagens nett får modellen raskt utfordringer med å finne gyldige løsninger. I tillegg blir prisforskjellene større – noe som tilsier at det vil være krevende å drifte i det virkelige systemet.

Planlagte nettforsterkninger gir mindre flaskehalser utover i tid. Vi har derfor også undersøkt effekten av å slå sammen og ha færre budområder* med nettet slik det er planlagt i 2035.

Når vi forsøker å simulere med hele Norge som et prisområde klarer ikke modellen å finne gyldige løsninger, selv med nettforsterkningene vi har til 2035. Dette illustrerer at det vil bli alvorlige utfordringer knyttet til det å sikre at kraftflyten holder seg innenfor grensene for sikker flyt. Når vi simulerer med to områder – der NO1, NO2 og NO5 utgjør det ene området og NO3 og NO4 det andre, finner modellen løsninger der flyten holder seg innenfor de gjeldene snittgrensene. Simuleringene viser imidlertid tydelig at det blir en mindre effektiv håndtering av flaskehalsene med større prisforskjeller på de gjenværende grensene, høyere snittpriser og lavere samfunnsøkonomisk nytte. Med bare to områder blir det også mer krevende å håndtere en mer ubalansert utvikling av forbruk og produksjon, forsinkelser i nettet, utkoblinger i nettet og unormale vær-situasjoner.

Med målnettet viser simuleringene at det fortsatt vil være flaskehalser, selv om disse blir vesentlig mindre enn i dag. Dette tilsier at det vil være behov for budområder også på lang sikt. Men det vil trolig være mulig å ha færre enn i dag.

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time



*Tyskland har valgt å holde landet samlet i et budområde selv om det er en strukturell flaskehals nord-syd i landet. Flere studier har pekt på de utfordringene det skape i Tyskland, samt de utfordringene det også skaper for nabolandene, og vurdert nytten av å innføre budområder som splitter Tyskland i en nordlig og en sydlig del. I dag håndteres potensielle overlasten i Tyskland med spesialreguleringer hvilket i 2023 beløp seg til opp mot 30 mrd NOK.

Budområdeendring påvirker hele bransjen

Det å gjøre endringer i budområdene vil ha ulike kostnader og ulemper, både i Statnett og for markedsaktørene.

- *Prissikring* - selv om bedre og eventuelt flere budområder gir mer like priser, kan endringer påvirke kjøp og salg av finansielle kontrakter. Hvis dette reduserer muligheten til å prissikre seg finansielt vil det innebære en kostnad.
- *IT systemer* - en endring av budområder vil påvirke en rekke IT-systemer både internt og eksternt. Tilpasninger til andre en ny områdeinndeling vil kreve tid og ressurser.
- *Modeller* som Statnett og markedsaktørene bruker til drift, prognoser og analyser bruker mye data som har oppløsning gitt av dagens budområder. Ved en endring av budområdene må modellene tilpasses til dette.
- *Reserver* – endring av budområder kan påvirke behovet for reserver. Dette kan gi økte eller reduserte kostnader.
- *Økt usikkerhet*: Gjennomåelse av budområdene kan medføre økt usikkerhet for investeringer, før en ny inndeling er bestemt.

Ved en eventuell gjennomgåelse av budområdene vil vi vurdere dette nærmere.

Det at det er kostnader ved å endre er likevel en del av vurderingen i denne forstudien, selv om vi her fokuserer mest på behovet. Konkret har vi vurdert om fordelene av å gjøre endringer kan være såpass store at de kan tenkes å være større enn kostnadene. Her vektlegger vi at det vil være en fordel for både markedsaktørene og Statnett å ha stabilitet i områdeinndelingen over tid.

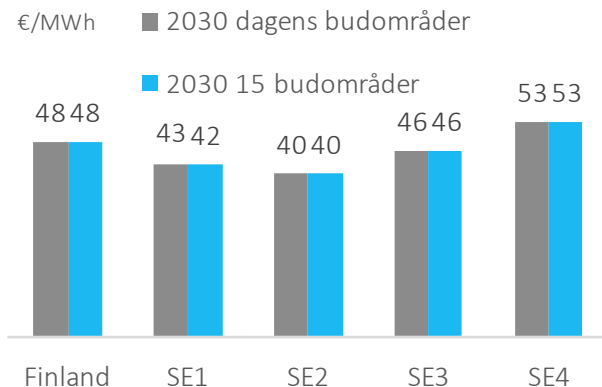
Endringer i områdeinndelingen kan påvirke kraftprisene og dermed gi en omfordeling mellom ulike markedsaktører. Dette tilsier at vi bør gjøre endringer som forbedrer effektiviteten tidlig. Samtidig er det viktig å ikke gjøre det for tidlig – av hensyn til de nevnte kostnadene. Her ligger det en balansegang.

Endringer i budområder påvirker i liten grad snittprisene i naboland

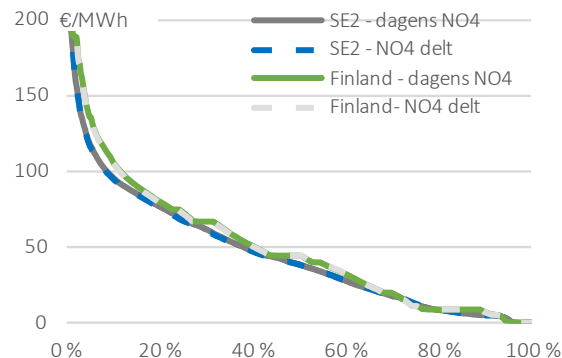
Våre modellsimuleringer viser tydelig at endringer i norske budområder i liten grad påvirker snittprisene i nabolandene Sverige og Finland. I figuren til venstre ser vi at selv i simuleringer med 15 budområder i Norge, blir snittprisene i praksis uforandret i Sverige og Finland. Ved en mer realistisk endring, eksempelvis ved å dele NO4 i to områder, blir endringene i Sverige enda mindre.

Generelt har utviklingen i Norge relativt lite å si for kraftprisene i andre land. Den store andelen vannkraft i Norge gjør at prispåvirkningen stort sett går andre veien, fra utlandet til Norge. Når vi i tillegg får moderate endringer i norske snittpriser av å endre på de norske budområdene, blir virkningen på andre land neglisjerbare. Dette gjelder i stor grad også for timesprisene – noe figuren til høyre illustrerer.

Gjennomsnittspriser i Sverige ved endring av budområder i Norge



Endringer i timespriser i SE2 og Finland ved en eventuell deling av NO4 i Basis 2030

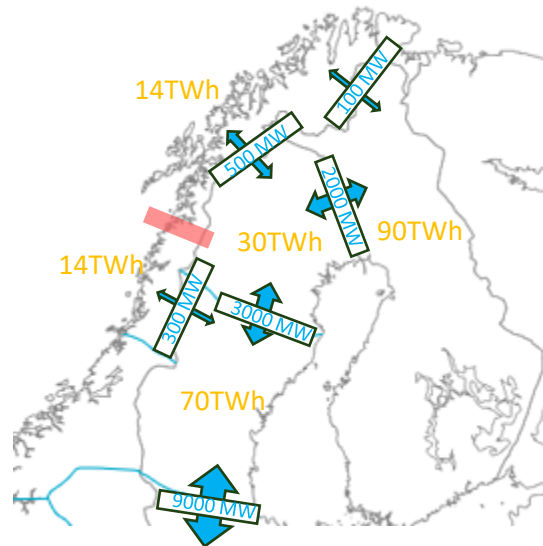


Mindre prisendringer i Norge påvirker i liten grad naboland

De nordlige svenske områdene vil ved en deling av NO4 påvirke kraftflyten time-for-time mellom NO4 og Sverige med noen hundre MW. Noen ganger øker importen. Andre ganger er eksporten større. Dette er imidlertid ikke nok til å påvirke snittprisen i de svenske budområdene vesentlig. De svenske områdene har en mye større omsatt energimengde og er mye sterkere koblet sammen, også mot Finland (som kun har en veldig svak forbindelse i nord mot Finnmark).

Tilpassingen vi ser skjer først og fremst på norsk side. På svensk og finsk side av grensen er endringen i utveksling mot NO4 liten sett opp mot størrelsen på og hvor sterkt denne delen av kraftsystemet er knyttet sammen. Prisene i våre naboer blir derfor lite berørt ved en finere inndeling av budområdene på norsk side.

NO4 er et lite område med begrenset kapasitet i Nordisk sammenheng.



Nord-Norge

- En deling av dagens NO4 vil ha en 'varig' verdi og gi bedre utnyttelse av nettet i et bredt spekter av scenarioer
- Ønskene om tilknytning er store og usikre.
- Nettkapasiteten øker lite før spenningsoppgraderingen av Nedre Røssåga – Ajaure er på plass en gang etter 2036.

En deling av NO4 bør vurderes nærmere



Svakt nett i Nord-Norge gir mange timer med flaskehals

Budområdet NO4 dekker hele Nord-Norge. Det er et stort geografisk område med et relativt svakt internt nett. Mellom Ofoten og Røssåga er det i dag kun en 420 kV ledning. Og inn til området nord for Svartisen er det kun to ledninger, begge på 420 KV.

NO4 er forbundet til Sverige via en 420 kV ledning fra Ofoten og en 220 kV ledning fra Røssåga*. Fra Røssåga går det også en 420 kV og en 300 kV ledning til Midt-Norge. Disse fire ledningene inngår i snitt med hverandre, med den interne 420 kV ledningen fra Røssåga til Ofoten, og 420 kV ledningen fra Sverige til Midt-Norge lenger sør.

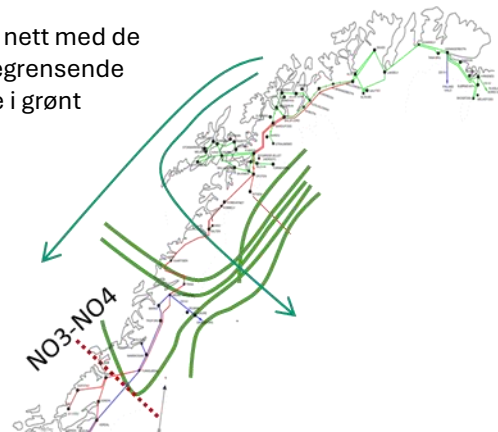
Det er mange timer med flaskehals på disse snittene både ved underskudd og overskudd i NO4. Spesielt 220 kV ledningen mot Sverige er en vesentlig flaskehals.

I dagens situasjon med et energioverskudd i et normalår på 8-9 TWh er varigheten av flaskehalsene ut av området langt større enn inn til regionen. Men i timer med mye vindkraft i Sverige blir det raskt flaskehals på ledningene fra Sverige. Økt forbruk i hele Nord-Norge vil i første omgang dempe flaskehalsene knyttet til høy flyt ut av regionen. Samtidig vil det øke antallet timer med flaskehals inn fra Sverige.

Med økt forbruk ser vi også at 420 kV ledningen fra Rana til Ofoten oftere vil inngå i snitt som det er knyttet flaskehals til i timer med flyt inn til Nord-Norge. Dette gjelder særlig hvis veksten i forbruket blir ujevnt fordelt mellom områdene nord og sør for Svartisen kraftverk.

I dag er det betydelige flaskehals knyttet 300 kV ledningen fra Nord-Norge til Midt-Norge. Med mindre overskudd i Nord-Norge viser simuleringene generelt få timer med flaskehals knyttet til de to ledningene til Midt-Norge i begge retninger.

Dagens nett med de mest begrensende snittene i grønt



*Det er også en 132 kV ledningen til Sverige og en ledning til Finland fra Finnmark. Kapasiteten på disse ledningene er svært lave

Store forbruksplaner og langt fram for planlagt nettutbygging

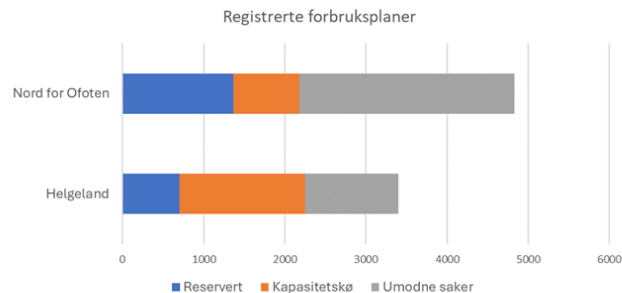
I Nord-Norge er det per nå reservert over 2000 MW kapasitet til nytt forbruk. Utover dette er det mange planer som kan gi ytterligere vekst. I scenarioet Medium 2030 fra LMA 2024 har vi lagt til grunn elektrifiseringen av Melkøya, men ellers kun en liten del av det planlagte forbruket hvilket gir 5 TWh økt last nord for Svartisen og 1 TWh sør for Svartisen. Av ny produksjon er det lagt til grunn under 1 TWh vekst. Det er da et overskudd i NO4 på i overkant av 3 TWh, ned fra i dag på rundt 9 TWh. Flaskehalsene oppstår mest ved høy flyt ut av områdene i dette datasettet, selv om flaskehalsene ved flyt inn øker noe.

