Statnett

Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet

Forskjeller i flyt, flaskehalser og nettap ved ulik geografisk plassering

Delrapport: Analyse til Nasjonal ramme for vindkraft på land

Foto: NVE/ Heidi Anette Grønsten

Statnett

Rapport

Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmisjonsnettet

Dokumentet sendes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat

Saksbehandler/Adm. enhet:

Martine Moe Winsnes / UPM

Karin Lövebrant Västermark / UPM

Eirik Tømte Bøhnsdalen / UPM

Ansvarlig/Adm. enhet:

Anders Kringstad / UPM

Dokument ID:

Dato:

8. oktober 2018

Sammendrag

NVE har fått i oppdrag å levere en "Nasjonal ramme" til OED som identifiserer egnede områder for videre utbygging av vindkraft på land. Dette innebærer blant annet å finne områder som både har gode vindforhold og utnytter det eksisterende transmisjonsnettet best mulig. NVE har derfor bedt Statnett om et bidrag inn i delprosjektet "Nettanalyse – forutsetninger i kraftsystemet" der vi vurderer hvordan mer vindkraft ulike steder i Norge påvirker flyt, nettap og flaskehalser i transmisjonsnettet. Denne rapporten er et svar på dette.

Vi kan gi indikasjoner og et overordnet bilde – ikke presise estimater på kapasitet til vind
Det er krevende å beregne presise estimater for hvor mye mer vindkraft det er kapasitet til i nettet, og sette opp en rangering av hvor det i et nettperspektiv er best å bygge ut ny produksjon. I denne rapporten gir vi derfor i første omgang et overordnet bilde basert på simuleringer med marked og nett modellen Samnett, og vårt forventningsdatasett for 2025. I tillegg bruker vi elementer fra tidligere gjennomførte analyser. Vi fokuserer på hvor mye man kan bygge ut i ulike deler av landet før lave lokale kraftpriser gjør en videre utbygging ulønnsom. I tillegg bruker vi simulerte flaskehalser, samfunnsøkonomisk nytte og nettap som indikasjoner på nettmessig egnethet. Vi ser i hovedsak bort fra hvordan lokale begrensninger spiller inn da dette ofte krever omfattende analyser å svare ut.

Vi forventer at økte kraftpriser og fortsatt fallende drifts- og utbyggingskostnader vil gjøre det lønnsomt å bygge ut mye vindkraft uten subsidier i Norge i løpet av få år. I vår forventning ligger kraftprisene i Norge og Norden på ca. 40 €/MWh i 2025. Når det gjelder LCOE[1] for vindkraft er antar vi en reduksjon til 25 – 30 EUR/MWh avhengig av brukstid. Dette gir i utgangspunktet en betydelig lønnsomhet for vindkraft uten subsidier.

Hvor mye vindkraft det er mulig å bygge ut i et gitt område basert på bedriftsøkonomisk lønnsomhet er avhengig av en rekke usikre faktorer, blant annet det nordiske og europeiske kraftprisnivået og utviklingen i de samlede kostnadene forbundet med å bygge ut og drifte vindparker. Andre forhold som spiller inn er nettkapasiteten ut av området både mot andre områder i Norge og mot utlandet, utvikling av annen produksjon og lokal forbruksutvikling. For å få frem nyanser viser vi et utvalg sensitivitetsanalyser der vi ser på effekten av mer forbruk lokalt og hhv lavere og høyere priser i det europeiske kraftmarkedet.

Et premiss for analysen er at vi skal ta utgangspunkt i det eksisterende nettet, samt forsterkningstiltak som enten er under bygging eller har endelig investeringsbeslutning. Dette er en sterk avgrensning og gjør analysen mer kortsiktig. Nye investeringsbeslutninger i økt nettkapasitet vil naturligvis kunne gi rom for mer vindkraft.

Sør-Norge framstår samlet sett som mest gunstig for videre utbygging av vindkraft
I våre beregninger fremstår Sør-Norge samlet sett som et egnet område for utbygging av ny vindkraft. Gitt vårt forventningsscenario for 2025 med europeiske kraftpriser i snitt over året på 40-50 €/MWh, og en antatt LCOE på 30 €/MWh for en typisk vindpark, indikerer våre simuleringer at det kan bygges ut hele 25-45 TWh ny lønnsom vind i Sør-Norge. Vi ser også, med en gunstig intern plassering, at en utbygging i denne størrelsesorden ikke trenger å gi stor økning i flyt og flaskehalser mellom dagens prisområder, eller på sentrale snitt internt i Sør-Norge. De områdene det er plass til minst ny produksjon er i dagens NO5, samt i Hedmark og Oppland nord i NO1.

[1] Levelized Cost of Electricity betegner de samlede drifts og investeringskostnadene for et kraftverk, per produsert MWh over den forventede levetiden til kraftverket.

Vi ser også at en utbygging kan redusere prisforskjellene mot Midt- og Nord-Norge. Grunnen er at disse områdene i utgangspunktet har lavere priser, mens en utbygging i sør reduserer prisene mest lokalt. Den store økningen i flaskehals blir ut av landet på HVDC-forbindelsene til kontinentet og til dels mot Sverige over Haslesnittet.

Vi presiserer at det er lite trolig at et så stort volum kan realiseres på så få år. Og hvis det skulle bli noe i nærheten av dette volumet vil det også komme mye vindkraft andre steder. Dette vil i så tilfelle trekke ned prisnivået i Sør-Norge og dermed gi mindre plass til lønnsom vind.

Nord- og Midt-Norge har langt lavere kapasitet til ny vindkraft
Uten vesentlig forbruksvekst og eventuelt mer nettkapasitet fremstår Nord-Norge og de nordlige delene av Midt-Norge som mindre gunstige for videre vindkraftutbygging til tross for at mange av de beste vindkraftressursene finnes i disse områdene. Det er tre hovedgrunner til dette:

- Forventet utvikling i kraftsystemet vil i utgangspunktet gi lavere kraftpriser i nord
- Utbygging i disse områdene vil raskere møte på flaskehalser som reduserer prisene ytterligere
- Mer av den nye produksjonen forsvinner i overføringstap i nettet ved en utbygging i nord

Vi forventer i utgangspunktet en økende nord-sør flyt og mer omfattende flaskehalser mellom nord og sør i Norden det neste tiåret. De viktigste årsakene **til** dette er utbygging av mer vindkraft og uregulert vannkraft både i Norge og Sverige, mellomlandsforbindelsene fra Norge under bygging, mindre kjernekraft i Sverige og redusert kraftunderskudd i Finland. Kombinert med høyere og mer volatile kraftpriser på kontinentet gir dette lavere gjennomsnittlige kraftpriser i de nordlige delene av det nordiske kraftmarkedet. Oppnådd kraftpris for vindkraft er dermed i utgangspunktet lavere i nord enn i sør.

Flaskehalsene nord-sør i Sverige gjør også at vindkraft i Nord- og Midt-Norge er i større konkurranse med vindkraft nord i Sverige. Basert på utviklingen den siste tiden er det trolig at det blir mer vind nord i Sverige enn det vi legger til grunn i denne analysen. Dette kan øke flaskehalsen nord-sør i det svenske nettet sammenlignet med vår analyse, og dermed redusere lønnsomheten av vindkraft på norsk side.

Våre simuleringer indikerer at de lokale kraftprisene faller raskere i Nord-Norge enn i Sør-Norge når vi legger inn vindkraft utover hva som er investeringsbesluttet. Årsaken er at det er flaskehals ut av området i mange av årets timer selv før en eventuell ytterligere utbygging kommer. Akkurat hvor mye man kan bygge ut før vi har en situasjon der lave lokale priser gjør ny vindkraft ulønnsomt avhenger av flere forhold og er usikkert. Med våre antagelser er vi trolig nært dette nivået nå. Dette gjelder delvis også for Midt-Norge, spesielt nord i området.

Ny produksjon i nord, uten tilsvarende økning i forbruket, gir mer langtransport av kraft og mer tap i systemet sammenlignet med i sør. Våre beregninger tilsier at økningen i tap ved ny produksjon i Nord-Norge reduserer noe av fordelen gitt av ekstra gode vindforhold og høye brukstider. Våre simuleringer indikerer at marginaltapsatsene i dag ikke reflekterer fullt ut de økte tapene ved ny produksjon i nord. Dette resulterer i et avvik mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk overskudd.

Mer forbruk vil gjøre det lønnsomt med mer vindkraft – særlig i Nord og Midt-Norge
Mer forbruk lokalt vil gi rom for mer vindkraft i markedet. Dette gjelder særlig i Nord og Midt-Norge der mer forbruk i større grad vil trekke opp de lokale kraftprisene enn hva tilfellet er lengre sør. Våre simuleringer viser at når vi øker produksjonen og forbruket like mye, målt i energi, forblir den lokale snittprisen over året tilnærmet uendret. Dette betyr at 250 MW industriforbruk er nok til å jevne ut priseffekten av 500 MW vindkraft. En forutsetning for dette er imidlertid at ny produksjon og nytt forbruk samlokaliseres internt i landsdelen. Kommer det forbruk i sør og produksjon i nord eller vice

versa blir den gunstige effekten på flaskehalser redusert. Vi må også presisere at det kan oppstå andre begrensninger i nettet hvis det kommer mye ny vind og nytt forbruk.

Når vi øker vindkraftproduksjonen i NO4 får vi omtrent samme økning i tapene om vi tar utgangspunkt i vårt basisdatasett for 2025, eller bruker en variant der vi har antatt en ekstra økning i industriforbruket i Nord-Norge. Mer forbruk har imidlertid isolert sett en positiv effekt på tapene, omtrent symmetrisk med effekten av ny produksjon. Dette innebærer at om vi legger til like mye vind som forbruk, målt i energi over året, forblir tapene omtrent uendret.

Robust hovedkonklusjon – viktig å oppdatere analysen ved ny informasjon

Samlet sett fremstår konklusjonen om at det er vesentlig mer kapasitet til vindkraftutbygging i Sør-Norge som robust. Antar vi at økt produksjon i Norge i hovedsak blir eksportert på forbindelsene til kontinentet og etter hvert UK, fremstår det også i et samfunnsøkonomisk perspektiv som bedre å bygge vindkraft i sør. Det at potensialet for lønnsom vindkraft per i dag ser ut til å være betydelig større enn potensialet for nytt forbruk, støtter opp om denne hovedkonklusjonen. Dessuten fremstår investeringsrisikoen for vindkraft som lavest i sør. Grunnen er både at det skal store mengder ny vind til for å redusere kraftprisen i Sør-Norge mye, og at ny produksjon nord for Dovre i større grad konkurrer med vindkraft nord i Sverige.