Vi har laget alternative forbruksscenarioer der forbruket totalt øker med 9 TWh i Nord-Norge til 2030, mens produksjonen er holdt konstant. Dette innebærer at energibalansen er rundt null i et normal år for Nord-Norge som helhet. Så har vi simulert tre ulike varianter av dette scenarioet – med ulik geografisk fordeling av forbruksveksten internt i Nord-Norge. I den ene er det nye forbruket jevnt fordelt nord og sør for Svartisen. I de to andre er veksten i hovedsak lagt til områdene henholdsvis sør og nord for Svartisen.

Bortsett fra en ledning mellom Marka og Rana ligger planlagte nettforsterkninger relevant for behovet for

budområder langt ut i tid. De mest sentrale er oppgradering av 220 kV fra Nedre Røssåga til Sverige og en ny 420 kV fra Rana til Ofoten. Spenningsoppgraderingen av den andre 300 kV ledningen fra Nedre Røssåga til Midt-Norge er planlagt å være i drift rundt 2040 og påvirker i liten grad behovet for budområder. Forsterkningene øst-vest i Finnmark eller ny Back To Back fra Øst-Finnmark til Finland påvirker heller ikke behovet for budområder.

Det er et stort utfallsrom for utviklingen av produksjon og forbruk. Hva dette innebærer for overføringsbehov og flaskehals har vi tidligere belyst i ATK23. Vi drøfter kort behovet for budområder i det lange bildet basert på resultatene fra denne analysen.



Fordeling av forespurt kapasitet inndelt i reservert kapasitet, modne saker i kapasitetskø og saker som ikke er vurdert som modne / ikke behandlet.

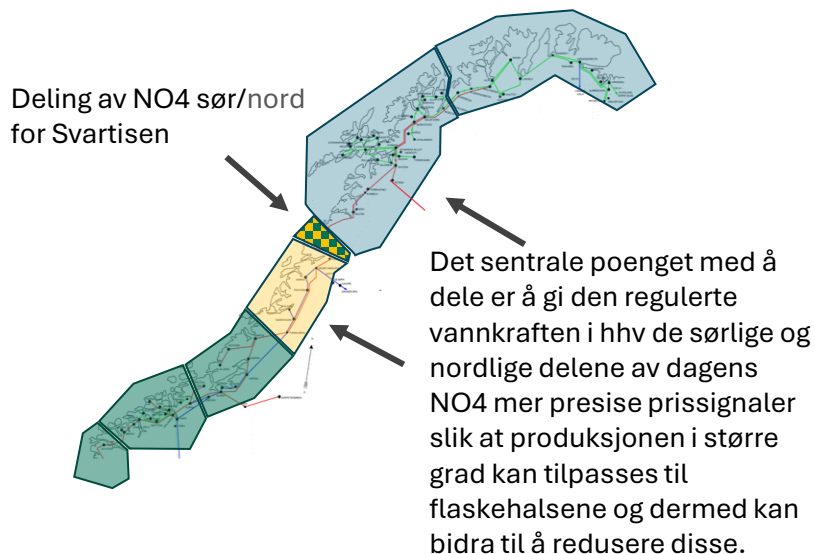
En eventuell ny grense bør være mellom Rana og Ofoten

Vi har sett på flere alternative budområder for Nord- og Midt-Norge i forbindelse med denne studien. Ut fra flaskehalsene vi ser i ulike scenarioer for produksjon og forbruk i regionen, er en deling av NO4 i to områder en god og robust løsning. Grensen bør da være et sted langs 420 kV ledningen mellom Rana og Ofoten. En slik deling av NO4 i to områder gir gode prissignaler til den regulerte vannkraften med tanke på å håndtere de mest sentrale flaskehalsene. Dette gir også mer riktige prissignaler for etablering av nytt forbruk og ny produksjon sør og nord i Nord-Norge.

Svartisen kraftverk er det største kraftverket i Nord-Norge. Hvorvidt en deling kommer nord eller sør for Svartisen kraftverk er i de fleste scenarioer mindre viktig. I denne analysen kaller vi det sørligste området for NO4 og det nordligste området for NO6.

Et dele vil alltid gjøre slik at den samlede kapasiteten mot NO3 og Sverige blir bedre utnyttet. Samtidig ser vi at den samfunnsøkonomiske nytten av et dele øker betydelig hvis vi er i et scenario med økte flaskehals på snitt der 420 kV ledningen fra Rana til Ofoten inngår. Som vi viser på de neste sidene er dette tilfellet hvis forbruket i NO4 øker fra i dag.

Selv om det er lite fysisk flaskehals mellom NO4 og NO3 er det ikke hensiktsmessig å slå sammen disse områdene. Årsaken er at dette vil gi et stort samlet område som er lite egnet til å håndtere andre sentrale flaskehals.



Merk: Simuleringene i dette kapittelet er gjort med to endringer sammenlignet med simuleringene i det innledende kapittelet. Vi har her med en 3. autotrafo i Sauda og elektrifiseringen av Melkøya. Dette gir litt andre priser, men endrer ikke på hovedkonklusjonene.

En deling av NO4 i to budområder øker utnyttelsen av nettet

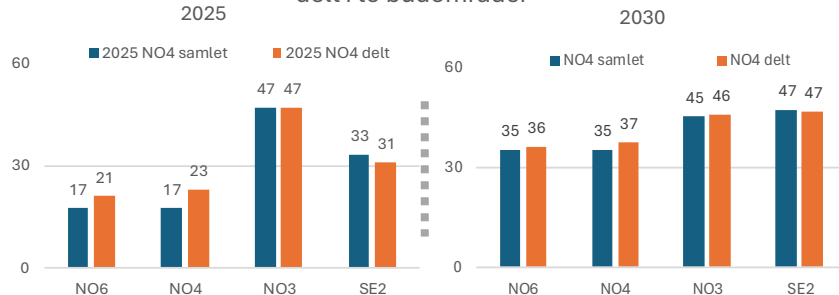
En deling i to områder gir mer presise prissignaler til den regulerte vannkraften nord og sør i dagens NO4. Dette gjør at vannkraftproduksjonen blir mer tilpasset flaskehalsene. Samlet flyt ut og inn av området som helhet øker noe, mens prisforskjellene mot omkringliggende områder reduseres.

I 2025 har Nord-Norge et overskudd på rundt 8-9 TWh på energibalansen og lave snittpriser. Med dagens NO4 delt i to budområder utnyttes nettet bedre og dette gir høyere snittpriser lokalt. I Basis 2030 er overskuddet redusert med ca. 6 TWh. Dette, sammen med høyere priser i Nord-Sverige, øker prisene fra 2025. To budområder gir fremdeles noe høyere lokale snittpriser enn med dagens NO4. Det sørligste området har noe høyere pris enn det nordligste.

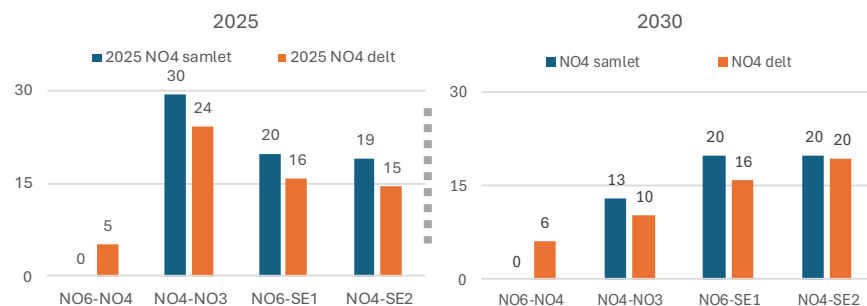
Prisforskjellen time for time mellom de to områdene i Nord-Norge blir om lag 5 €/MWh i snitt i både 2025 og 2030. Samtidig reduseres prisforskjellene mot NO3 og de to nordligste svenske budområdene. Dette gir en samfunnsøkonomisk snittgevinst i basisdatasettene på henholdsvis 40 og 10 mil €/år. Gevinsten går ned i 2030 da energioverskuddet og flaskehalsene er mindre. Med mer forbruk stiger nytten raskt, spesielt om det kommer i det nordligste området. Da kan nytten overstige 100 mil €/år.

Konsekvensene av å dele NO4 avhenger av hvordan forbruk og produksjon utvikler seg i området som helhet, og ikke minst hvordan dette fordeler seg geografisk internt. Vi viser mer av dette på de neste sidene.

Gjennomsnittspriser Nord-Norge samlet og delt i to budområder



Prisforskjeller time for time med Nord-Norge samlet og delt i to budområder



*Samtidig vil et dele i en del timer føre til større samlet import fra Sverige slik at mer vann i magasin kan spares til timer med høyere priser.

Ved økt forbruk vil to budområder dempe prisøkningen

Meldt forbruk i nord er stort og forbruksveksten kan bli vesentlig det kommende tiåret. Dette undersøker vi ved å øke forbruket i Nord-Norge i 2030 i modellen med 9 TWh (3 TWh mer enn i Basis) balansert mellom nord og sør i dagens NO4. Snittprisen øker da i dagens NO4 til overkant av 50 €/MWh. Når vi simulerer dette scenarioet med Nord-Norge som to budområder synker prisene både i det nordligste og sørligste området med om lag 2 €/MWh. Prisene går også ned i NO3. Årsaken til at prisene reduseres er at ledningen inn til området fra Sverige og flaskehalsene knyttet til 420 kV ledningen fra Rana til Ofoten håndteres mer effektivt.

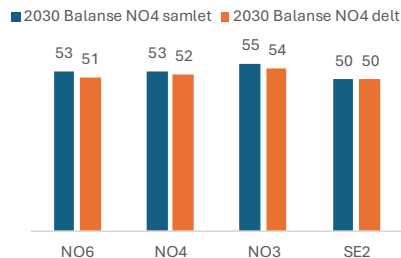
I timer med flaskehals inn mot området nord for Svartisen må kraftverk i dette området øke produksjonen. Dagens budområde vil derimot gi det samme prissignalet til alle kraftverk i hele Nord-Norge selv når det kun er økt produksjon fra Salten og nordover som avlastar flaskehalsen.

Det samme er tilfellet ved flaskehals inn mot området sør for Svartisen. Da vil økt produksjon fra Rana og sørover effektivt løse flaskehalsene, mens økt produksjon fra Svartisen og nordover vil forverre flaskehalsene.

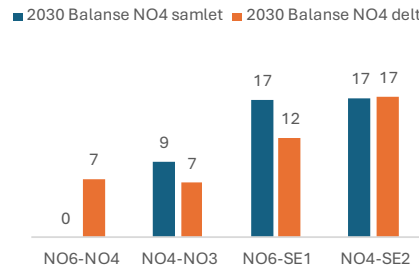
Det at ledningene fra Sverige og Midt-Norge utnyttes mindre effektivt med et budområde bidrar også til at prisene i Nord-Norge blir unødvendig høye. Det blir også høyere snittpriser enn nødvendig i Midt-Norge med NO4 som et område.

Simulert prisforskjell time for time mellom de to områdene i Nord-Norge blir i dette scenarioet ca. 7 €/MWh i snitt. Områdene veksler på å ha høyest og lavest pris. Samtidig faller prisforskjellene time for time mellom NO4 og NO3, NO6 og SE1 og mellom NO3 og SE2. Prisforskjellene mellom NO3 og Sør-Norge synker også noe (vises ikke i figurene).

Gjennomsnittspriser med og uten delt NO4



Prisforskjeller med og uten delt NO4



Ved ujevnt fordelt forbruksvekst øker behovet for å dele NO4

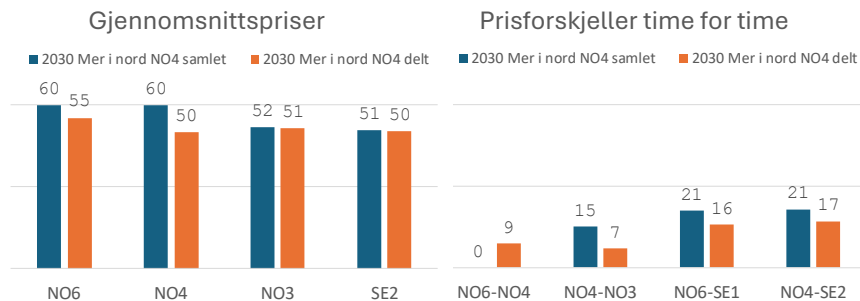
Her viser vi hva som skjer hvis forbruksveksten hovedsakelig kommer enten nord eller sør for Svartisen kraftverk. I den ene varianten er det 8 TWh økt forbruk nord for Svartisen og 1 TWh sør for Salten. I den andre er det omvendt. Nord-Norge er fortsatt i energibalanse i et normalår.

Ved mye forbruk nord for Svartisen øker simulert snittpris til 60 €/MWh med dagens NO4. Grunnen til dette er at flaskehalsene inn mot Salten og Ofoten blir større, og at dagens NO4 gir upresise prissignaler. Med to budområder reduseres de simulerte snittprisene i begge områdene. Nedgangen er størst i det sørligste området. Dette gir en gjennomsnittlig prisforskjell time for time mellom disse to områdene på 9 €/MWh. Prisforskjellene mot NO3 og Sverige dempes betydelig.

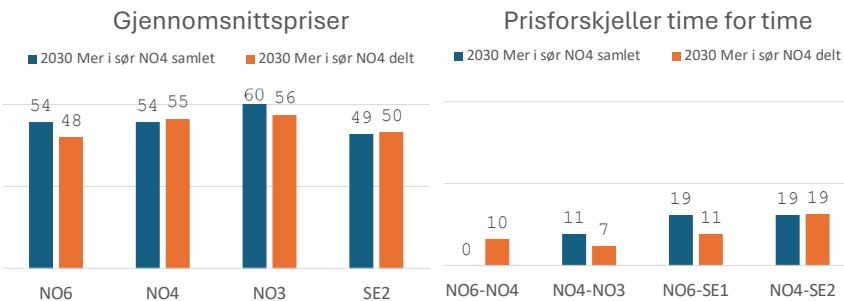
Med høy forbruksvekst sør for Svartisen øker prisene i dagens NO4 til i overkant av 54 €/MWh. Dette er noe lavere enn i varianten med høyest vekst nord for Svartisen. På den andre siden øker prisene i NO3 vesentlig mer. Grunnen er at det er lite flaskehalser i nettet mellom NO4 og NO3, men betydelige flaskehalser inn til disse to områdene samlet. Flaskehalsene er spesielt knyttet til høy flyt fra Svartisen til Rana og dernest på ledningene fra Sverige.

Når vi simulerer med Nord-Norge som to budområder med forbruksveksten konsentrert til sør for Svartisen faller prisene både i NO6 og NO3 betydelig. Prisene i det nye NO4, der omtrent hele forbruksveksten er lagt til, øker svakt sammenlignet med et område. Prisforskjellene time for time synker markant mellom NO4 og NO3 og mellom NO6 og SE1.

Priser med høy forbruksvekst nord for Svartisen



Priser med høy forbruksvekst sør for Svartisen

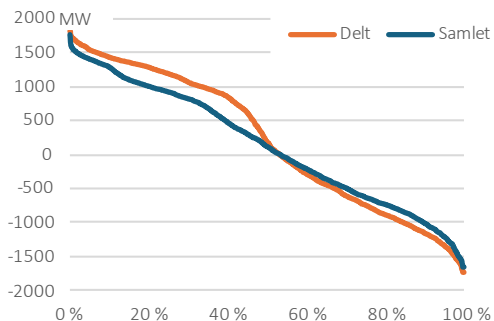


Ved økt forbruk og tørrår kan to budområder gi stor prisreduksjon

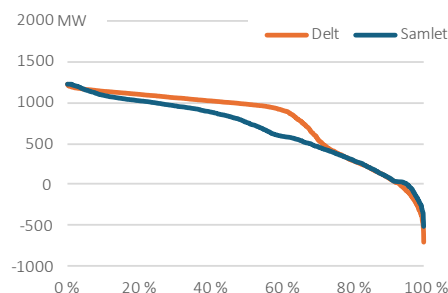
Med økt forbruk i Nord-Norge og to budområder får vi både høyere import og lavere snittpriser. Dette er ekstra tydelig i år med lite tilsig. Da blir forskjellen med å ha et og to budområder ekstra stor. Dette viser vi i figurene under for tilsigsåret 1994, i scenarioet med økt forbruk i Nord-Norge (omtrent energibalanse for dagens NO4 som helhet) der det meste av lasten kommer i det nordlige området. I dette scenarioet, for dette væråret, er prisene mye høyere enn i dag.

Men når vi simulerer med Nord-Norge som to budområder klarer modellen å øke flyten både inn til Nord-Norge som helhet og inn til det nordligste området. I grafen til høyre ser vi at dette gir betydelig lavere priser, både i det nordlige og sørlige budrområdet.

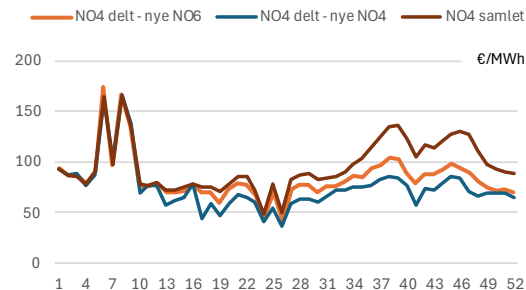
Samlet flyt inn til Nord-Norge tørrår



Samlet flyt på Saltensnittet tørrår



Ukesnittpris tilsigsåret 1994



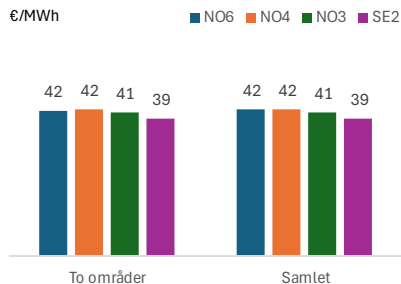
Rasjonelt å ha Nord-Norge som to budområder også på sikt

I ATK 23 så vi på en langt større volumvekst i produksjon og forbruk, og hvordan dette spiller sammen med planlagte nettforsterkninger både internt og til Sverige. Her viste vi at nettbehovet øker når økt forbruk dekkes opp av mer vindkraft lokalt. Dette øker nytten av å dele Nord-Norge i to prisområder. Vi viste også at hvis utviklingen blir noe mer ubalansert med tanke på hvor forbruk og produksjon kommer, så øker dette nytten av å to budområder ytterligere.

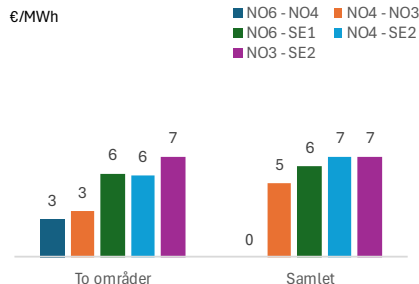
Ny 420 kV ledning til Sverige og mellom Rana og Ofoten vil dempe flaskehalsene. Samtidig viser simuleringene at det fortsatt vil være flaskehals i perioder, og dermed rasjonelt å ha en deling av Nord-Norge i to budområder.

Det vil dessuten ta lang tid før de planlagte nettforsterkningene er på plass. Dette tilsier at det er et robust behov for en deling.

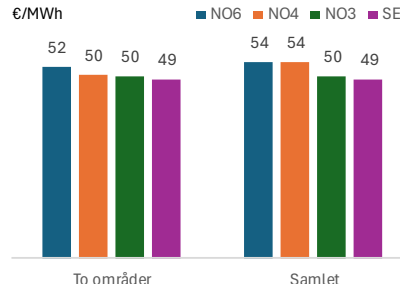
Snittpris i Basis 2040 med NO4 som et og to prisområder



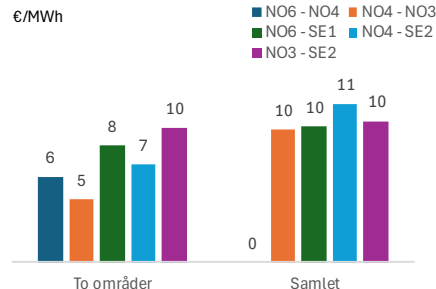
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell, 2040 Basis



Snittpris i Høy 2050 med NO4 som et og to prisområder



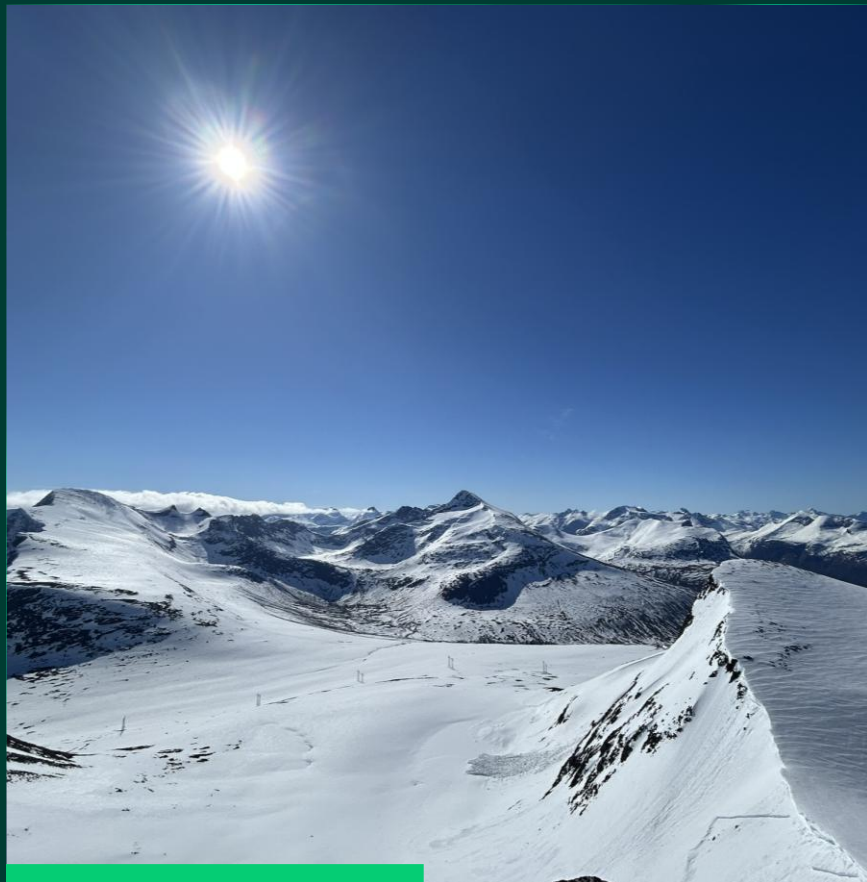
Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell, Høy 2050



Midt-Norge

- En deling av NO3 gir god nytte i dag.
- En deling av dagens NO3 vil ha liten verdi etter at ny 420 kV er på plass fra Fosen til Viklandet (2028-2030)

Vi ser ikke behov for en nærmere vurdering av å dele NO3



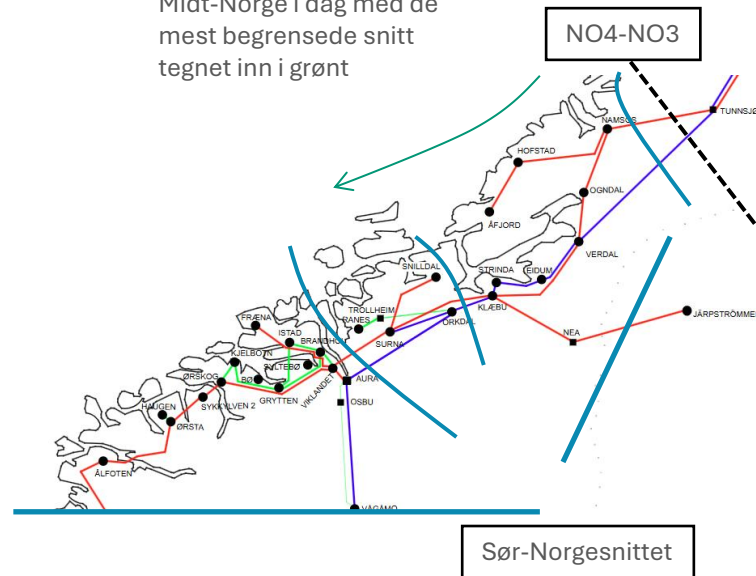
Mye transittflyt og svak 300 kV ledning gjennom Midt-Norge

Inn og ut av Midt-Norge er det fem ledninger, hvorav to er fra Nord-Norge, to fra Sør-Norge, samt en 420 kV ledning mot Sverige. I dagens situasjon har Midt-Norge et knapt underskudd på energibalansen i et normalår.

NO3 er i dag også et transittområde for flyt nord-sør i Norge og Sverige. Driveren er et stort overskudd på energibalansen i NO4, SE1 og SE2. Samtidig ligger de store forbrukssentrene lenger sør i både Norge og Sverige. Og vi er forbundet til kontinentet med mange kabler i sør som ofte eksporterer. Det er derfor produksjons- og forbruksfordelingen på nordisk/europeisk nivå som bestemmer mye av flyten i NO3 og ikke lokale forhold.