Relativt lave priser gir samtidig et klart insentiv for økt forbruk innen industri og næringsutvikling i de nordlige delene av landet. Får vi en slik markedsdynamikk vil det bli plass i markedet til mer vindkraftutbygging. Spørsmålet er i hvilken grad dette vil skje. Investeringer i mer nettkapasitet, blant annet på grunn av reinvesteringsbehov, og eventuelt økt utnyttelse av det eksisterende nettet gjennom ulike tiltak innen markedsdesign og systemdriften, vil også ha betydning. I sum gir dette et behov for å oppdatere denne analysen jevnlig. Det kan da også være mulig å ta inn noe mer informasjon om lokale forhold og flaskehalser internt i områdene etter hvert som vi får gjort flere analyser rundt tilknytningssaker.

Statnett ønsker å bidra til at vi får utnyttet fordelene ved en balansert utvikling av forbruk og produksjon. Her ser vi bedre informasjon om fremtidige nettkapasiteter og flaskehalser som et viktig element. Videre har vi nå et initiativ i Finnmark der vi har en mer aktiv tilnærming for koordinering av økt forbruk, mer produksjon og nettutvikling.

Innhold

1	**Om rapporten og analysen**	**8**
1.1	Dette er en delrapport til Nasjonal ramme for vindkraft på land	8
1.2	En kompleks problemstilling – vi bruker flere ulike indikatorer i analysen	8
1.3	Kort beskrivelse av sentrale forutsetninger og modellapparatet	10
2	**Endringer i kraftsystemet mot 2025 – mer flyt nord-sør**	**13**
2.1	Overføringskapasitet og flaskehalser i dag	13
2.2	Flere mellomlandsforbindelser, mer fornybar og mindre kjernekraft gir flytendringer	14
2.3	Høyere og mer volatile priser bidrar til større prisforskjeller – lavest pris i nord	16
3	**Ny vindkraft – konsekvenser for flyt, flaskehalser og kraftpriser**	**19**
3.1	Vi viser marginal påvirkning på systemet av ny vindkraft	19
3.2	Telemark, Agder og Rogaland – nettet kan håndtere store mengder ny vindkraft	19
3.3	Østlandet: Plass til vindkraft i 420 nettet i sør, begrenset plass nord for Oslo	23
3.4	Vestlandet: Sør godt egnet for utbygging, flaskehalser begrenser i BKK og SFE	26
3.5	Midt-Norge: Flere flaskehalser, sør i området bedre egnet enn nord	30
3.6	Nord-Norge: Raskt flaskehals og reduserte priser ved økt vindkraftproduksjon	35
3.7	Utbygging i flere områder er mer realistisk – og er mer gunstig for nettet	39
4	**Supplerende analyser av forbruk, prisnivå og utviklingen mot 2040**	**41**
4.1	Økt forbruk øker lønnsomheten til vindkraft – spesielt i Midt- og Nord-Norge	41
4.2	Kraftprisnivået sentralt for lønnsomheten av ny produksjon	43
4.3	Utviklingen mot 2040 forsterker konklusjonen om mye plass i sør og begrenset i nord	45
5	**Høyere samfunnsøkonomisk nytte av vind i sør**	**48**
5.1	Samfunnsøkonomisk teori – nytten av vindkraft er nært knyttet til kraftprisen lokalt	48
5.2	Samfunnsøkonomisknytte: eksempel med 500 MW plassert ulike steder	51
Vedlegg I: Nettforsterkinger		**57**
Vedlegg II: Områdeinndeling i Samnett-modellen		**58**

1 Om rapporten og analysen

1.1 Dette er en delrapport til Nasjonal ramme for vindkraft på land

NVE har fått i oppdrag å levere en "Nasjonal ramme for vindkraft på land" til OED innen 1.3.2019. Hensikten er å identifisere egnede områder for videre utbygging av vindkraft på land. Et sentralt poeng er å finne områder som både har gode vindforhold og utnytter det eksisterende transmisjonsnettet best mulig. I bestillingen fra OED står det:

> *Nasjonal ramme skal definere større områder der det kan ligge til rette for utbygging av vindkraft på land. Områdene skal velges ut med utgangspunkt i vindressurser og eksisterende og planlagt nettkapasitet. Det er et poeng å lokalisere vindkraft slik at det ikke er nødvendig å bygge mye nytt kraftnett. Dette skal så avstemmes mot andre viktige miljø- og samfunnshensyn. Formålet med nasjonal ramme er å bidra til at de beste vindkraftlokalitetene blir valgt når det søkes om konsesjon.*

NVE har bedt Statnett bidra inn i delprosjektet "Nettanalyse – forutsetninger i kraftsystemet". Denne rapporten er et svar på dette. Her vurderer vi hvordan videre utbygging av vindkraft ulike steder i Norge påvirker flyt, nettap og flaskehalser i transmisjonsnettet.

1.2 En kompleks problemstilling – vi bruker flere ulike indikatorer i analysen

Krevende å vurdere hvor mye vindkraft det er plass til i transmisjonsnettet

Det er krevende å vurdere hvor mye ny vindkraft det er plass til i transmisjonsnettet. Der er flere måter å estimere konsekvensene for marked og nett, og det er ikke opplagt hvilken som er mest riktig. Videre avhenger resultatene i analysen av flere usikre forhold, der kraftprisnivå og endringer i produksjon og forbruk er de viktigste. I tillegg henger resultatene ofte sammen, slik at vindkraftutbygging et sted i nettet kan gi mindre plass på andre steder. Til slutt er detaljerte analyser på lokalt nivå tids- og ressurskrevende.

Vi bruker simulert virkning på kraftpriser, flaskehalser og samfunnsøkonomisk nytte som indikatorer

I denne analysen gjør vi en samlet vurdering av effektene i transmisjonsnettet ved økt vindkraftproduksjon. I denne vurderingen bruker vi flere indikatorer. Vi analyserer blant annet hvor raskt kraftprisen faller ved en antatt vekst i ny vindkraftproduksjon i ulike områder i Norge. Videre ser vi på hvor mye ny produksjon vi kan knytte til før den lokale kraftprisen faller ned til en antatt langsiktig marginalkostnad (LCOE[2]) for vindkraftutbygging, og dermed ikke lenger er lønnsom sett fra et bedriftsøkonomisk ståsted. Hvor mye det er mulig å bygge ut før det ikke lenger er lønnsomt for utbyggerne er en viktig indikator for kapasiteten i nettet. I tillegg til dette undersøker vi nærmere hvordan en større utbygging påvirker flaskehalser i transmisjonsnettet, og dermed prisforskjeller mellom områder. For å vurdere hvor det ligger til rette for å bygge ny vindkraft sett fra transmisjonsnettet har vi også sett på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av vindkraftproduksjon ulike steder i landet. Vi fokuserer på nyttesiden, både fordi vi ikke har nok systematisk informasjon om ulike utbyggingskostnader i forskjellige prosjekter og for å kunne rendyrke konsekvensene av flaskehalser, tap og vindforhold.

I vår vurdering av nettbehov har vi konsentrert oss om større geografiske områder og flaskehalser vi kan håndtere primært med eksisterende eller nye prisområder, spesialreguleringer, systemvern eller andre tiltak. Denne typen flaskehalser utgjør dermed vanligvis ikke en bindende begrensning på hvor mye det er teknisk mulig å knytte til i det aktuelle området. Større flaskehalser har likevel økonomiske

[2] LCOE: Levelized cost of electricity

konsekvenser for samfunnet og den enkelte utbygger, og vil i praksis gi en begrensning på hvor mye som kan bygges ut.

Våre estimater tar ikke hensyn til begrensninger som oppstår i, eller nært selve tilknytningspunktet. Begrensinger i forbindelse med tilknytning er ofte mer absolutte og krever som regel mye analyse å klargjøre. Vi forventer at nye kraftverk i de fleste tilfeller fører til nettinvesteringer lokalt. Nødvendig nettiltak kan være i form av radialer for tilknytning, utvidelser eller etablering av transformatorstasjoner eller større ledningsinvesteringer i regionalnettet.

I våre vurderinger ser vi bort fra flere samfunnsøkonomiske aspekter knyttet til utbygging av vindkraft. Det viktigste er hensyn til natur og miljø. Dette er ivaretatt av øvrige delprosjekter i "Nasjonal ramme for vindkraft på land"

Geografisk plassering er viktig for den samfunnsøkonomiske verdien av ny produksjon
Når vi vurderer hvor ny produksjon har høyest samfunnsøkonomisk verdi spiller geografisk plassering en viktig rolle primært av tre årsaker:

- Ressursgrunnlaget i form av vindressurser varierer
- Flaskehalser i nettet gjør at ny kraft har ulik verdi
- Den nye kraften påvirker overføringstap ulikt

Kraftnettet har betydning for de to siste punktene. Flaskehalser er spesielt viktig fordi det gjør at det oppstår prisforskjeller mellom områder. I praksis betyr det at kraften har ulik verdi på samme tidspunkt avhengig av hvor i nettet den er plassert. Når det gjelder ressursgrunnlaget baserer vi det på vindserier utarbeidet fra Kjeller vindteknikk og offentlig tilgjengelig informasjon.

Annen utvikling kan få stor betydning for resultatene i analysen
Hvor mye vindkraft det er lønnsomt å bygge er avhengig av flere usikre forhold utover rent lokale faktorer. Et av de viktigste er det generelle prisnivået i Europa og Norden for øvrig. Ved lave priser er det økonomiske potensialet lite, men det stiger ved økende kraftpriser. Når det gjelder forbruk har vi i utgangspunktet holdt dette omtrent som i dag. Samtidig er det potensialet for vekst innenfor flere sektorer, blant annet industri. Lavere kraftpriser som følge mer vind vil dessuten gi et intensiv til å etablere nytt forbruk. Vi viser gjennom sensitiviteter hvordan både europeiske kraftpriser og lokal forbruksvekst kan påvirke resultatene.

Større flaskehalser og prisforskjeller som følge av mer vindkraft vil gjøre nytten av nettinvesteringer større. I noen tilfeller kan det bli samfunnsøkonomisk lønnsomt å forsterke nettet. Vi må presisere at vi ikke har sett på hvilke nivåer av fornybar i et område som gjør eventuelle forsterkningstiltak lønnsomme. Dette avhenger av flere andre forhold, og krever mye mer inngående analyser og samfunnsøkonomiske vurderinger. Analysen vi her presenterer er altså ikke uttømmende, og erstatter ikke saksbehandling av enkeltsaker.

1.3 Kort beskrivelse av sentrale forutsetninger og modellapparatet

Utgangspunktet for analysen er forventingsscenarioet for 2025 og investeringsbesluttet nett

Vi har tatt utgangspunkt i vårt basisdatasett for 2025, som ble utviklet i forbindelse med vår Langsiktige markedsanalyse offentliggjort høsten 2016.[3] Vi har oppdatert vindkraftutbygging i Norge så denne er i tråd med hva som er investeringsbesluttet per mars 2018.[4]

Vi legger i denne analysen til grunn investeringsbesluttet nett. I vedlegg I har vi illustrert de mest omfattende nettforsterkningsprosjektene som er under gjennomføring eller investeringsbesluttet på nordisk nivå. Se Vedlegg I for oversikt over forutsatte nettforsterkninger.