Allerede i dag er 300 kV-ledningen gjennom Midt-Norge en flaskehals i perioder. De kommende årene vil trolig mer forbruk sør i NO3, i NO5 og i NO1 forsterke flyten her, og uten tiltak vil dette også forsterke flaskehalsen. Statnett planlegger imidlertid å bygge en ny ledning over Trondheimsfjorden, og samtidig erstatte 300 kV ledningen mellom Surna og Sunndalsøra med en ny på 420 kV slik at det blir to 420 kV ledninger nordfra til Sunndalsøra/Viklandet. Dette gir vesentlig større overføringskapasitet. Forsterkningen mellom Surnadal og Sunndalsøra vil redusere flaskehalsene mest – og er nå under bygging.

Midt-Norge i dag med de mest begrensede snitt tegnet inn i grønt



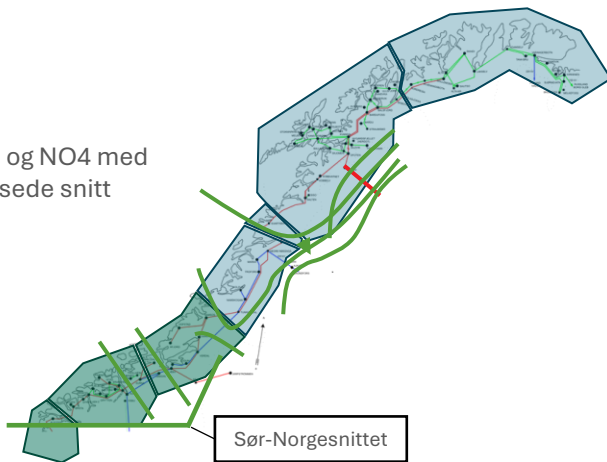
Alternative budområdeinndelinger for Midt-Norge

NO3 dekker i dag hele Midt-Norge. Og som forklart i forrige kapittel er det i våre simuleringer lite flaskehals på grensen mellom NO3 og NO4. Vi anbefaler likevel å beholde dagens grense og ikke å slå sammen den sørlige delen av NO4 med hele eller halve NO3. Årsaken er at dette vil gi et stort område som er mindre egnet til å håndtere andre flaskehalser.

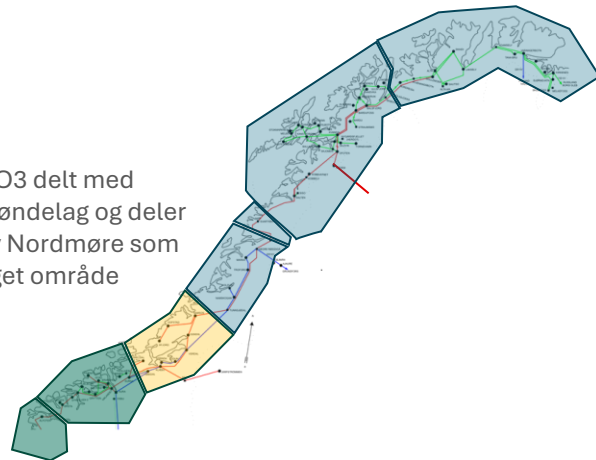
Ved grensen til NO5 og NO1 gir "Sør-Norgesnittet" flaskehalser både nå og når planlagte netttiltak er satt i drift. Dette tilsier at vi bør beholde dagens områdegrenser her.

Gitt at vi bør beholde grensene både i nord og sør er en oppdeling av dagens NO3 den eneste aktuelle endringen for Midt-Norge. Og siden det i dag er flaskehals på ledningene mellom Surnadal og Sunndalsøra har vi undersøkt muligheten for å dele NO3 i to områder med grense her, under navene NO3-nord og NO3-sør

Dagens NO3 og NO4 med mest begrensede snitt tegnet inn



NO3 delt med Trøndelag og deler av Nordmøre som eget område



Nett under bygging reduserer nytten av å dele NO3

Et stort problem med dagens områdeinndeling er transittflyt av billig kraft fra NO4, SE1, SE2 mot Sør-Norge. Dette gir flaskehals i dagens nett mellom Trøndelag og Møre. Og siden denne flaskehalsen ligger midt inne i NO3 håndteres den mindre effektivt med dagens områdeinndeling. Med en deling av NO3 i to områder, med ny grense omtrent der flaskehalsen er størst mellom Surnadal og Sunndalsøra, får vi en mer effektiv håndtering av flaskehalsen. Nytten av en slik oppdeling blir imidlertid raskt mye lavere når forsterkningen mellom Surnadal og Sunndalsøra er satt i drift – og slik reduserer flaskehalsen.

I figuren til høyre viser vi simulert samfunnsøkonomisk nytte av å ha Trøndelag og det nordlige Nordmøre som eget område sammenlignet med dagens NO3 for årene 2025, 2028, 2030 og 2035. En slik inndeling gjør at vi får god kontroll på snittene sørover mot Møre. Dette ser vi ved at en deling av NO3 gir noe økt gjennomsnittlig nytte sammenlignet med dagens inndeling. Simulert nytte av en deling i to områder stiger noe frem mot 2028 for så å avta mot 2035. Dette skyldes økt forbruk og at flaskehalsen blir enda mer krevende å løse i markedet.

De nye ledningene over Trondheimsfjorden og ned mot Sunndalsøra/Viklandet, er planlagt å være i drift i 2028-2030. Simulert flaskehals sørover mot Møre blir da mindre. Dermed blir også nytten av å simulere med NO3 som to budområder ganske liten. Om forbruket blir større enn det vi legger til grunn sør for snittene inn mot Møre øker nytten betydelig inntil de nye ledningene er på plass.



* Datasettene vi har brukt for de to første årene er basis i KMA, mens det siste året er basis fra LMA.

Vi vurderer det som lite rasjonelt å dele NO3

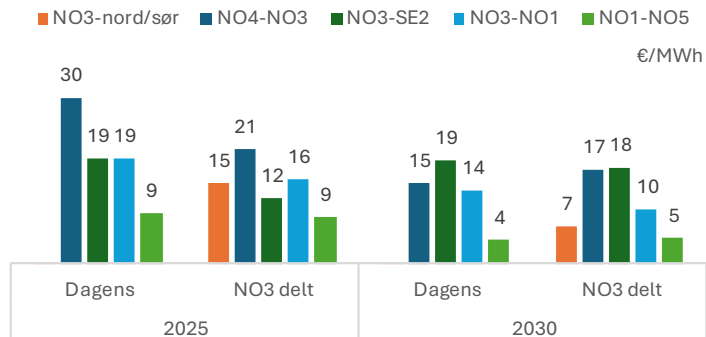
Inntil nettforsterkningene er på plass mellom Trøndelag og Møre vil en deling av NO3 gi mer effektiv håndtering av flaskehalsene. Dette gir mindre prisforskjeller ellers i systemet, men vil gi en betydelig prisforskjell internt i dagens NO3, både i absolutte prisforskjeller og snittpris. En deling av NO3 i Basis 2025 gir 7 €/MWh høyere snittpris i NO3-nord, mens i NO3-sør blir den 6 €/MWh lavere enn i dagens NO3.

Hvis vi får en kombinasjon der forbruket øker mindre nord i Norge og Sverige, og mer i sør, sammenlignet med scenarioet Medium/Basis fra KMA og LMA vil dette forsterke

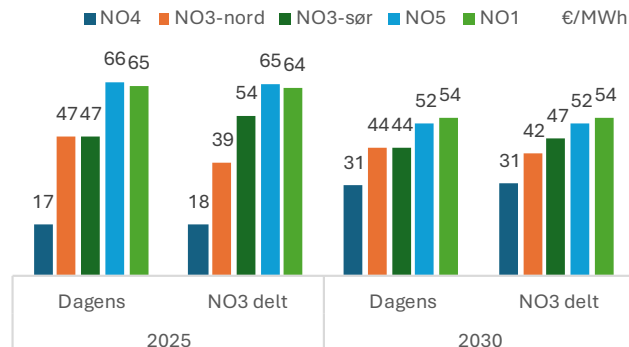
flaskehalsen og virkningen av å dele NO3 i to områder.

Siden forsterkningen mellom Surnadal og Sunndalsøra nå er under bygging er det mindre risiko for at denne forsinkes vesentlig. Og kombinert med at endringer i budområder uansett vil ta et par år – fremstår det dermed som lite rasjonelt å dele NO3 i to områder for å løse flaskehalsene gjennom Midt-Norge.

Gjennomsnittlig absolutte prisforskjeller time for time, 2025 og 2030

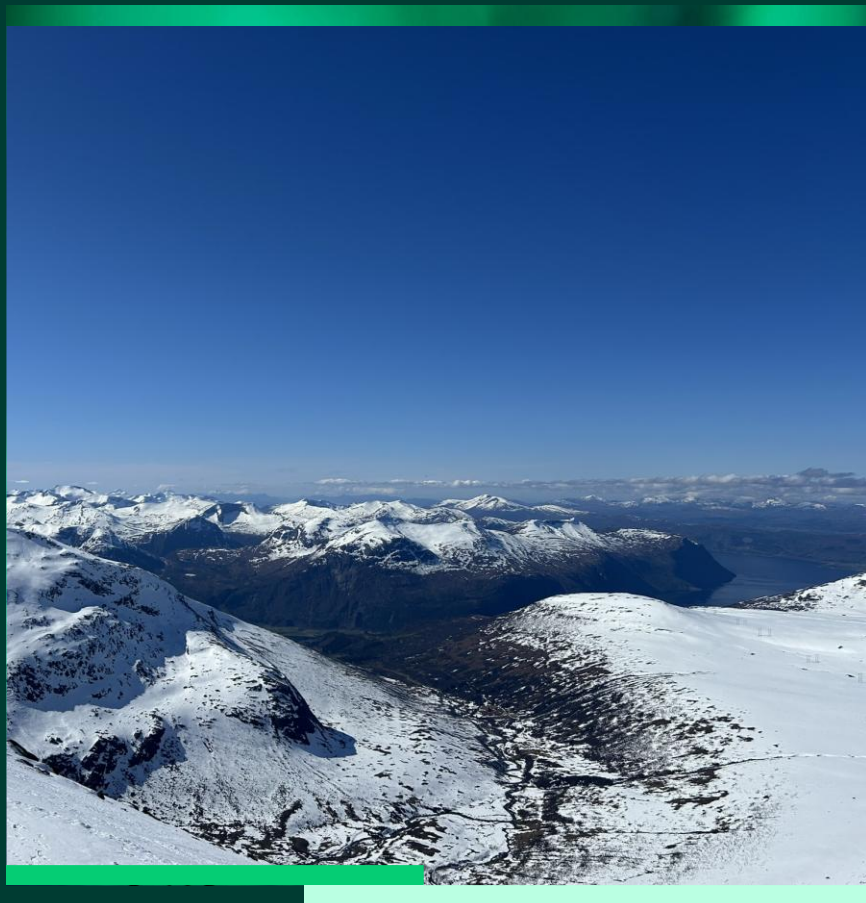


Gjennomsnittspriser, 2025 og 2030



Vestlandet

- *Med dagens nett vil vi få bedre ressursutnyttelse ved å flytte grensen mellom NO5 og NO2 til Sauda*
- *Men Statnett planlegger nå en tredje auto-trafo i Sauda, som et midlertidig tiltak i påvente av oppgraderingen av ledningen nordover fra Sauda til Blåfalli og videre til Bergen. Og med en tredje trafo er det best å beholde dagens områdegrense*
- **Vi ser ikke behov for å gjøre noen nærmere vurdering av budområdegrensene på Vestlandet**



Vestlandet har flere store flaskehalser

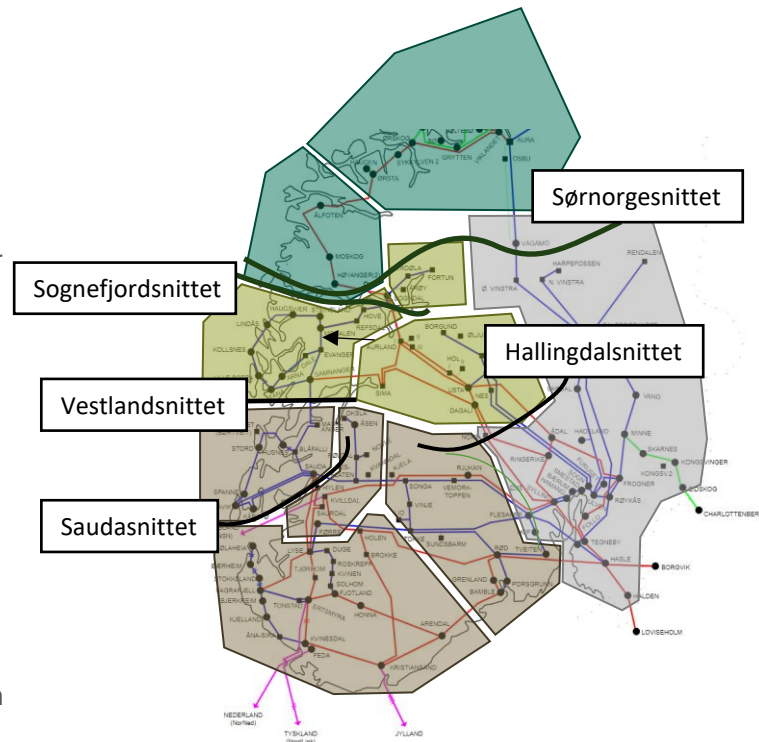
Vestlandet er i dag forbundet med en 'svak' 300 kV ledning nord-sør mellom Sogndal og Sauda. Dette skaper i perioder flaskehalser både sør- og nordover. Vi ser stort sett de samme flaskehalsene i datasettene mellom 2025 og i 2030. Flaskehalsen nordover blir imidlertid større og mer utfordrende når forbruket øker utenfor Bergen mot 2030. De mest begrensende snittgrensene i modellsimuleringene er:

- Sognefjordsnittet: 300 KV-nett mellom Sogndal-Modalen
- Vestlandssnittet: Flere snitt etter hverandre mellom Sauda og Samnanger på 300 KV-nettet
- Saudasnittet: Snitt på saudatrafoene mellom 400 og 300 KV-nettet

Planlagte nettforsterkninger vil gi mye mindre flaskehalser på Vestlandet. Det vil imidlertid fortsatt være flaskehals i mange timer mellom Midt-Norge (NO3) og resten av Sør-Norge (NO5/NO1) ved det vi kaller Sørnorgesnittet. Dette innebærer at det også på lang sikt vil være rasjonelt å ha en Budområdegrense mellom Vestlandet og Midt-Norge ved Sogndal.

Flaskehalsen mellom Vestlandet og Østlandet (NO5/NO1) er mindre dominerende enn Sørnorgesnittet. Likevel er det behov for å beholde en deling der i dag slik at markedet med presisjon kan regulere ut de ulike flaskehalsene på Vestlandet. Uten denne inndelingen blir markedskoblingen mye mindre effektiv.

Dagens prisområder i dagens nett



Forbruket på Vestlandet vil øke og forsterke flaskehalsene

Det er reservert og meldt prosjekter til mye økt forbruk på Vestlandet. I KVV Bergen og omland vurderte vi en økning i forbruket rundt Bergen alene på 2000 MW / 15 TWh. Dette forsterker flaskehalsene og er en viktig årsak til de planlagte nettforsterkningene i området.

I vårt Medium scenario fra KMA og LMA har vi en forbruksøkning mellom Sauda og Sogndal til 2030 på omtrent 5 TWh / 680 MW. Mye av dette er relatert til petroleumssektoren:

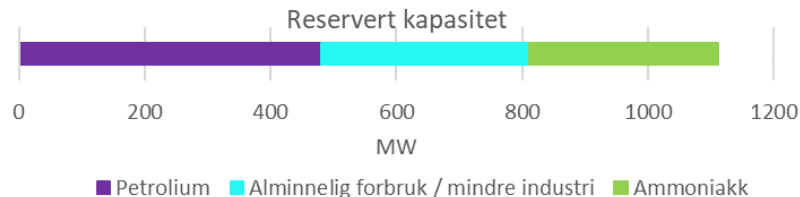
- 221 MW / 1.8 TWh til Troll BC og Oseberg, tilknyttet Kollsnes (under bygging)
- 140 MW / 1.1 TWh Yggdrasil, tilknyttet Samnanger (under bygging)
- 120 MW / 1.0 TWh Balder/Grane, Haugalandet (stor sannsynlighet, 2029)

I tillegg har vi i Medium en økning innen mindre industri og næringsvirksomhet, spesielt i Bergensområdet.

Potensialet for vekst er imidlertid større enn det vi har i Medium. Utover det vi har lagt til grunn i scenarioet er det reservert kapasitet til rundt 400 MW / 3 TWh mellom Sauda og Sogndal samlet. I tillegg er det en stor tilknytningskø av prosjekter som ikke har fått reservert kapasitet.

Et av de mer usikre, men mulige forbruksprosjektene, er en ammoniakkfabrikk i Sauda som har reservert uttak på 270 MW. Denne er ikke med i Medium, men kan komme fra 2029.

Hvis det blir høy forbruksvekst vil dette øke flaskehalsene. Og ved forsinkelser i nettoutbyggingen kan dette potensielt gi krevende drift i perioden fra 2030-2033.

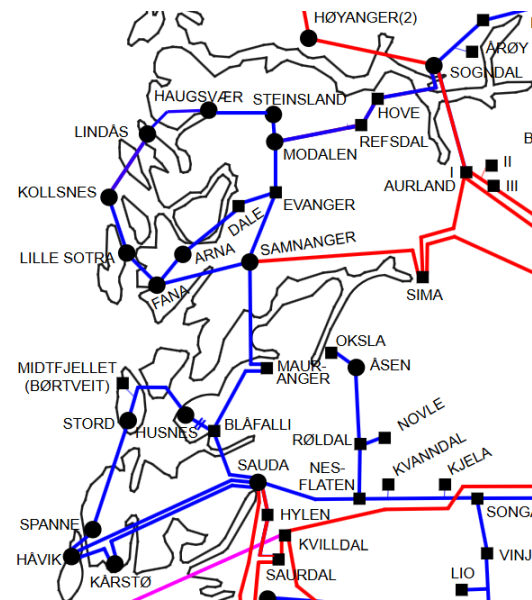


Nettforsterkninger gir større kapasitet på 2030 tallet

Statnett er i ferd med å erstatte dagens 300 kV ledninger med nye på 420 kV hele veien mellom Sogndal i nord og fra Sauda i sør. I tillegg vil ledningsnettet både innad i Bergensregionen og i Haugaland/Sunnhordland oppgraderes:

- Sogndal-Modalen er planlagt ferdig i 2030.
- Sauda-Blåfalli skal etter planen være i drift i 2033. Byggingen kan først starte etter at Sogndal-Modalen er ferdig da man ikke kan koble ut nord og sør inn mot Bergensområdet samtidig. Denne forsterkningen vil redusere begrensningene i flyten nordover mot Bergensområdet fra sør.
- Blåfalli-Mauranger-Samnanger bygges til 2034-35. I dag er Mauranger-Blåfalli en stor begrensning ved flyt sørover og eksport på mellomlandsforbindelsene fra NO2.
- Sauda-trafoene er i dag svært begrensende ved flyt nordover og import på mellomlandsforbindelsene. Vi legger til grunn at en 3. trafo i Sauda kommer på plass mot 2028. Dette øker kapasiteten ved Sauda. Før Sauda-Blåfalli er oppgradert til 420 kV vil denne ledningen begrense flyten videre forbi Sauda, men i mindre grad enn Sauda-trafoene før utvidelsen av kapasiteten der.

Dagens nett på Vestlandet



Ny trafo og andre tiltak som øker kapasiteten ved Sauda

Siden det er så stor flaskehals i Sauda jobber Statnett nå med flere ulike tiltak for å øke overføringskapasiteten før den nye ledningen er bygget nordover til Blåfalli og videre til Samnanger. Det viktigste tiltaket vil være å sette inn en tredje trafo mellom 420 og 300 kV nettet. Dette reduserer flaskehalsen mye og er hovedscenariot for vår vurdering av å endre på budområdegrensene. Siden en del prosjektering av ny trafo i Sauda fremdeles gjenstår er det noe usikkerhet om den lar seg realisere, så vi vurderer også mulige økninger av kapasiteten med to trafoer sammen med en endring av områdegrensene.

- 1035 MW: Dette er kontinuerlig grense med 2 transformatorer. Ofte tillater man kortvarig overlast, men dette vil også være avhengig av hvor stor belastningen er i forkant av feil.
- 1125 MW: Kablene inn til dagens 2 transformatorer har vært en termisk begrensning. Her har Statnett nå innført temperaturovervåking som gjør at vi kan tillate noe høyere flyt.
- 1224 MW: I de kalde månedene (desember – april) i vinteren 2024-2025 har Statnett testet å ha en drift der vi tillater 40% kortvarig overlast på gjenværende trafo etter feil.
- 1464 MW: Det er mulighet for økt bruk av systemer for automatisk forbruksfrakobling (BFK) ved utfall for å redusere flyten på dagens Sauda-trafoer. Dette vil kunne øke tillatt flyt på Sauda-trafoene til 1600 MW. Statnett benytter i dag dette som margin i driften for å ta hensyn til usikkerhet i flyten på NSL. En ytterligere økning av BFK mengden vil ikke kunne øke flyten ut over 1600 MW da dette gir for høy temperatur i trafoene før feil, og da kan vi ikke tillate den samme kortvarige overlasten ved feil.
- 2200 MW: Installasjon av en tredje auto-trafo i Sauda. Dette vil høyne kapasiteten, selv om det fortsatt er begrensninger knyttet til dagens ledning Sauda-Blåfalli.
- Kapasitetene over er gitt med en sikkerhetsmargin (FRM) lik 10% (som brukes i dag).

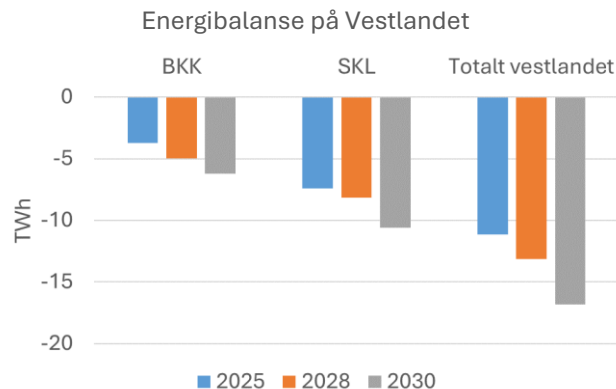
Det er flaskehalser både sørover og nordover på Vestlandet

På Vestlandet er det i dag flaskehals sørover på sommeren, og nordover på vinteren. Flaskehalsen nordover er mest utfordrende å håndtere. I en del timer må importen på mellomlandsforbindelsene reduseres for å unngå overlast.

Mot 2030 vil økt forbruk og svakere energibalanse lokalt på Vestlandet forsterke flyten nordover. Med en 3. trafo i Sauda viser modellsimuleringene våre at prisforskjellene i 2030 blir værende på dagens nivå i vinterukene. Underskuddet i regionen gjør at det på sommeren knapt er prisforskjell lenger, da kraften brukes av det lokale forbruket.

Med dagens 2 trafoer i Sauda får vi en stor gjennomsnittlig prisforskjell mellom områdene frem til vårløsningen i uke 17. Ukene etter vårløsningen skiller seg ikke nevneverdig fra drift med 3 trafoer i Sauda.

Med planlagte nettforsterkninger mellom Sogndal og Sauda på drift gir simuleringene lite flaskehalser på Vestlandet.



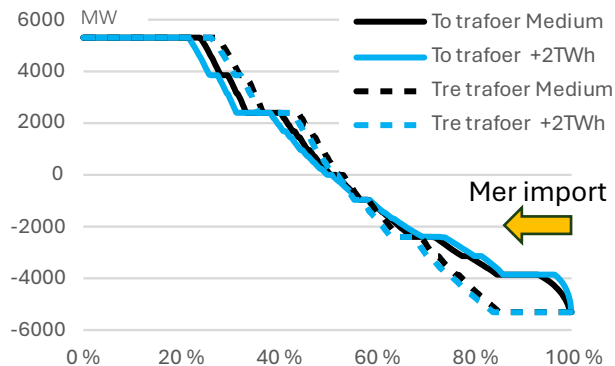
Ekstra trafo i Sauda demper prisene i hele Sør-Norge

Med en ekstra trafo i Sauda får vi økt kapasitet lokalt hvilket også gir mulighet til å ha mer import på mellomlands-forbindelsene til Sør-Norge. En andel av importen til NO2 skal mot Østlandet og vil være transitt flyt via Vestlandet. Et mindre begrenset Saudasnitt åpner opp for mer handel mellom NO2/NO1. Dette vises på importen til NO2 fra kontinentet i figuren til venstre.

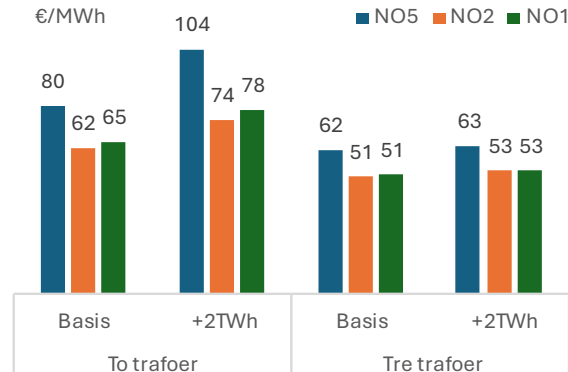
Mer billig kraft inn fra kontinentet demper snittprisene – mest på Vestlandet men også ellers i Sør-Norge. I NO5 faller prisen med hele 18 €/MWh i markedsscenarioet 2030 Basis

og en forbruksvekst som i Medium* - når vi får en ekstra trafo. Med ekstra forbruk på vestlandet (en økning på 2TWh) endrer prisen seg nesten ikke med 3 trafoer, mens den stiger med hele 24 €/MWh om vi kun har 2 trafoer, slik at snittprisen da blir hele 41 €/MWh høyere enn med samme lastøkning og 3 trafoer. I NO1 og NO2 endrer ikke prisene seg like mye, men også her er reduksjonen betydelig. En ekstra trafo senkes prisene rundt 10 €/MWh i Basis, mens vi med ekstra last ser en nedgang på hele 20-25 €/MWh.