Figur 1-1 Illustrasjon av nettinvesteringer som er investeringsbesluttet eller under gjennomføring

Det er forventet at flytbasert markedskobling blir innført mot slutten av 2020. Vi har derfor lagt dette til grunn i analysene.

Våre scenarioer for kraftpriser i 2025

Det er knyttet betydelig usikkerhet til fremtidige kraftpriser. Vi har derfor etablert et lavt og et høyt scenario for kraftpris. Disse scenarioene er laget for å vise et realistisk utfallsrom for vedvarende høyere eller lavere kraftpriser enn det vi har i forventning helt frem til 2040.

Hovedretningen er imidlertid lik mellom alle tre scenarioer, ved at fornybarandelen øker vesentlig og utslippene går ned. I høyt scenario er dette mer markedsdrevet, takket være høyere brensels- og CO_2-priser, mens i det lave scenarioet er det mer drevet av reguleringer og støtteordninger[5].

I 2025 har vi at prisen i Sør-Norge ligger rett under 40 €/MWh i forventing, 30 €/MWh i lavt scenario og 50 €/MWh i høyt scenario. Denne prisen er snittet over 29 simulerte værår. Utfallsrommet for enkelt år er vesentlig større. Dette kommer både av variasjoner i tilsig, temperatur og vind mellom ulike værår[6] og at våre scenarioer ikke i utgangspunktet er ment å fange mer kortsiktige svingninger i brensels og CO_2-priser. Norske og nordiske priser ligger straks under nivået i Tyskland i alle tre scenarioer.

Vi forventer fallende utbyggingskostnader for vindkraft

Vi har i flere år sett reduserte utbyggingskostnader for vindkraft og vi forventer at trenden fortsetter videre mot 2025. På bakgrunn av flere kilder anslår vi at gode prosjekter på sikt har en levelized cost of electricity på i størrelsesordningen 25-30 €/MWh[7]. Vi har blant annet vurdert hvor mye ny produksjon som kan komme i ulike områder i Norge før vindvektet kraftpris faller ned mot dette intervallet i forventning. I lavt scenario ligger allerede kraftprisene på dette nivået.

Vi velger å være optimistiske på kostnadsutvikling for å unngå å underestimere hvor mye ny vind som kan bli lønnsom å bygge ut. Viktige usikkerhetsmomenter er teknologiutvikling, valuta og

---

[3] Les rapporten fra den Langsiktige markedsanalysen 2016 på http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2016/Gront-skifte-for-kraftsystemet/

[4] Siden mars 2018 har ytterligere 473 MW norsk vind tatt investeringsbeslutning.

[5] Les mer scenarioene i våre langsiktige markedsanalyse fra 2016.

[6] Dette er i stor grad fanget opp i modellen gjennom at vi simulerer 29 historiske værår.

[7] Vi bruker f.eks. Bloomberg, NENA, IHS, IEA og ser på faktiske resultater av auksjoner og andre støtteordninger.

avkastningskrav. I denne analysen har vi valgt en enkel tilnærming til utbyggingskostnader, ved å anslå relativt lik utbyggingskostnad uavhengig av sted. Ved å ha lik utbyggingskostnad per MW installert effekt rendyrker vi forskjellene som følge av flaskehalser, tap og brukstid.

Nettutvikling påvirker muligheten til knytte til mer vindkraftproduksjon

Vi har flere nettutbyggingsforsterkninger som ennå ikke er besluttet, og som kan påvirke muligheten for økt produksjon eller bli utløst av fornybarutbygging, både i transformatorstasjoner og nye ledninger. I sin bestilling til NVE har OED fremhevet at områdene som skal velges ut med utgangspunkt i eksisterende og planlagt nettkapasitet, og at det er et poeng å lokalisere vindkraften slik at det ikke er nødvendig å bygge mye nytt nett. Vi har derfor som hovedregel kun inkludert nettutbyggingsprosjekter som er investeringsbesluttet. Det er imidlertid flere kjente ledningsprosjekter som vil påvirke konklusjonene. De mest omfattende ledningsprosjektene er

- Skaidi-Varangerbotn. Dersom forbindelsen etableres vil det bli mulig med økt produksjon i Øst-Finnmark.
- Ny ledning over Trondheimsfjorden og spenningsoppgradering fra Surna til Aura. Dette vil kople sammen ledningene på Fosen og Snillfjord og gi økt kapasitet gjennom Trøndelag. Statnett har konsesjon på begge strekningene men har søkt om utsettelse av tiltakene.
- Spenningsoppgradering Sogndal-Aurland, som vil gi økt kapasitet over Sognefjorden.

Etablering av NorthConnect, en mellomlandsforbindelse mellom Sima og Peterhead i Skottland, vil påvirke flaskehalsene på Vestlandet. Vi ser at forbindelsen øker flaksehalsen nord for Sima, og avlaster flaskehalsene lenger sør.

Frem mot Nordisk nettutviklingsplan for 2019 vil vi gjennomføre felles analyser med de nordiske TSOene av forbindelsene mellom Nord-Norge og Finland, Sør-Norge og Sverige og mot Danmark. Eventuelle forsterkninger i noen av disse korridorene vil også ha betydning for resultatene vi her presenterer.

Modell og usikkerhet

Vår primærmodell for norske og nordiske analyser er Samnett. Dette er en modell som både etterligner det nordiske kraftmarkedet og det fysiske kraftsystemet. Modellen har finere områdeinndeling enn de fem gjeldende elspotområdene i dagens kraftmarked. Bakgrunnen er både for å kunne representere interne flaskehalser i dagens prisområder og gjøre optimaliseringen av vannkraften mer realistisk. Modellen har en algoritme som representerer flytbasert markedskobling.

Kapasiteten i nettet er en viktig usikkerhet i våre forutsetninger. Ettersom vi ennå ikke har flytbasert markedskopling knytter det seg en viss usikkerhet til hvordan dette blir utformet. Det kan også komme nye løsninger som gir en bedre utnyttelse av eksisterende nett enn vi ser i dag. Vi har ikke vurdert hvordan installering av systemvern som produksjonsfrakopling (PFK) på den nye produksjonen vil påvirke resultatene. Ved bruk av PFK kan vi tillate høyere flyt på ledninger og snitt. Statnett har dessuten i sin operative drift flere virkemidler som kan redusere konsekvensene av en flaskehals som ikke er mulig å gjenskape i våre modeller. I tillegg er resultatene usikre som følge av forenklinger i analysen og modellusikkerhet.

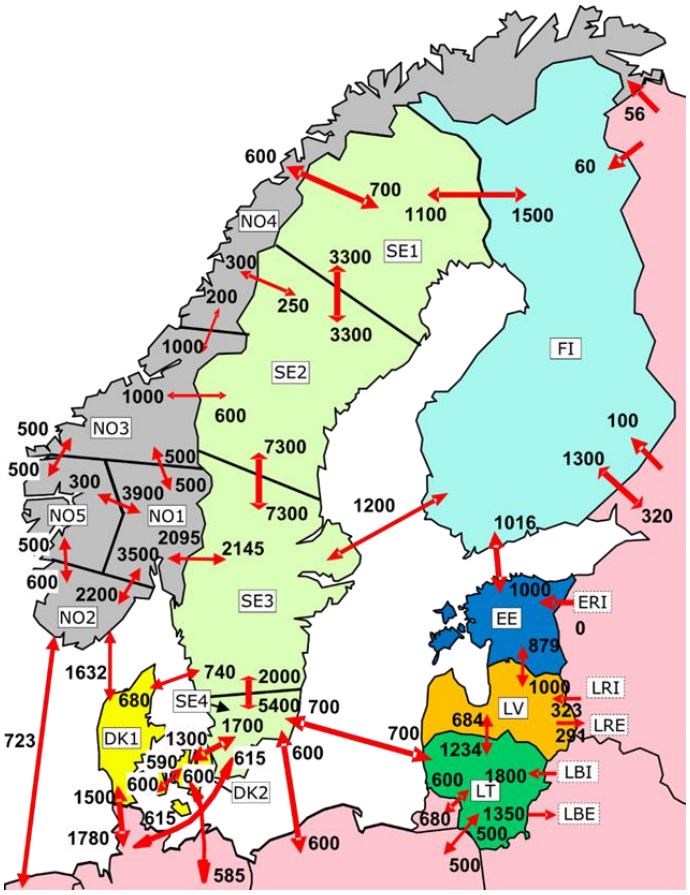
Vi ser at modellsimuleringene viser endel såkalte vippepunkter. Det betyr at for et gitt nivå på ny vind oppstår det en moderat økning i flaskehals, men med en økning utover dette øker størrelsen på flaskehalsen raskt. Da våre simuleringer er såpass grove kan vi imidlertid ikke nøyaktig vite når vi kommer over slike vippepunkt. For eksempel er en forenkling at vi simulerer med intakt nett, mens i

realiteten vil kapasiteten i forholdsvis mange perioder være redusert. Det bidrar til at modellen underdriver hvor raskt det oppstår flaskehalser.

2 Endringer i kraftsystemet mot 2025 – mer flyt nord-sør

2.1 Overføringskapasitet og flaskehalser i dag

De maksimale overføringskapasitetene mellom prisområdene i Norden og Baltikum er vist i Figur 2-1. Statnett er inne i en periode med betydelig nettutvikling som har gitt og gir høyere kapasitet flere steder i landet. Samtidig fører arbeid i nettet til utkoblinger, som reduserer tilgjengelig kapasitet midlertidig.



Figur 2-1 Maksimal tilgjengelig markedskapasitet i det nordiske kraftmarkedet per mars 2018

De største flaskehalsene i Norge har vært i perioder med mye tilsig og redusert kapasitet i nettet

Internt i Norge har det historisk vært relativt små flaskehalser. Fra 2008 og frem til i dag har prisen i alle områder vært omtrent lik i ca. 50 prosent av tiden. Hvis vi ser bort fra 2008 og 2017, hvor det var henholdsvis stor flaskehals ut av Sør- og Nord-Norge som følge av sterkt redusert kapasitet i nettet, har prisen vært lik i 60 prosent av tiden. I over 90 prosent av tiden har forskjellene mellom alle områder vært mindre enn 10 øre/kWh.

Mange flaskehalser oppstår som følge av stort tilsig eller ved redusert nettkapasitet, og det er særlig en kombinasjon av disse to faktorene som gir flaskehalser. Derfor er de også størst i sommerhalvåret, da det er mye tilsig, samtidig som utkoblinger, revisjoner og høye temperaturer fører til lavere kapasitet i nettet. Det er prisområdene i Sør-Norge som oftest har fått lavest pris i perioder med stort energioverskudd. I 2016 og 2017 har imidlertid Nord-Norge hatt lavere priser enn resten av landet, primært som følge av redusert kapasitet ut av området.

Vi har sett en trend mot mer kortsiktig prisvolatilitet i det nordiske markedet de siste årene, og spesielt gjelder dette for prisområdene i Sverige. Dette bidrar til større prisforskjeller internt mellom områdene

i Norge. Den vanligste årsaken til dette er at noen norske områder får pristopper tilsvarende de vi ser i Sverige, Danmark eller Nederland, mens vannkraft fortsatt er prissettende i andre områder, hvilket gir lite prisvariasjon time til time. Hovedsakelig inntreffer dette i timer med høyt forbruk i vinterhalvåret, men det har også inntruffet i sommerhalvåret. Dette kan gi høye prisforskjeller i enkelt timer, men varigheten er ofte forholdsvis kort.

Flaskehalser i Sverige gir opphav til prisforskjeller internt i Norge
Sverige er delt i fire prisområder. Landet har et mye sterkere nett fra nord til sør enn Norge på grunn av oppbygningen av kraftsystemet med mye vannkraft nord i Sverige og forbruket i sør. Grensen mellom Nord- og Sør-Sverige går langs snitt 2 (SE2-SE3). Snittet består av åtte parallelle ledninger med 420 kV spenning og kapasiteten er over 7000 MW ved intakt nett. Normalt sett er dette tilstrekkelig til å unngå flaskehals, men vi har observert at det kan oppstå prisforskjeller i perioder med redusert kapasitet, lite produksjon fra kjernekraften eller meget høyt forbruk. Videre går det kraftledninger til Sverige både fra Nord-, Midt- og Sør-Norge. Det betyr at en flaskehals internt i Sverige mellom prisområdene SE2 og SE3 også kan gi prisforskjeller i Norge. I disse timene får Nord- og Midt-Norge typisk samme pris som Nord-Sverige (SE1 og SE2), mens prisen i hele eller deler av Sør-Norge er den samme som i SE3.

2.2 Flere mellomlandsforbindelser, mer fornybar og mindre kjernekraft gir flytendringer

I løpet av den kommende tiårsperioden forventer vi vesentlige endringer i flyten i det norske og svenske transmisjonsnettet. Det er flere årsaker til dette.

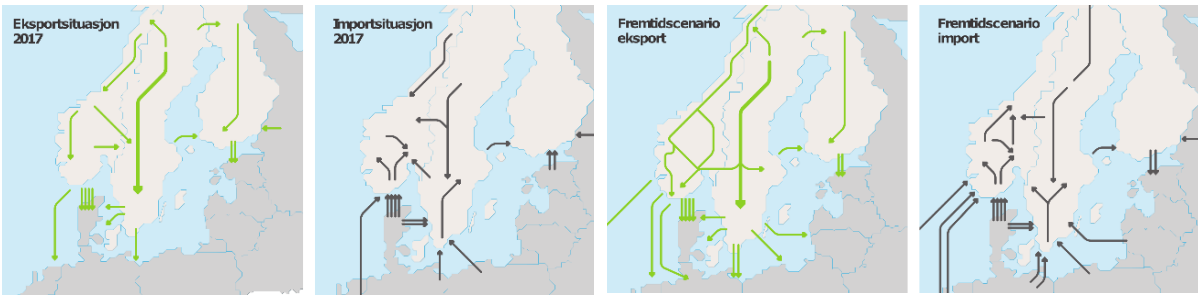
- Nye mellomlandsforbindelser fra Norge og Sverige blir satt i drift
- Vi får mer vindkraft og uregulert vannkraft, både i Norge og Sverige
- Flere kjernekraftreaktorer i Sverige blir lagt ned
- Finland går mot et mindre kraftunderskudd
- Forbruket øker

For Norge betyr dette i korthet at flyten ut av Nord-Norge forsterkes ytterligere. Midt-Norge blir i større grad enn tidligere et transittområde for kraft. I Sør-Norge øker flyten på Vestlandet, mens flyten mellom NO2 og NO1 blir mer balansert ettersom mer kraft flyter direkte til og fra kontinentet, og mindre gjennom Sverige, se Figur 2-2.

Mellomlandsforbindelser er viktigst i Sør-Norge, ny produksjon viktigere i Nord- og Midt-Norge
De nye mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia, NordLink og NSL, har stor påvirkning på kraftflyten. Belastningen på nettet er størst i eksportsituasjoner, og da særlig mellom de store regulerte vannkraftverkene på Sør-Vestlandet og tilknytningspunktene i Kvilldal og Ertsmyra. Våre simuleringer viser at flytendringene forplanter seg utover i Sør-Norge. Det vil blant annet bli flere timer med høy flyt fra Sverige over Haslesnittet og videre sørover i Norge, og høyere flyt på Vestlandet. Forbindelsene gir også flytendringer lenger nord mot Midt-Norge og Nord-Norge. Effekten avtar imidlertid med avstanden til tilknytningspunktene. Dette skyldes både at mye av den regulerte produksjonen er i Sør-Norge, men også til en viss grad at flaskehalser demper prissignalene til vannkraftprodusentene lenger nord.

Den pågående utbyggingen av ny vindkraft og uregulert vannkraft påvirker kraftflyten i hele Norge. Hvordan dette utvikler seg avhenger naturlig nok av hvor mye som kommer og plassering. De største endringene kommer naturligvis i den umiddelbare nærheten til de nye kraftverkene. Vi ser imidlertid også at vi får endringer i de store transportkanalene mellom de ulike delene av landet. For eksempel gir økt produksjon i Nord-Norge og på Vestlandet, områder som allerede har stort kraftoverskudd,

enda større flyt ut av disse områdene. Flyten gjennom Midt-Norge øker både på grunn større overskudd nord i regionen og i Nord-Norge, sterkere nett sørover (Ørskog-Sogndal) og kablene i sør.



Figur 2-2 Typisk eksport- og importsituasjon i dag og i fremtiden

De forbruksendringer som vi forventer har generelt mindre påvirkning på flyten, men større industrianlegg kan påvirke. Ny industri kan både dempe og forsterke flyten avhengig av plassering. Hydros fullskalaanlegg vil for eksempel forsterke nord-sør flyten på Vestlandet, mens våre simuleringer viser at økt forbruk til elbil vil ha liten innvirkning på flytmønsteret i Norge og Norden.

Nord-sør flyten i Norden blir vesentlig større

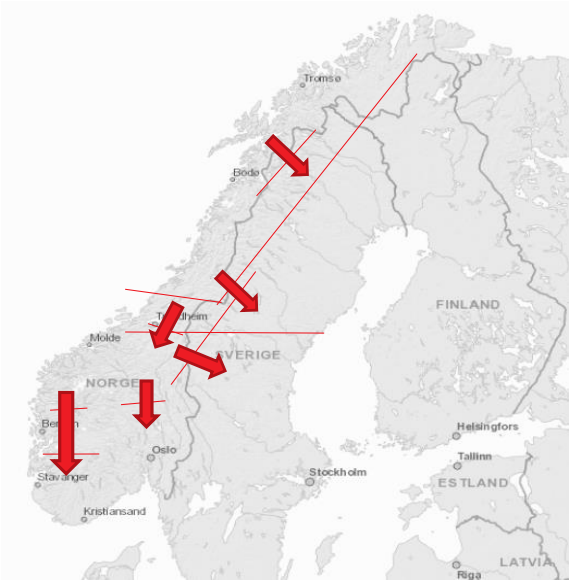
I Sverige vil mindre kjernekraft i sør og mer vind i nord forsterke den store nord-sør flyten gjennom landet. Det gjør også utviklingen i Finland. En vesentlig del av overskuddet nord i Sverige dekker i dag det store underskuddet i Finland. Sterkere finsk balanse blant annet som følge av mer kjernekraft vil redusere eksporten til Finland. I praksis betyr det at enda mer av overskuddet nord i Sverige må flyte sørover i det svenske nettet. Hvis det bygges enda en ny reaktor nord i Finland på midten av 2020-tallet blir denne effekten økt ytterligere.

Videre vil Nordlink og NSL også gi økt nord-sør flyt gjennom Sverige. Det samme vil økt kapasitet fra Sør-Sverige. Tilslutt forventer vi at forbruksøkningene i større grad kommer i sør både i Sverige og Norge. Her kan imidlertid en annen lokalisering av ny industri dempe flyten sammenlignet med hva vi har i forventning. På den andre siden kan det også bli enda større forbruksøkninger i sør enn det vi legger til grunn, for eksempel fra datahaller.

Flaskehalsene blir trolig større enn det vi har sett historisk

Figur 2-3 illustrerer de viktigste flaskehalsene i det norske transmisjonsnettet. I Nord-Norge er det flere ulike begrensinger. I perioder med stort overskudd kan det både oppstå flaskehals mot Sverige og Midt-Norge. Mer produksjon i området gjør at det blir flaskehals oftere enn vi har sett historisk. Mellomlandsforbindelsene bidrar også i noe utstrekning til dette. Våre beregninger viser at de største flaskehalsene vil oppstå mot Sverige.

I Midt-Norge er det noe mer usikkert i hvilken grad endret flyt vil gi flaskehalser. Dette skyldes blant annet at vi har mindre driftserfaringer med flytmønsteret vi ser i simuleringene, på grunn av vindkraftutbygging på Fosen og Snillfjord samt spenningsoppgradering i området. Vi forventer likevel mer flaskehals nord-sør gjennom området. Her blir videre tiltak mellom Orkdal og Aura etter hvert sentrale. Oppgradering vil i stor grad fjerne flaskehalsen nord-sør gjennom Midt-Norge. Vi forventer at flaskehalsene ut av Midt-Norge mot Vestlandet, Sverige og i overføringen mot Østlandet gjennom Gudbrandsdalen øker.



Figur 2-3 De mest sentrale flaskehalsene for det norske kraftsystemet i 2025

På Østlandet kan det oppstå flaskehals i nettet mellom Fåberg og Oslo. På Flesakersnittet blir flyten vesentlig endret etter driftsettelsen av de nye utenlandsforbindelsene, og det kan oppstå nye flaskehalser vestover. Vi forventer likevel ikke at det blir vesentlig flere timer med begrensninger enn i dag. I Hallingdal gir kablene kun en liten økning i flyt. Grunnen er blant annet at kablene isolert sett fører til at mer av produksjonen fra Sogn og Fjordane og i Hallingdal flyter sørover i nettet på Vestlandet. Vi forventer derfor kun en liten økning i antall timer med flyt opp mot kapasiteten på snittet.