Eksport på DC-forbindelsene (import er minus), 2030



Snittpriser for 2 og 3 trafoer i Sauda, 2030 Medium og med 2 TWh ekstra forbruk lokalt



*Basis refererer til prisrekker fra markedssimuleringer av hele Europa, mens Medium peker mot energibalansene i datasettene bruk i Samnett som foretar en kombinert nett- og markedsanalyse. Se for øvrig KMA og LMA.

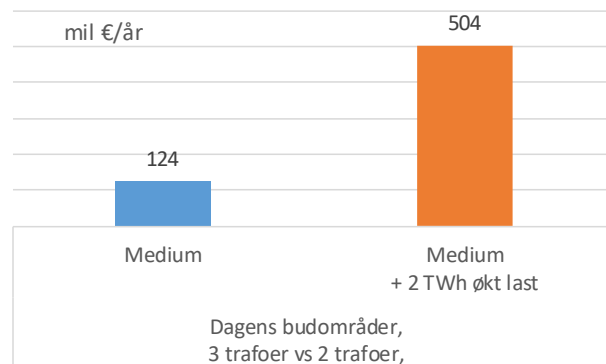
Stor nytte av en ekstra trafo

Det er mye nytte å hente ved at en tredje auto-trafo installeres i Sauda. I Medium datasettet for 2030 gir den nye trafoen en økning på hele 124 million €/år i økt nytte. Dette stiger til over 500 millioner €/år om lasten på Vestlandet øker med rundt 2 TWh/år i Medium datasettet.

2 TWh økt forbruk tilsvarer omtrent forbruket av en ammoniakkfabrikk på 300 MW, slik den som har fått reservert kapasitet i Sauda vil utgjøre. Det er usikkert om dette spesifikke prosjektet blir realisert, men mange andre prosjekt står i tilknytningskø slik at sannsynligheten er absolutt til stede for at mer forbruk kan bli realisert enn det vi har lagt inn i Medium datasettet.

I et tørrår er nytten enda større. Årsaken er at uten en ekstra trafo i Sauda vil begrensningene i nettet være store før Sauda-Blåfalli er spenningsoppgradert. Videre vil forbruksveksten på Vestlandet være såpass stor at i et tørrår vil vi kunne oppleve energiknapphet i området. Med to trafoer i Sauda blir import til Vestlandet i en slik situasjon veldig mye mer begrenset enn med tre trafoer, hvilket igjen begrenser muligheten for import på mellomlandsforbindelsene fra kontinentet til NO2.

Nytte av å installere en 3. trafo i Sauda

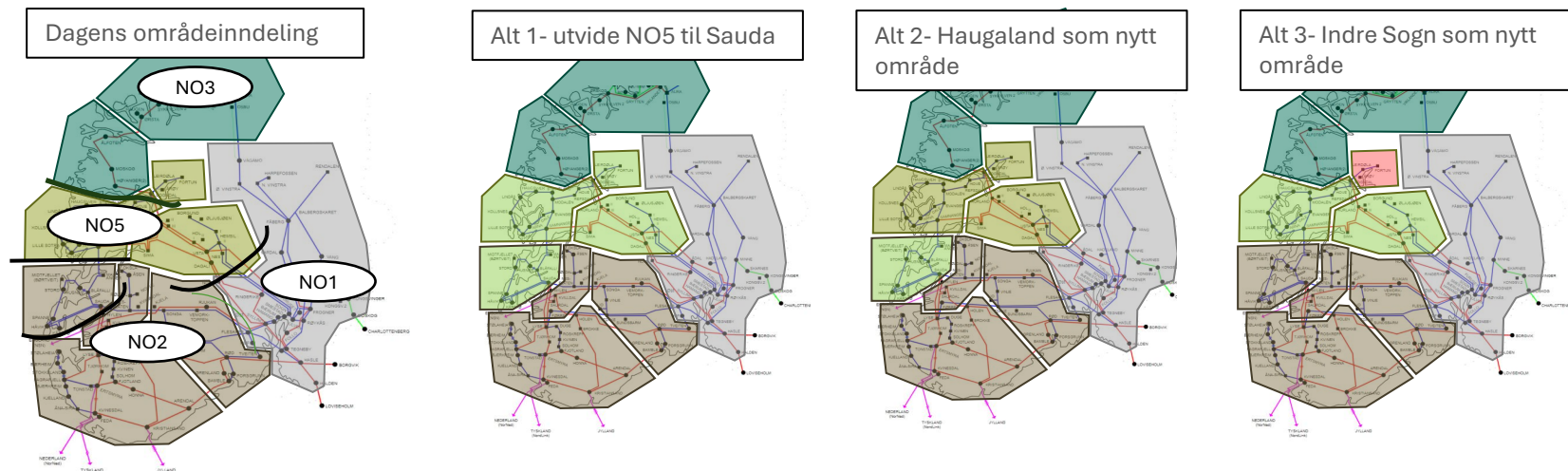


Alternative områdeinndelinger på Vestlandet

Flaskehalsene ved Sognefjorden og Vestlandssnittet ligger tett på grensene mellom NO3, NO5 og NO2. Dagens områdeinndeling håndterer dermed disse flaskehalsene rimelig effektivt. Begrensningene ved Sauda ligger derimot inne i NO2. Dette gir upresise prissignaler til vannkraften og forsterker prisforskjellene. Vi ser derfor på å flytte grensen mellom NO5 og NO2 til Sauda. I tillegg har vi sett på effekten av å opprette et nytt område mellom Sauda og dagens NO5.

I tillegg vurderer vi overordnet behovet for å ha Indre Sogn som eget område. Mellom NO5 og NO1 ser vi lite behov for å gjøre endringer per nå. Vi har også sett på andre inndelinger men hovedfunnene fanges opp i disse alternativene.

Statnett planlegger for å sette inn en tredje trafo i Sauda. Prosjektet er i en tidlig fase, og mye detaljplanlegging gjenstår. Vi ser derfor på effekten av å endre områdegrensen også uten en ekstra trafo i Sauda.



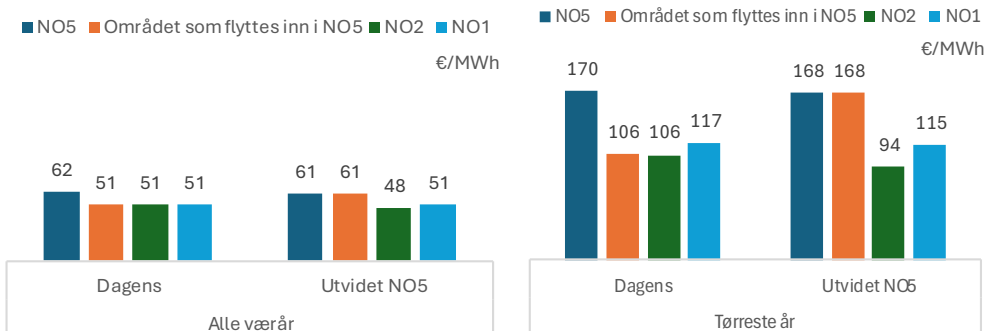
Utvidet NO5 gir begrenset priseffekt med tre trafoer i Sauda

Med 3 trafoer i Sauda er flaskehalsene på Vestlandet i størst grad knyttet til ledningen nordover fra Sauda mot Bergen. Vi får likevel noe økt effektivitet i håndteringen av flaskehalsene når vi simulerer 2030 med flytting områdegrensene mellom NO5 og NO2 til Sauda. Årsaken er at vannkraftverkene i Sauda, Blåfalli og Mauranger får mer riktige prissignaler. Dermed bidrar disse kraftverkene mer når det er flaskehals. Dette avlastar flyten ved Sauda mer effektivt enn når kraftverk lengre nord øker produksjonen.

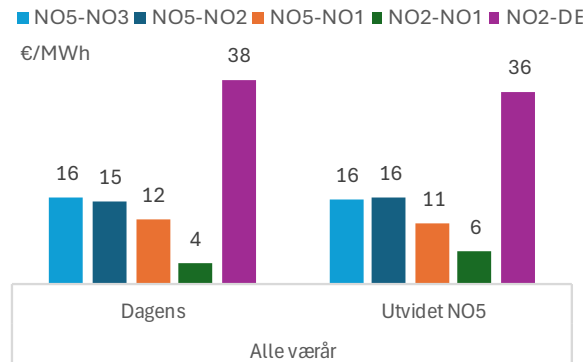
Snittprisene endrer seg lite men går noe ned, mest i NO2, med en forbruksvekst som i Medium fra KMA og LMA. I snitt vil imidlertid aktørene som flyttes over i NO5 se en prisøkning på 10 €/MWh. I et tørrår gir en utvidelse av NO5 litt større prisnedgang. Dette gjelder særlig i NO2.

En bedre håndtering av flaskehalsene på Vestlandet gir mer import fra utlandets, dette gir lavere absolutte prisforskjeller mot utlandet, også med tre trafoer. Samtidig gir dette litt høyere prisforskjell mellom NO2 og resten Sør-Norge, hovedsakelig som følge av litt lavere priser i NO2 og flaskehalser nordover ved import.

Gjennomsnittlige kraftpriser med dagens områdeinndeling og NO5 utvidet til Sauda i 2030



Gjennomsnittlig absolutte prisforskjeller time for time i 2030



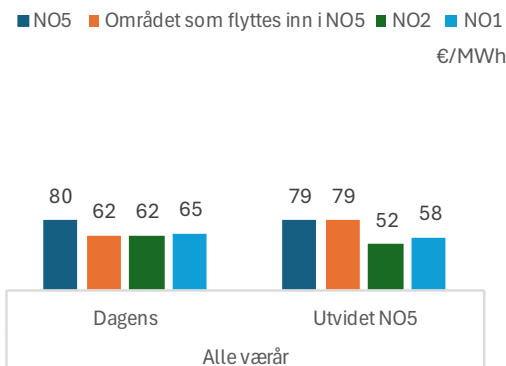
Utvidet NO5 til Sauda gir vesentlig forbedring ved to trafoer

Med dagens to trafoer i Sauda får vi større flaskehalser her enn lenger nord. Simuleringene viser da en vesentlig forbedring av å flytte områdegrensen mellom NO5 og NO2 til Sauda. Mer presise prissignaler og bedre bruk av vannkraften i Sauda, Blåfalli og Mauranger til å avlaste flaskehalsen driver forbedringen. Dette gjør det mulig å ha mer import på mellomlandsforbindelsene. Resultatet blir en større nedgang i snittprisene både i NO5 og ellers i Sør-Norge, sammenlignet med når vi har tre trafoer i Sauda. Reduksjonen er spesielt stor for NO2 i tørrår der snittprisen er hele 40 €/MWh lavere.

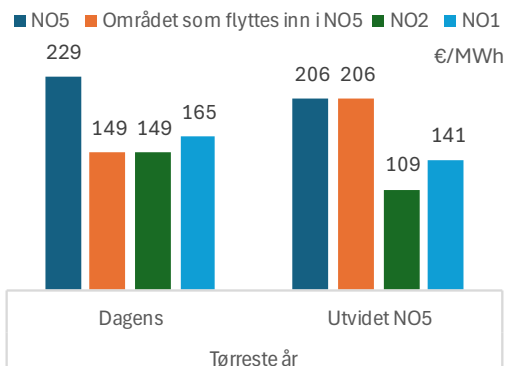
Prisnedgangen er størst i 2030 når det er en svakere energibalanse både på Vestlandet, i Norge og i Norden samlet. Da blir det både mer behov for å sende kraft nordover på Vestlandet samtidig som det er behov for mer import på mellomlandsforbindelsene.

Prisforskjellene time for time reduseres både internt i Norge, men spesielt mot utlandet, som følge av lavere snittpriser i Norge. Den går noe opp mellom NO1 og NO2, trolig mest av at prisen i NO2 går mye ned.