På Vestlandet er de største begrensingene over Sognefjordsnittet og mellom Samnanger og Sauda. Sogndal-Aurland på 420 kV reduserer flaskehalsen over Sognefjorden betydelig. På Sørlandet ser vi få flaskehalser i transmisjonsnettet. Det kan oppstå flaskehalser i forbindelse med revisjoner om sommeren når det også er høy flyt.

2.3 Høyere og mer volatile priser bidrar til større prisforskjeller – lavest pris i nord

Hvordan flaskehalser slår ut i prisforskjeller mellom områder er ikke bare avhengig av den fysiske størrelsen på flaskehalsen, også prisene i markedet spiller inn. Vi ser at prisforskjellene blir større hvis det generelle prisnivået på kraft i Nord-Europa øker. Mer volatile priser i landene rundt oss vil også bidra til større prisforskjeller internt i Norge. Flytbasert markedskobling vil på den andre siden dempe flaskehalsene.

Samlet sett forventer vi høyere prisforskjeller ved intakt nett enn det vi har observert historisk. Perioder med store prisforskjeller har, som beskrevet tidligere, til nå først og fremst oppstått i perioder med vesentlig redusert kapasitet i nettet.

Økte priser i forventning – betydelig utfallsrom

I vårt forventningsscenario er kraftprisene på kontinentet rundt 40-45 €/MWh mot 2025-30. De viktigste driverne er økte gasspriser, høyere CO_2-pris og at gasskraft i flere timer blir den prissettende teknologien. I Storbritannia holder prisene seg omtrent på dagens nivå, og konvergerer dermed mot nivået i resten av Europa. Prisene i Norge og Sverige ligger noe under nivået på kontinentet som følge av kraftoverskudd og lavere sommerpriser.

Det er betydelig usikkerhet knyttet til fremtidige kraftpriser. Vi mener vårt høye og lave kraftprisscenario gir et realistisk utfallsrom. I 2025 stiger europeiske priser til i overkant av 50 €/MWh i det høye scenario, mens prisene i Sør-Norge ligger på i underkant av 50 €/MWh. I det lave scenarioet ligger prisene både i Europa og i Norden på rundt 30 €/MWh.

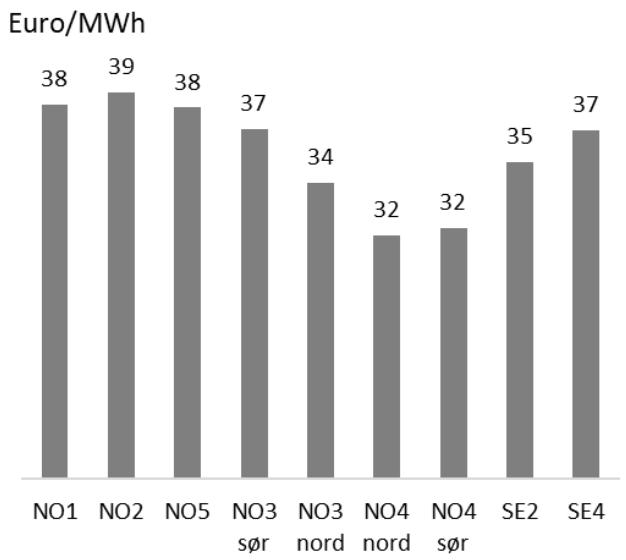
Lavere prisnivå i Nord-Norge og Midt-Norge

De siste årene har Nord-Norge hatt lavere priser enn områdene rundt[8]. Dette har i stor grad vært drevet av at kapasiteten ut av området har vært til dels kraftig redusert i forbindelse med spenningsoppgradering av den ene 300 kV ledningen mot Trøndelag. Nå er dette arbeidet ferdig og høyere tilgjengelighet vil gjøre prisene likere igjen[9]. Samtidig forventer vi at to strukturelle trekk vil gi fortsatt lavere priser i Nord-Norge sammenlignet med i sør:

1. Økende produksjonsoverskudd i området.
2. Generelt større prisforskjeller nord-sør i Norden.

I løpet av 2018/2019 forventer vi 450 MW ny vindkraftproduksjon nord i NO4, fordelt på Nordlicht (280 MW investeringsbesluttet), Ånstadblåheia (50 MW venter investeringsbeslutning i 2018) og Sørfjordfjellet (100 MW under bygging). I tillegg forventer vi noe økt vannkraftproduksjon i området. Disse kraftverkene ligger inne i vårt basisdatasett. Dersom også Sørfjord (100 MW), Øyfjellet (330 MW) og Andmyran (160 MW) blir bygget ut vil prisene i regionen falle ytterligere.

Når det gjelder punkt to ser vi allerede i dag at det i en del timer oppstår kapasitetsbegrensninger nord-sør i det nordiske nettet, spesielt i Sverige. I disse timene får vanligvis Nord-Norge og Midt-Norge lavere priser enn Sør-Norge. Utfasing av svensk kjernekraft, vindkraftutbygging nord i Sverige og Norge og flere mellomlandsforbindelser fra Sør-Norge vil forsterke disse flaskehalsene. Dette gir blant annet færre timer med kortvarig høye priser i nord sammenlignet med i sør. NordLink og spesielt NSL vil trekke opp prisene mest i Sør-Norge.



Figur 2-4 Simulerte kraftpriser i vårt basisdatasett for 2025

I vår modell har vi delt Norge inn i flere modellområder enn vi har prisområder i markedet i dag. Med flere modellområder fanger vi også opp flaskehalser som kan oppstå internt i dagens fem prisområder. I dag blir slike flaskehalser håndtert med spesialregulering. I denne analysen er det også nyttig å kunne vise geografiske forskjeller internt i eksisterende prisområder. Vi ser særlig forskjeller når vi sammenligner økt produksjon nord og sør i både NO3 og NO4, som vi vil komme tilbake til i kapittel 3.

Mer prisvariasjon både i Europa og Norden

Vi forventer økt kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i Storbritannia. Dette er drevet av en stadig økende andel fornybar kraftproduksjon, nedleggelser av termiske verk og økende brensels- og CO_2-priser. Dette gir flere pristopper der prisen er satt av kraftverk med høye marginalkostnader, nødstrømaggregater og forbruk med høy betalingsvillighet. Samtidig får vi flere timer der fornybar,

[8] I 2016 var prisene ca. 3.6 €/MWh lavere i NO4 enn i NO3, mens de var omtrent like som i Sør-Norge. I 2017 var prisen 3.8 €/MWh lavere enn i NO3, mens de var ca. 3 €/MWh lavere enn i Sør-Norge.

[9] I første halvdel av 2018 har prisene i NO4 vært omtrent 1 €/MWh høyere enn i Sør-Norge på grunn av lav magasinfylling.

kjernekraft eller fleksibelt forbruk med lav betalingsvillighet setter prisen og driver denne ned mot null. Mer tilgjengelig energilagring og fleksibelt forbruk demper prisvariasjonen, men vil etter vår vurdering sannsynligvis ikke forhindre at vi får økt kortsiktig prisvariasjon. Prisvariasjonen vil naturlig nok være avhengig av prisene på kull, gass og CO_2.

Vi venter også større kortsiktige svingninger i prisene i Norge og Norden. Årsaken er økt prissmitte fra kontinentet gjennom økt overføringskapasitet, lavere nordisk kapasitetsmargin og flere timer der kjernekraft og uregulert fornybar produksjon dekker hele forbruket. Våre analyser viser også at vi kan forvente oss større sesongvariasjoner, mye drevet av økt prispress i sommerhalvåret ved høy uregulert fornybarproduksjon.

3 Ny vindkraft – konsekvenser for flyt, flaskehalser og kraftpriser

3.1 Vi viser marginal påvirkning på systemet av ny vindkraft

I dette kapittelet beskriver vi hvordan en større vindkraftutbygging i ulike deler av landet påvirker kraftpriser, flyt og flaskehalser. Analysen tar utgangspunkt i vårt forventningsscenario til 2025. For å isolere effektene av ny vindkraft har det vært et poeng å kun variere mengden og plasseringen av vindkraft mellom simuleringene. Vi diskuterer i neste kapittel hvordan endringer i andre grunnleggende forutsetninger, som eksempelvis forbruk og kraftprisnivå, påvirker resultatene.

I analysene har vi sett på veldig store mengder vindkraft lokalisert til en landsdel. I Sør-Norge har vi sett på opp mot 30 TWh, mens i Midt og Nord-Norge har vi sett på opp mot 10 TWh. Vi må presisere at det er urealistisk at det skal komme så mye til 2025 og at det skal være konsentrert til et sted. Øvelsen er derimot nyttig for å isolere virkningen av vindkraft til et område.

Ettersom det er betydelige forskjeller på hvor raskt det oppstår flaskehalser og prisen faller avhengig av hvor kraften bygges har vi sett på forskjellige mengder vindkraft i de områdene. Vi ser for eksempel nesten ingen endring i prisene når vi legger til 1-2 TWh i Sør-Norge. I Nord-Norge gir dette volumet derimot betydelig prisreduksjon. Dette er bakgrunnen for at vi har sett på en mye større utbygging i sør.

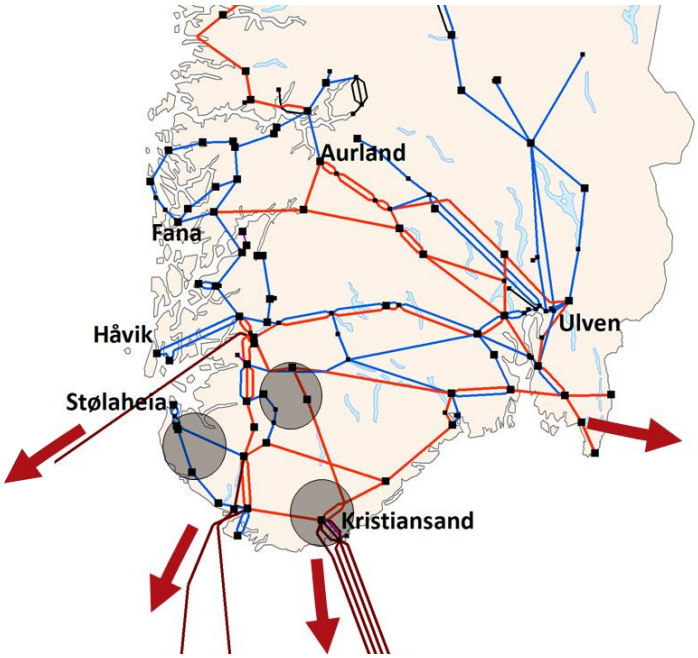
Vi har naturlig nok måtte gjøre en del forenklinger i analysene. De tar for eksempel ikke hensyn til begrensninger som oppstår i, eller nært selve tilknytningspunktet, eller begrensninger i transformatorer. I simuleringene med høye volumer vindkraft har vi spredt utbyggingen over flere nettpunkter. Vi har fokus på de mest begrensende snittene i systemet, men det kan oppstå begrensinger på enkeltledninger som vi ikke har fanget opp i vår vurdering. Etablering av større volumer vindkraft kan også føre til at det oppstår nye snittbegrensinger som vi ikke har fanget opp her.

Vi presenterer resultat fra noen utvalgte modellsimuleringer. Med andre forutsetninger om plassering, og øvrig utvikling vil resultatene kunne endres. For eksempel er resultatene våre avhengig av hvor vi har plassert den nye vinden lokalt i vær landsdel. Vi ser imidlertid at retningen og nivå på endringene er stabile mellom simuleringene, og øvrige analyser vi har gjort over tid.

3.2 Telemark, Agder og Rogaland – nettet kan håndtere store mengder ny vindkraft

Transmisjonsnettet i området som tilsvarer dagens NO2[10] har de fleste steder høy kapasitet, og Statnett er i ferd må å forsterke nettet ytterligere. Forbindelsene til kontinentet går herfra, og til 2025 øker kapasiteten mot utlandet fra 2400 MW til 5200 MW. I tillegg er det mange vannkraftverk med god reguleringsevne. I utgangspunktet er det dermed god kapasitet til økt produksjon i området sett under ett. Vi ser at vi kan legge til flere tusen MW ny vindkraftproduksjon uten at det nødvendigvis oppstår flaskehalser mellom regioner eller at vi får kollaps i kraftprisene. Ved en stor utbygging vil vi imidlertid forvente at det må gjennomføres betydelige lokale nettinvesteringer.

[10] Haugalandet tilhører NO2 men er i denne rapporten behandlet som en del av Vestlandet.

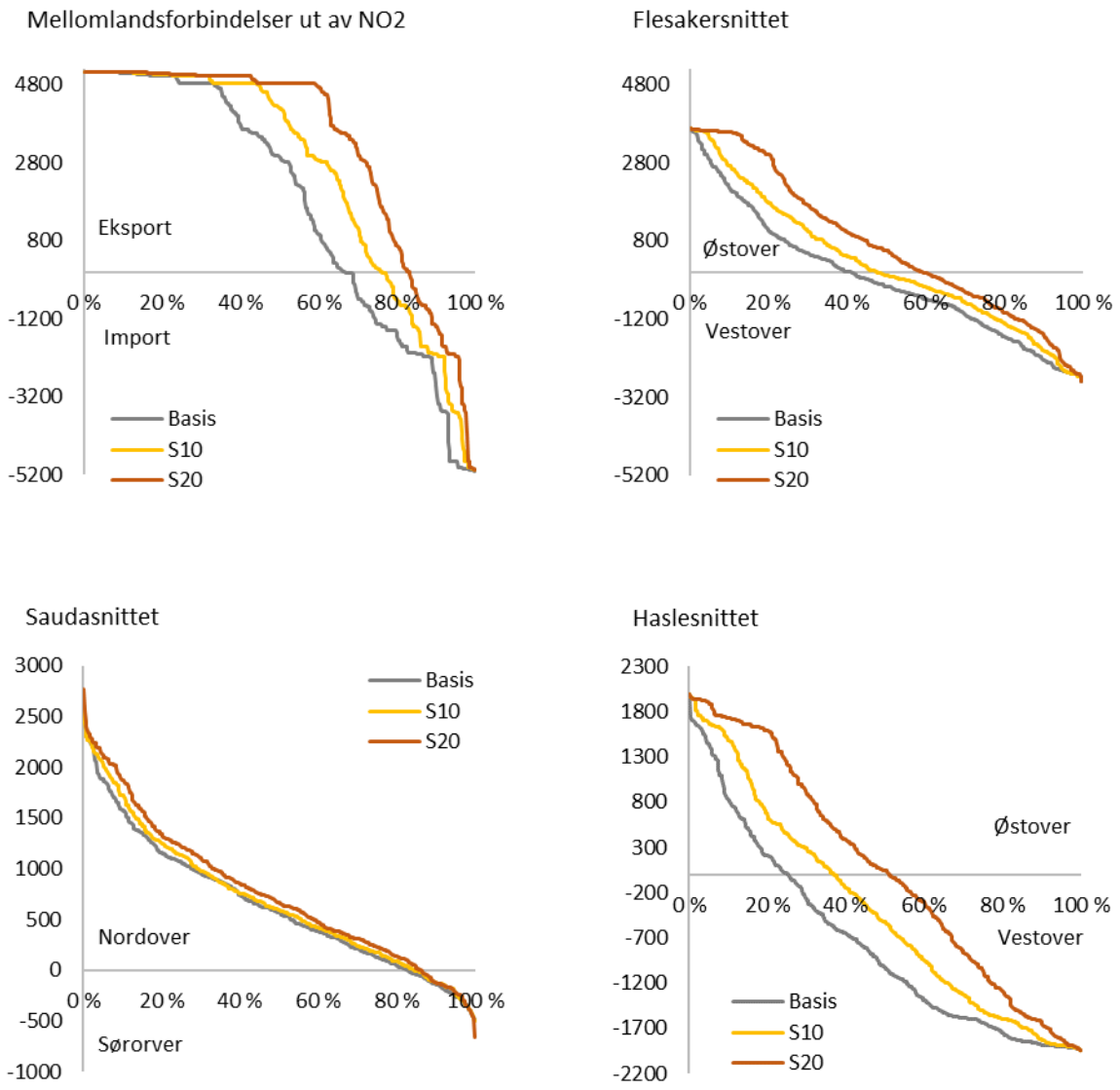


Figur 3-1 Typisk flyt ut av området er ut over mellomlandsforbindelsene mot Storbritannia og kontinentet, samt østover mot Sverige over Hasle. I fremtiden forventer vi mer import til området østfra over Flesakersnittet om sommeren, når det er stor eksport mot kontinentet og Storbritannia

Store mengder ny vind i Telemark, Agder og Rogaland gir få flaskehalser i det norske nettet

Vi har simulert med trinnvis økt vindkraftproduksjon i området, for å illustrere hvordan området kan ta imot mye ny vind uten at det oppstår vesentlig større endring i flyt og flaskehalser internt i Norge. Vi viser her resultater for en økning på 10 og 20 TWh, noe som tilsvarer omtrent 3000 og 6000 MW.

Per definisjon skal all den nye kraften ut av området og videre ut av landet. Dette gjelder da vi holder forbruket før og etter økningen konstant. Det er tre kanaler kraften kan fordele seg på. Direkte på DC-forbindelsene, østover mot Sverige over Flesakersnittet, og nordover mot Vestlandet. Figur 3-2 viser flyten fordeler seg på disse kanalene. Vi ser at eksporten øker mye direkte på mellomlandsforbindelsene fra NO2. Energiflyten mot Sverige går fra en betydelig nettoimport til en svak nettoeksport. Flyten på Flesakersnittet endres tilsvarende. Mot Vestlandet, her illustrert med Saudasnittet, gir selv store endringer i produksjon kun marginal endring i flyt.



Figur 3-2 Ny kraft går til eksport mot kontinentet og mot Sverige. Dette øker flyten østover på Flesakersnittet. Utvekslingen til og fra Vestlandet over Saudasnittet blir nesten ikke endret som følge av mer vind i NO2.

Når det gjelder flaskehalser ser vi at det blir vesentlig flere timer med flaskehals på DC-forbindelsene i timer med eksport. Mot Sverige oppstår det noen flere timer med flaskehals, men totalt sett er det relativt liten økning i antall timer med flaskehals. Blant annet reduseres antall timer med flaskehals i importsituasjoner noe.

Internt har vi sett at flyten over Flesakersnittet endres vesentlig, men vi ser at antall timer med høy flyt og flaskehals øker relativt lite. Større overskudd i Sør-Norge demper også flyten sørover fra Midt-Norge. En konsekvens er noe mer flaskehals mot Sverige på ledningene fra Trøndelag og Nord-Norge fordi kraft som tidligere ble eksportert sørover i Norge presses mot Sverige.

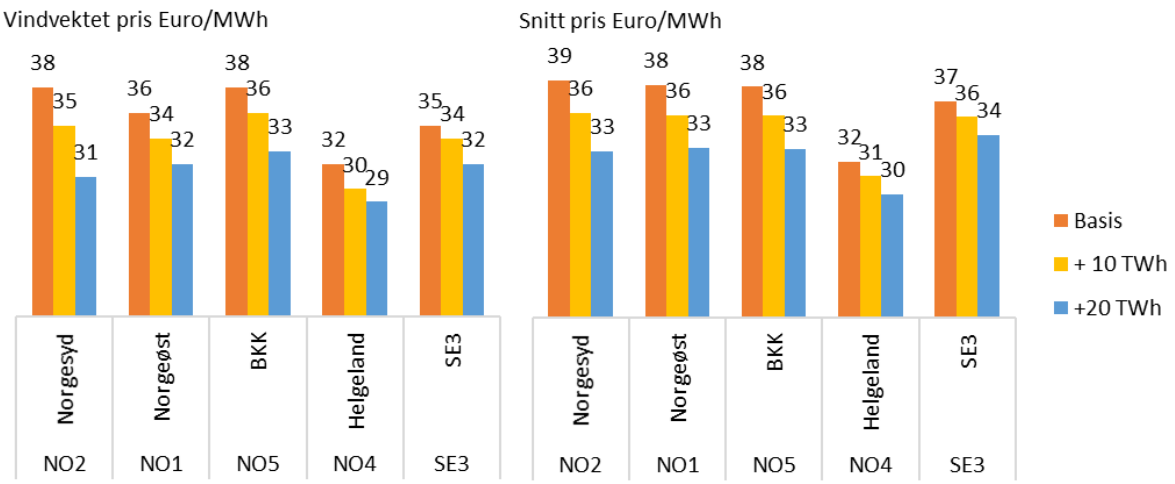
Prisene i Sør-Norge faller moderat selv med store mengder ny vind – lite produksjon går bort i spill

Figur 3-3 viser hvordan prisene i ulike områder responderer på henholdsvis 10 og 20 TWh ny produksjon i NO2. De to grafene viser både produksjonsvektet pris for vindkraft og gjennomsnittsprisen. Vi ser at vindvektet pris i forventning ligger nært opp mot snittprisen, men synker noe raskere med økende mengde vindkraft. Med 10 TWh ny kraft reduseres vindvektet pris med ca. 3 €/MWh lokalt i NO2, mens dette øker til 7 €/MWh ved 20 TWh ny produksjon. Til sammenlikning faller

snittprisen med ca. 5.5 €/MWh når vi legger til 20 TWh. Dette indikerer at kraftprisen i Sør-Norge responderer relativt lite selv på vesentlig mengde ny produksjon.