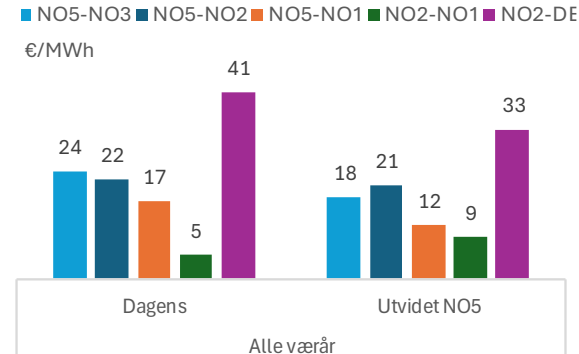
Snittpriser alle værår, med to trafoer i Sauda, 2030



Snittpriser tørreste år, 2030



Prisforskjeller time for time i snitt, to trafoer, 2030



Samfunnsøkonomisk nytte av å flytte NO2/NO5 grensen til Sauda

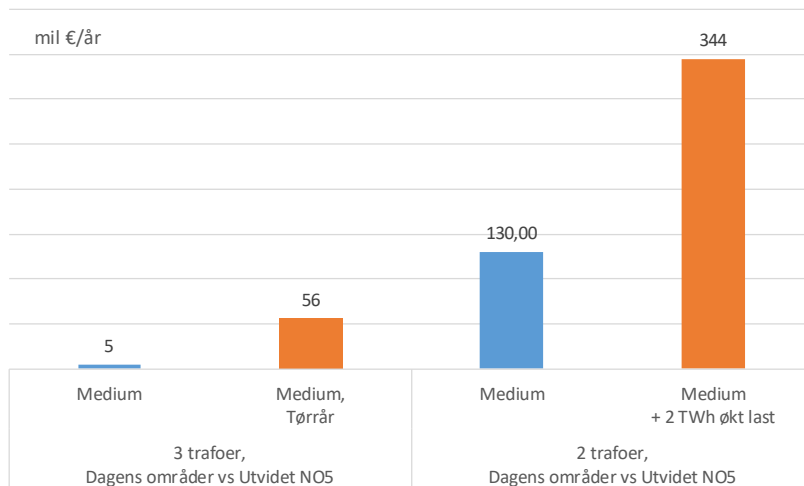
Områdegrensen kan beholdes med en 3. trafo i Sauda. Simulert nytte av å flytte områdegrensen er lav med en ekstra trafo i Sauda. Det er først i et tørrår det er noe økt nytte i vårt Medium datasett, men fremdeles er økningen moderat.

Dersom vi fortsetter med 2 trafoer i Sauda bør en endring i budområdene på Vestlandet vurderes nærmere. Det finnes fremdeles noe usikkerhet om en tredje auto-trafo i Sauda lar seg realiseres sett i lys av de andre planene som er lagt for stasjonen. En 'sensitivitet' vi har vurdert er derfor drift uten en ekstra trafo i Sauda. Vi har sett på flere ulike områdeinndelinger for Vestlandet. Felles for dem alle er at en flytting av områdegrensen til Sauda med 2 trafoer er veldig gunstig.

Alternativene der området rundt Sunnhordaland er et eget område presterer noe bedre på samfunnsøkonomi enn andre alternativ. Likevel, ut fra en mer helhetlig vurdering presenterer vi tall for områdeinndelingen der NO2/NO5 grensen flyttes til Sauda. Gevinsten er igjen stor med 130 millioner €/år i Medium datasettet når budområdet endres. Med økt last stiger igjen nytte vesentlig til 344 millioner €/år.

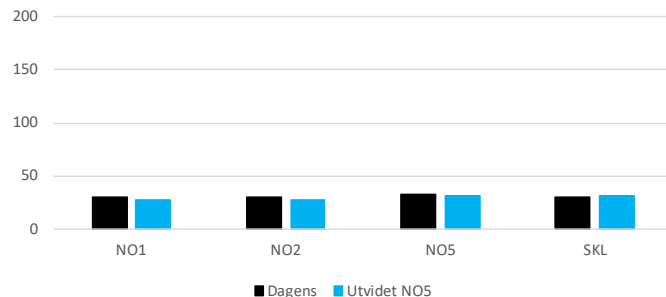
Nytten øker med forbruksveksten på Vestlandet. Forventet nytte av å flytte budområdegrensen til Sauda øker dermed helt til Sauda-Blåfalli er spenningsoppgradert, trolig rundt 2032-33. Etter dette er forventet nytte relativt lav.

Nytte av å endre budområder ved tre og to trafoer i Sauda, Basis 2030



Nytten av utvidet NO5 øker hvis vi får tørrår fremover

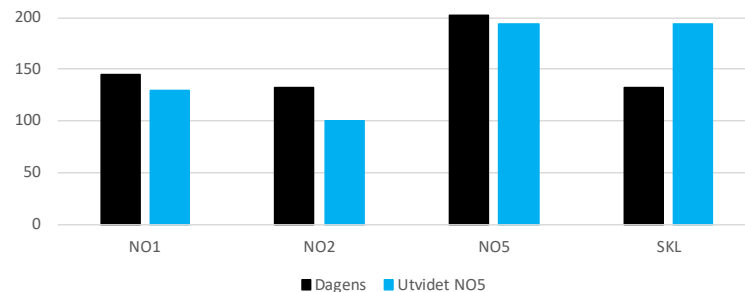
Snittpriser med SKL i NO2 vs NO5, 2030 - våtår



Den norske energibalansen er sterkt varierende som følge av variasjonen i tilsiget til vannkraften. Effekten og nytten av områdegrensene på Vestlandet er størst i tørre værår med mye import og flyt nordover over Sauda-snittet. Den totale nytten av utvidet NO5 er derfor sterkt avhengning av tilsiget før nytt 420 nett er bygd på 2030-tallet.

I Basis 2030 med kun 2 trafoer i Sauda, i modellens tørreste værår, får dagens NO5 utkoblingspriser for industri i mange timer og en snittpris på ca. 200 €/MWh*. Med ny områdedeling reduserer snittprisen i det utvidede NO5 til omtrent 190 €/MWh. Vi får altså fremdeles veldig høye priser på Vestlandet. I NO1 vil den nye budområdeinndelingen gi 15 €/MWh lavere pris, mens i NO2 reduseres prisen med over 30 €/MWh. Ved en flytting av Sunnhordaland til NO5 vil prisene for aktørene i

Snittpriser med SKL i NO2 vs NO5, 2030 - tørrår



Sunnhordaland i et tørrår bli hele 60 €/MWh høyere i snitt.

I sesongen 2024-2025 var det meget høye magasinfullinger, der flyten på kablene i hovedsak har vært ut av Norge. I en eksportsituasjon er flyten på Vestlandet mot syd, og vi opplever mindre flaskehalser, også rundt Sauda. I figuren over til venstre ser vi simulerte priser for et våtår. Prisene i Sør-Norge er lave og å flytte områdegrensene til Sauda gir liten effekt

I et tørrår øker nytten i 2030 til nesten 300 M€. Av modellens 29 værår er det 5 som gir høyere nytte enn 100 M€ og 9 høyere enn 60 M€. Dette gir derfor stort utslagsrom for den totale nytten av ny budområdegrense før nytt 420 nett er bygd på 30-tallet.

* Tallene er datasettet Medium.

Utvidet NO5 gir fordelingsvirkninger ved stor flaskehals

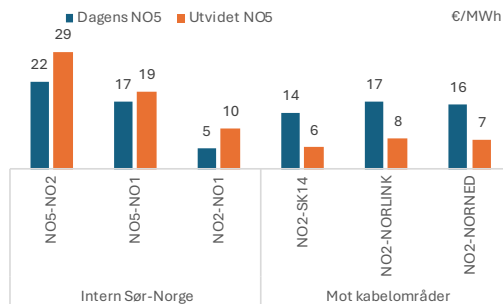
Hvis vi fortsetter å ha to trafoer i Sauda, vil et utvidet NO5 gi lavere priser i hele Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5). Dette gir økt konsumentoverskudd i disse områdene og lavere produsentoverskudd. Unntaket er området i Sunnhordaland som flyttes fra NO2 til NO5. Her går prisene opp når vi simulerer for 2030 som følge av høyere priser i NO5. Dette gir en betydelig fordelingsvirkning for forbrukerne i Sunnhordaland.

Med dagens budområder har de virtuelle budområdene omtrent 15 €/MWh høyere pris enn NO2. Når vi flytter Sunnhordaland til NO5 blir denne prisdifferansen omtrent halvert (se figur til venstre). Denne endringen kan forklares ved at kablene med dagens budområder må regulere importen mer ned for å håndtere flaskehalsen på Sauda-trafoene.

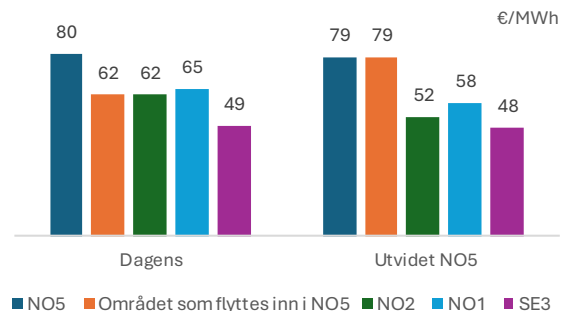
Samtidig øker prisforskjellen mellom de sør-norske områdene. Markedets håndteringen av flaskehalsen i Sør-Norge "flytter" seg fra de virtuelle områdene og inn til budområdegrensene internt i Norge, nærmere begrensningene, der de løses mer effektivt. Dette gir mindre flaskehalsinntekter på kabalene og mer internt i Sør-Norge – hvilket i sum øker andelen som tilfaller Norge.

Prisvirkningen for NO1 om Sunnhordaland flyttes til NO5 er en reduksjon på 4 €/MWh. Årsaken er at importen av billig kraft på kabalene øker, hvilket gir økt flyt mot NO1. Videre øker flyten mellom NO1-SE3, men dette gir en liten prisvirkning i SE3 – kun 0,4 €/MWh i snitt (se figur under til høyre).

Gjennomsnittlige absolutte prisforskjeller, 2030



Gjennomsnittspriser, 2030



Indre Sogn bør beholdes som en del av NO5

Indre Sogn er forbundet til resten av nettet via en radial. Balansen mellom forbruk og produksjon må derfor være innenfor båndet gitt av import/eksport kapasiteten til denne ledningen. I dag er Indre Sogn del av NO5. Det er ikke hensiktsmessig at flyten til/fra denne delen av nettet skal løses av markedskoblingen. Det ville i for stor grad kunne påvirke det generelle prisbildet for hele NO5.

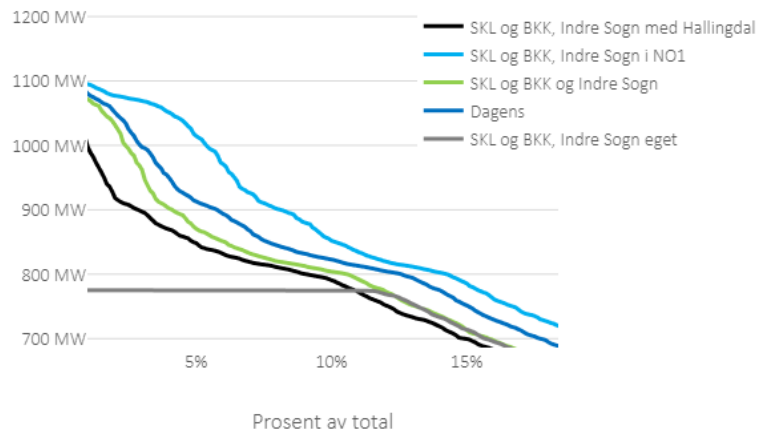
I perioder der balansen i Indre Sogn er utenfor det båndet radialen tåler, spesialregulerer Statnett for å korrigere denne balansen. I kortere perioder med effektknapphet lar dette seg gjøre, men spesialregulering er ikke like egnet når man forsøker å løse en situasjon der vi har energiknapphet.

Vi undersøker her hvordan flyten blir til/fra Indre Sogn avhengig av hvilken områdeinndeling vi velger*. Alle områdekonfigurasjoner uten den der Indre Sogn blir et eget område (grå kurve) vil gi perioder med overlast og behov for spesialregulering. Problemet er der i dag og vil vedvare inn i fremtiden.

Ser vi på samfunnsnyttene ved de ulike inndelingene finner vi at løsningen med mest overlast også gir dårligst oppnådd nytte. Å flytte Indre Sogn og Hallingdal til NO1 er altså et dårlig alternativ. Endring i nytte mellom de andre alternativene er mindre, men løsningen der Indre Sogn og Hallingdal blir et eget område fremstår som noe bedre enn de andre alternativene.

Indre Sogn bør beholdes som en del av NO5.

Flyt Indre Sogn - Sogndal, 2030



* Vi vurderer her kun de alternativene der BKK går ut av dagens NO5.

NO1/NO2 grensen

- Forventer mindre havvindutbygging og lavere forbruksvekst enn tidligere lagt til grunn.
- Kablene reguleres aktivt for å bidra til å løse flaskehals mot Grenland.
- Flaskehals med flyt mot sør løses best med dagens grense.