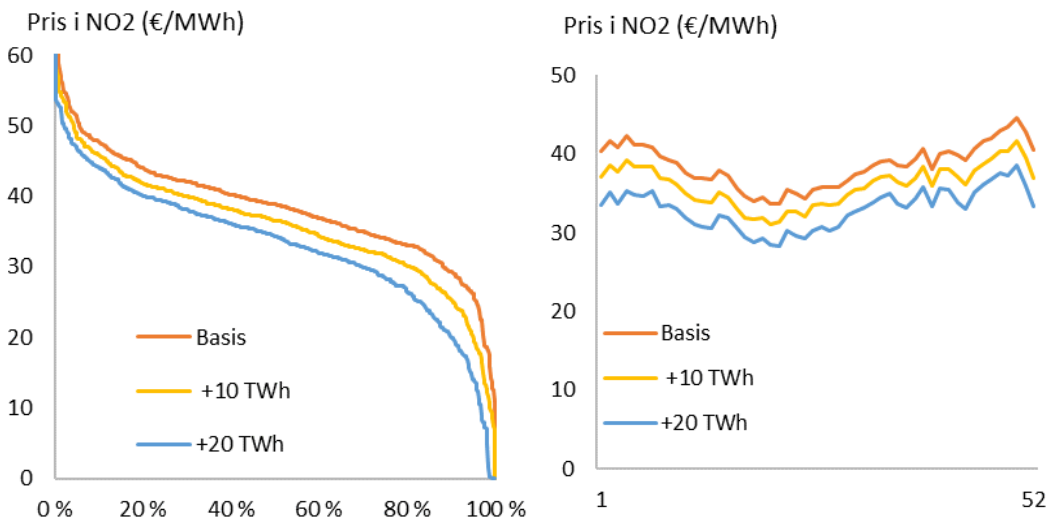
Ser vi på områdene utenfor er prisnedgangen i Norgeøst og BKK omtrent tilsvarende som i NO2. Årsaken er at det selv med store mengder ny produksjon oppstår det få interne flaskehalser i Sør-Norge. Prisene synker også i Nord, slik at prisene der fortsatt er lavest. Likevel er reduksjonen relativt liten, ca. 2-3 €/MWh, i tilfellet med 20 TWh ny produksjon. Grunnen til en såpass moderat prisnedgang er blant annet at det i datasettet vi tar utgangspunkt i relativt ofte er enten flaskehals ut av Nord-Norge eller internt i Sverige på snitt2. En konsekvens er at prisforskjellene internt i Norge synker når vi legger til store mengder vind i dagens NO2.

I Sverige oppnår vindkraft i utgangspunktet en del lavere kraftpris enn i Sør-Norge. Etter at vi legger til 20 TWh vindkraft blir denne prisen omtrent lik.



Figur 3-3 Grafen til venstre viser hvordan prisen vindkraft oppnår faller i ulike områder ved henholdsvis 10 og 20 TWh ny produksjon innenfor dagens prisområde NO2. Grafen til høyre viser hvordan snittprisen faller.

Figuren under viser varighetskurver for kraftpris og snittpris per uke over året i forventning og i de to tilfellene med mer vind. Av varighetskurven ser vi at priseffekten er størst i timer med mye vind. Likevel indikerer våre simuleringer at vannkraftsystemet gjør at prisen faller omtrent like mye i timer med lite vind. Grunnen er at vannverdiene i alle timer over året må falle for å gi rom for en stor økning i eksport. I simuleringen med 20 TWh mer ser vi også at prisen i en god del timer blir veldig lav. Det skyldes at uregulert produksjon eller billig import blir prissettende i flere timer. Grafen med snittpris per uke over året viser at prisnedgangen er jevnt fordelt mellom alle årstider.

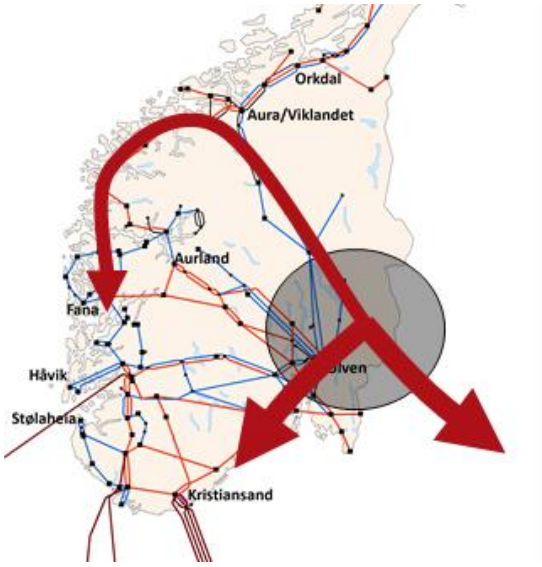


Figur 3-4 Grafen til venstre viser varighetskurve for simulerte timespriser over 29 tilsigsår. Grafen til høyre viser snittprisen per uke over året for alle simulerte tilsigsår.

3.3 Østlandet: Plass til vindkraft i 420 nettet i sør, begrenset plass nord for Oslo

Østlandet har god plass til ny produksjon fra i 420 kV nettet i sør, mens det er langt mer begrenset plass i 300/132 kV nettet nord for Oslo. Disse områdene inkluderer Valdres, Gudbrandsdalen, Østerdalen og Mjøsregionen. I 420 kV nettet i Hallingdal er det også plass, mens det i 300 kV nettet er lite rom for ny produksjon.

Vi har sett på tilsvarende mengder ny produksjon som i NO2[11].Hovedbildet når det gjelder flyt, flaskehalser og priser er det samme som beskrevet for NO2 over hvis kraften kommer i 420 kV nettet. Likevel er det et forskjeller på noen snitt og ledninger. Spesielt ved store volum ser vi at dette gir noe mer belastning av nettet. Dette bidrar til at verdien av vind faller noe raskere enn i NO2.

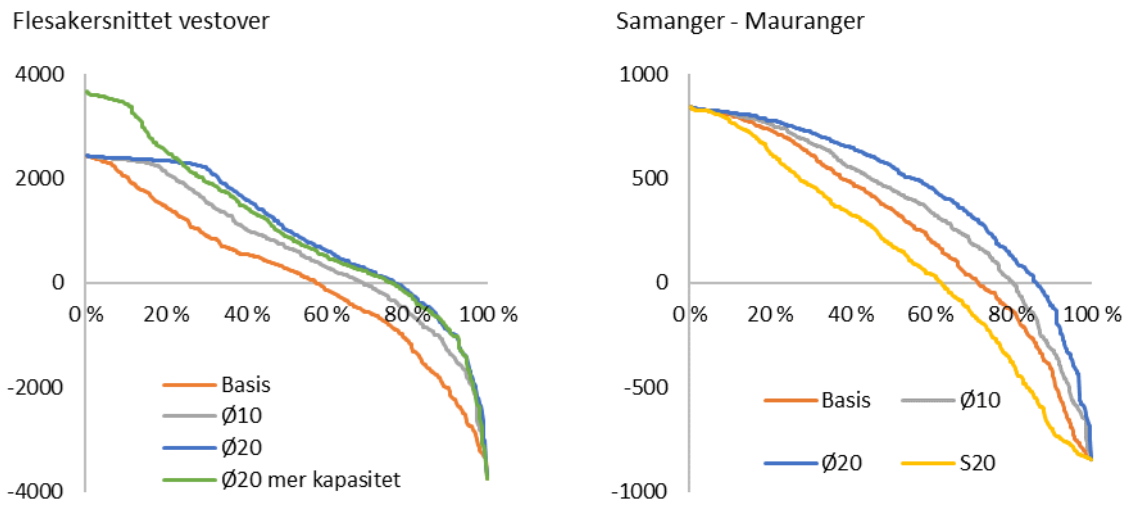


Figur 3-5 Mer produksjon på Østlandet fører primært til mer flyt vestover over Flesaker og videre på forbindelsene til kontinentet, og over Haslesnittet mot Sverige. Vi ser også at flyten på Vestlandet øker sørover fra Samnanger og at flyten sørover i Gudbrandsdalen dempes.

[11] I installert effekt er dette noe mer fordi brukstiden generelt er lavere på Østlandet

Potensiell flaskehals på Flesakersnittet ved stor utbygging, mer flyt også i nettet sør for Samnanger
Flesakersnittet er det snittet som blir mest påvirket av om det kommer ny kraft i dagens NO1 eller NO2. Det er i dag ulik kapasitet på snittet avhengig av retningen på flyten. I våre simuleringer har vi utgangspunktet simulert med dagens kapasitet som er 2400 MW vestover[12], og 3500 MW østover. I forventning 2025 er flyten over Flesakersnittet i utgangspunktet rimelig balansert. Vi så over at med mye ny produksjon i NO2 får vi vesentlig økt flyt østover, men at kapasiteten på 3500 MW er nok til å unngå flaskehals i det fleste timer.

Med 10- 20 TWh ny produksjon i NO1 blir naturlig nok den dominerende flytretningen vestover. Med 2400 MW grense får vi en vesentlig flaskehals etter hvert som vi legger til mye vind. Denne oppstår hovedsakelig på sommeren. Imidlertid er det en viss usikkerhet knyttet til kapasiteten mot vest, blant annet fordi den høye flyten historisk har oppstått i østlig retning. Vi har derfor sett på effekten av å øke kapasiteten tilsvarende den vi har mot øst. Dette reduserer mye av flaskehalsen på snittet selv ved en meget stor utbygging.



Figur 3-6 Varighetskurver for flyt vestover på Flesakersnittet og på Samnanger-Mauranger. I simuleringen med "Ø20 mer kapasitet" er kapasiteten vestover over Flesaker økt til 3600 MW. S20 viser flyten i tilfellet der vi har lagt 20 TWh i NO2.

Vi ser også at mer vindkraft på Østlandet, spesielt hvis denne etableres i Hallingdal, øker flyten i nettet sørover fra Samnanger til Sauda. Dette skyldes at mer av overskuddet på Nordvestlandet og i Hallingdal blir presset vestover. Her er nettet høyt belastet og dette vil føre til større flaskehalser. Disse oppstår primært om sommeren ved høy produksjon fra uregulert vannkraft. Ny produksjon i NO2 vil på den andre siden avlaste flyten sørover på Vestlandet.

Begrenset kapasitet i nettet til ny produksjon nord i 300 og 132 kV nettet nord for Oslo
I 300 kV nettet mellom Rendalen og Øvre Vinstra til stasjonene Røykås og Frogner i sør er det lite ledig kapasitet i nettet både regionalt og lokalt. Dette inkluderer Østnettet. Geografisk betyr dette at det er lite plass til ny produksjon i Gudbrandsdalen, Valdres, Østerdalen og Mjøsregionen. Det samme gjelder for 300 kV nettet i Hallingdal til Borgund.