Vi ser ikke behov for en nærmere vurdering av NO1/NO2 grensen



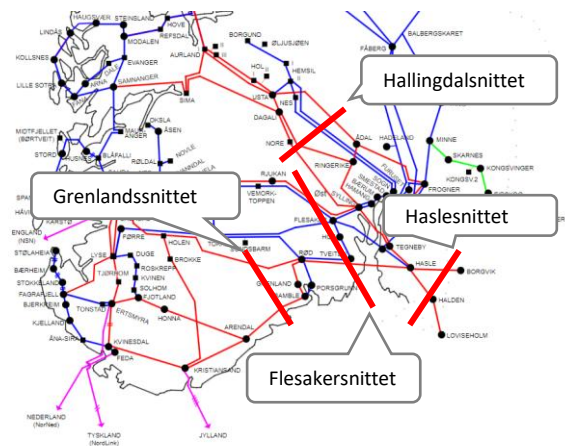
Østre korridor løses bra med dagens prisområdegrense

I tidligere analyser har vi vist at hvis det kommer betydelig mer forbruk i Grenland og Vestfold kombinert med havvind tilknyttet kysten i sør, vil den sentrale flaskehalsen flytte seg fra dagens prisområdegrense mellom NO1/NO2 på Flesakersnittet til Grenlandssnittet. Dette er beskrevet i områdeanalysen "[Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet](#)" fra 2022, og i "[KVU for Nettforsterkning mellom Sørlandet og Østlandet](#)" fra 2023.

Simuleringene viste at dagens budområde inndeling var lite egnet til løse flaskehalsene på Grenlandssnittet. Dette førte til at prisene i NO1, men også i resten av Norden, ble unødvendig høye i situasjoner med stor import og høy havvindproduksjon. Flytte av budområdegrensen til vest for Grenland viste at flaskehalsene ble langt bedre håndtert. Resultatet var betydelig lavere priser, spesielt i NO1. I NO2 gikk prisene svakt opp.

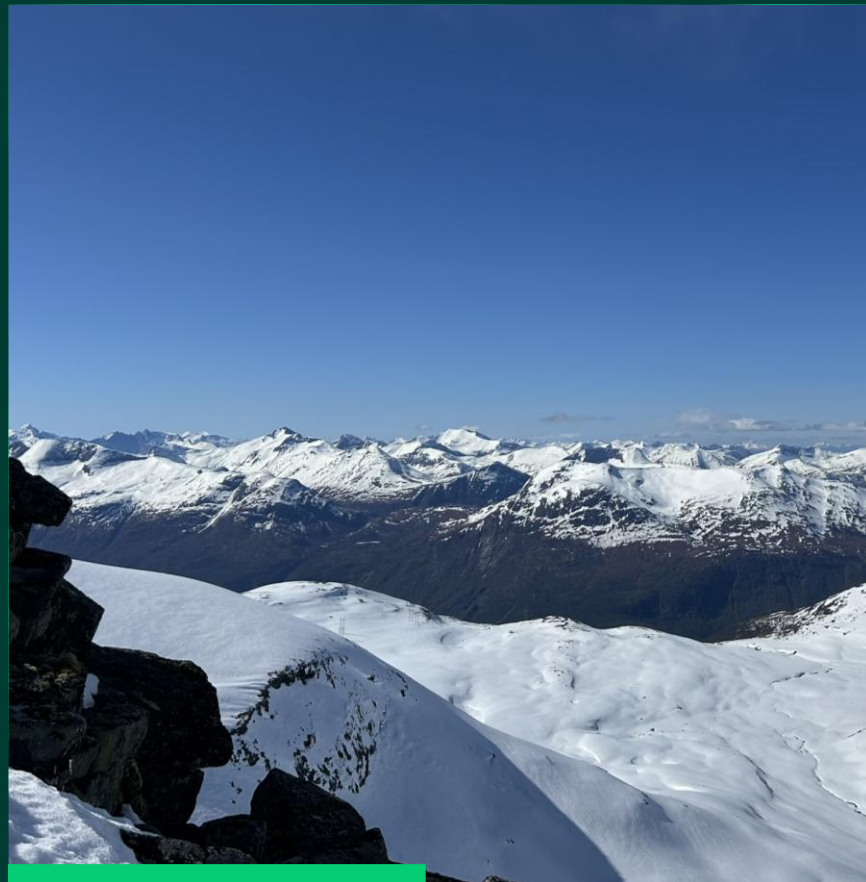
I 2022 og 2023 simuleringene hadde vi ikke virtuelle budområder på HVDC-forbindelsene, som gjør at markedsklareringen kan skru ned importen på kablene for å håndtere flaskehalsen i nettet hvis dette er mer lønnsomt for kraftsystemet som helhet. Vi har nå virtuelle budområder inne i modellen, slik flytbasert i Norden er implementert, og flaskehalsen på Grenlandssnittet håndteres nå godt i markedsklareringen. Samtidig har forventede flaskehalsen knyttet til høy flyt nordover blitt mindre som følge av mindre havvindutbygging og lavere forbruksvekst.

Samlet sett betyr dette at dagens budområdegrense står seg som en robust løsning for mange ulike scenarier.



Innlandet

- Dagens budområde NO1 står seg som en robust løsning også hvis det bygges ut mye ny solkraft nord for Oslo.
- **Vi ser ikke behov for en nærmere vurdering av å gjøre noen endringer.**



Solkraft kan gi flaskehal i NO1

Mer solkraft på Innlandet vil gi økte flaskehalser internt i NO1 mellom Innlandet og Oslo. Her er nettet relativt svakt. Utfordringen med flaskehal vil forsterkes av at overføringsbehovet fra solkraft er klart høyest om sommeren når høye temperaturer gir lavere kapasitet i nettet.

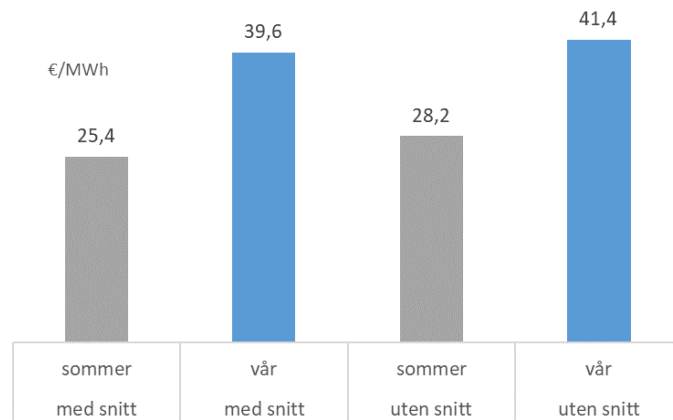
På Innlandet finnes det mange planer om utbygging av solkraft. Det er i dag gitt konsesjon til 20 MW, men søknadsbunken hos NVE inneholder planer for parker med total kapasitet på 1200 MW. I tillegg er det 60 prosjekter som er i en sonderingsfase.

Vi har lagt til 2000 MW ny solkraft i denne delen av modellen og simulert hvordan markedet håndterer flaskehalsen som da oppstår med dagens budområdeinndeling. I modellen har vi snittgrenser for flyten på 300kV ledningene inn mot Oslo området.

Den meste effektive måten å sikre at flyten holder seg under disse snittgrensene er å regulere ned produksjonen som ligger nord for snittet i NO1. Og siden brorparten av produksjonen i NO1 ligger der vil en reduksjon av netto posisjonen i markedet være nesten en-til-en med redusert produksjon fra kraftverk nord i NO1. Dette kan da gjelde både billig vannkraft eller solkraft. Simuleringene indikerer derfor at flaskehalsen løses på en god måte av markedet selv om den ligger midt i NO1. Markedsløsningen ligger trolig nær slik vi ville endt opp å spesialregulere kraftverkene om situasjonen ble håndtert i driften.



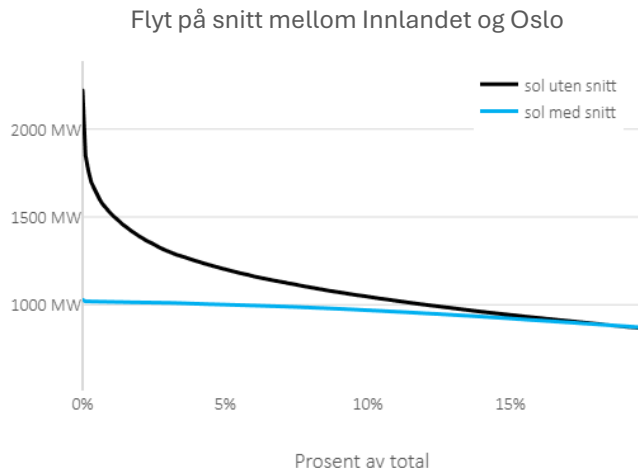
Gjennomsnittlig pris NO1 med 2400 MW sol på Innlandet, med og uten snittbegrensning mot Oslo



Alternative måter å håndtere flaskehals på Innlandet med solkraft

Det er usikkert hvor rask utbyggingen solkraft vil bli, og Statnett er i ferd med å forsterke nettet mellom Innlandet og Oslo. Men hvis det blir en rask utbygging av solkraft og større flaskehals på denne strekningen, viser våre simuleringer at dette kan håndteres effektivt uten å endre på dagens budområder. I lys av dette mener vi at det per nå ikke er nødvendig å vurdere nærmere en mulig endring av dagens NO1 grenser.

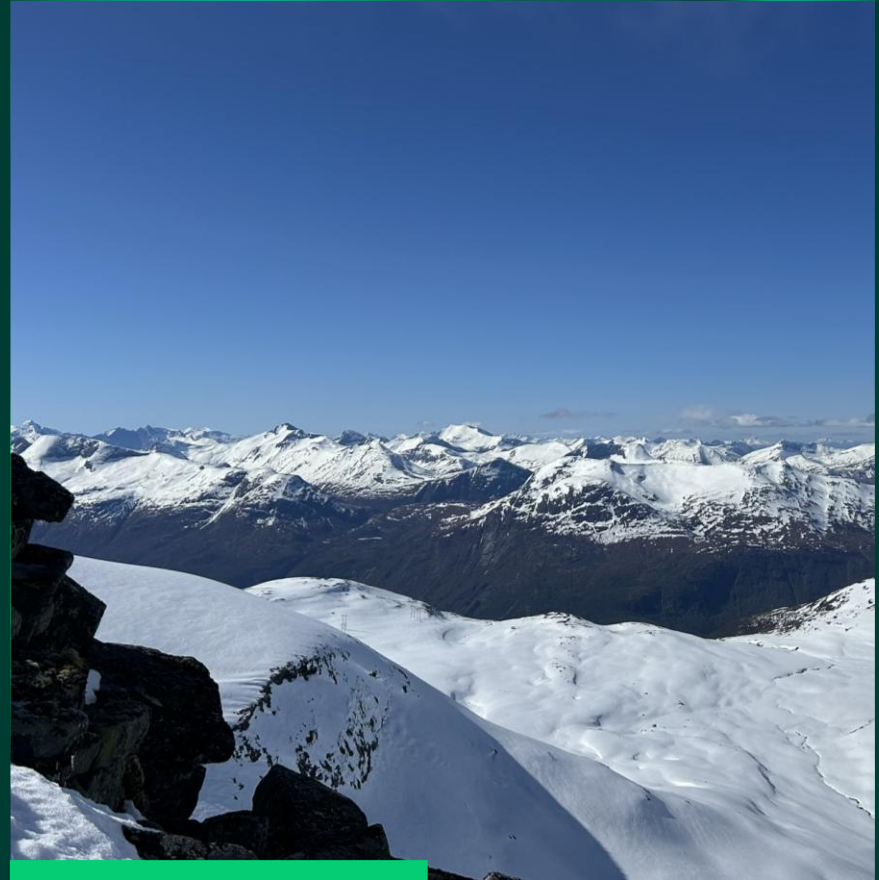
Vi understreker at mer solkraft vil gi flere typer begrensninger også lokalt. Dette tilsier at det må gjøres flere tiltak for å kunne øke solkraftproduksjonen i dette området som vi ikke svarer ut i denne forstudien om budområder. Poenget her er bare at mer solkraft og økt flaskehals på hovednettet internt i NO1 ikke ser ut til å være noen årsak til å gjøre endringer i budområdeinndelingen per nå.



Markedskoblingen endrer flyten i 10% av timene når vi simulerer med snittbegrensninger på flyten inn mot Oslo fra Innlandet. I denne simuleringen har vi lagt til 2000 MW mer solkraft i området.

Statnett

Vedlegg



Nøkkeltall i datasettene

Forbruk og produksjon per datasett

		NO4	NO3	NO5	NO2	NO1	NORGE
2025	Produksjon	29	27	26	53	24	158
	Forbruk	20	28	18	39	37	142
	Balanse	9	-1	8	14	-13	17
2030	Produksjon	28	29	27	55	25	164
	Forbruk	24	32	21	48	41	165
	Balanse	4	-3	6	7	-15	-1
2035	Produksjon	30	30	28	65	26	179
	Forbruk	27	35	22	53	43	180
	Balanse	2	-4	5	12	-17	-1