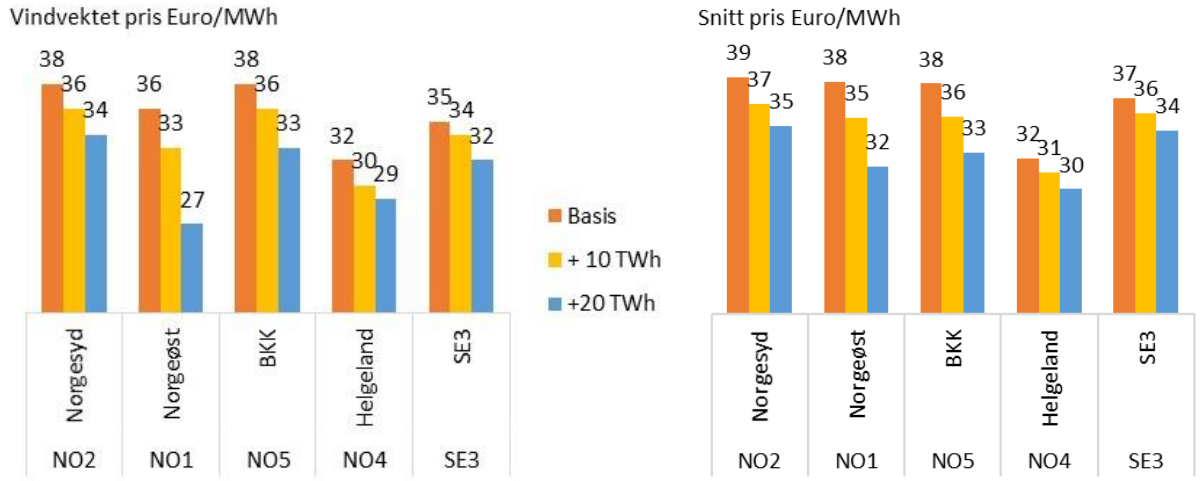
[12] Dette er en spenningsgrense

Når vi likevel har lagt til mye ny produksjon i de nordlige områdene har vi sett at flyten langt overgår dagens kapasitet i nettet mellom Fåberg og Oslo. Her går det tre 300 KV ledninger og spesielt den svakeste ledningen har lav kapasitet.[13]

Vi ser at en større utbygging på Østlandet øker flyten nordover mot Midt-Norge. Hvor mye 300 kV-ledningen her begrenser er det knyttet usikkerhet til. Dette gjelder både med tanke på kapasitet, flyt og hvordan systemet blir driftet. En underliggende årsak til dette er den store nord-sør flyten i det svensk-norske nettet. Det gjør at det er vanskelig å få høy eksport nordover selv med stort overskudd i NO1. Vi mener derfor det er en robust konklusjon både basert på simuleringer og historikk at denne ledningen vil bli en flaskehals ved en større utbygging på det sentrale Østlandet. På den andre siden er det usikkerhet ved hvilket utbyggingsvolum flaskehalsen oppstår og konsekvensene.

Vind i NO1 gir omtrent de samme priseffektene som vind i NO2, men forskjeller internt i Sør-Norge
Ny vindkraft sør i NO1 og i Hallingdal har omtrent samme virkning på norske og nordiske kraftpriser som tilsvarende produksjonsøkning i NO2. Ved en meget stor utbygging eller en utbygging konsentrert til visse områder oppstår det imidlertid noen forskjeller. Flaskehalsene på Flesakersnittet, sør for Samnanger og i Gudbrandsdalen gjør at prisen synker mer i NO1, og til dels i områdene som inngår i dagens NO5 og NO3. Det betyr også at prisforskjellene mellom disse områdene og NO2 blir noe større.

Vi ser også et det oppstår noe mer spill og 0-priser lokalt i NO1 enn ved tilsvarende utbygging i NO2. Det skyldes både at det oppstår flere flaskehalser og at vi må legge til mer effekt for å få tilsvarende energiproduksjon på grunn av lavere brukstider



Figur 3-7 Figurene viser vindvektet pris og snittpris for ulike områder i forventning, og med 10 og 20 TWh mer produksjon i dagens NO1.

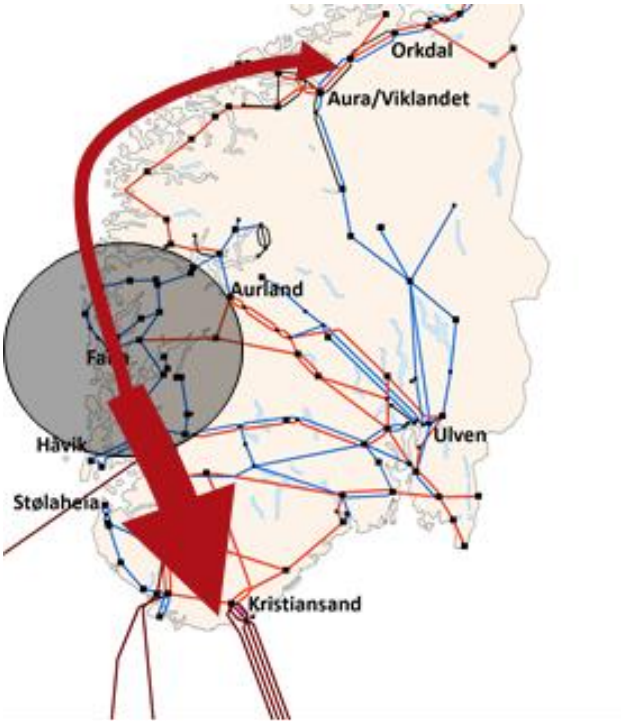
Slik vi skrev over er det lite plass til ny produksjon nord for Oslo. Vi har i utgangspunktet ikke et eget prisområde her i modellen, og har heller ikke laget et nytt område til denne analysen. Vi ser imidlertid at med 500-1000 MW mer vind nord på Østlandet blir flaskehalsen mellom Fåberg og Oslo så stor at denne trolig må løses gjennom å dele NO1 i to områder. Hvis dette skjer vil prisen i det nordlige område falle langt raskere enn det vi viser i figurene over.

[13] Kapasiteten er spesielt lav om sommeren.

3.4 Vestlandet: Sør godt egnet for utbygging, flaskehalser begrenser i BKK og SFE

Det er gode vindforhold flere plasser på Vestlandet, og flere utbyggingsprosjekter har nylig tatt eller er nært investeringsbeslutning. Området har to strukturelle flaskehalser, over Sognefjorden og fra Samnanger mot Sauda. I dag er det det sjelden flaskehals, men det kan oppstå i perioder om sommeren med stort tilsig.[14]

Mot 2025 forventer vi økt flyt nord-sør gjennom nettet på hele Vestlandet, blant annet på grunn av i driftsettelse av forbindelsene til Tyskland og Storbritannia. Dette gir i første omgang moderat økning i begge flaskehalsene. Imidlertid ser vi at mer produksjon utover det vi har i forventning hovedsakelig går sørover og forsterker disse. Desto lenger nord produksjonen kommer jo flere flaskehalser blir berørt. På den andre siden ser vi at produksjon på Haugalandet i sør er gunstig fra et nettperspektiv fordi det reduserer flyten sørover.



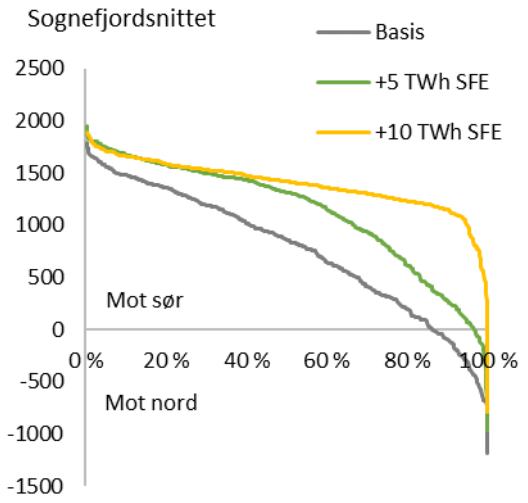
Figur 3-8 Mesteparten av den økte produksjonen legger seg på ledningene sørover på Vestlandet

Ved oppgradering av Sogndal-Aurland til 420 kV er det plass til noe ny produksjon i Sogn og Fjordane

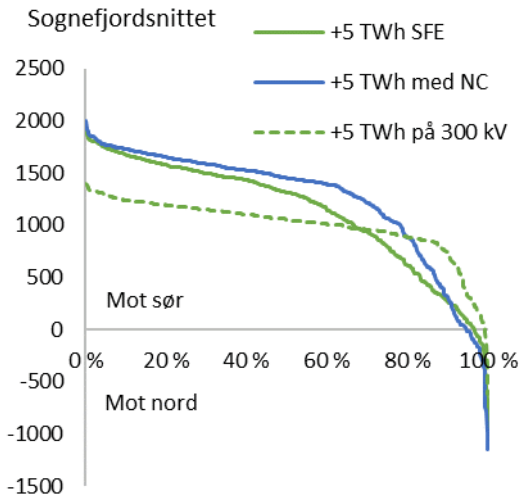
Vi forventer økt flaskehals på Sognefjordsnittet og Sogndal-Aurland mot 2025. De viktigste driverne for dette er ny produksjon nord for Sognefjorden og de nye mellomlandsforbindelsene lenger sør. Ved ytterligere vekst i produksjon øker størrelsen på flaskehalsen raskt. Den planlagte oppgraderingen av Sogndal-Aurland til 420 kV fjerner imidlertid mesteparten av flaskehalsen. I tillegg gir tiltaket mer plass til vindkraftutbygging i Sogn og Fjordane (SFE-området). En forutsetning for dette er at produksjonsfrakoblingen (PFK) som i dag er under utvikling for å håndtere begrensninger på Sogndal-Aurland, blir videreført til Sogndal-Hove-Refsdal-Modalen. Ved en utbygging utover 5-7 TWh ser vi igjen økende flaskehals over fjorden, men da er det 300 kV ledningen mot BKK som er den begrensende ledningen. Hvis NorthConnect blir etablert øker dette isolert sett flaskehalsen over Sognefjorden.

[14] Vi har også sett flaskehals på Hallingdalsnittet i perioder om vinteren med høyt forbruk.

Mot 2040 ser vi at prisene nord for Sognefjorden faller sammenlignet med resten av Sør-Norge selv om overføringsbehovet ut av regionen ikke øker. Årsaken er at vi både får mer flaskehals sørover i Gudbrandsdalen og på snitt 2 i Sverige, blant annet drevet av mer vind nord i Sverige. Dette bidrar til lavere priser også nord på Vestlandet. I praksis betyr dette at vindkraft nord på Vestlandet i større grad konkurrerer med vind nord for Dovre i Norge og snitt 2 i Sverige sammenlignet med vind andre steder i Sør-Norge.



Figur 3-9 Simulert flyt på Sognefjordsnittet i basis 2025 og ved utbygging av hhv 5 og 10 TWh ny vindkraft nord for Sognefjorden, gitt Sogndal-Aurland på 420 kV



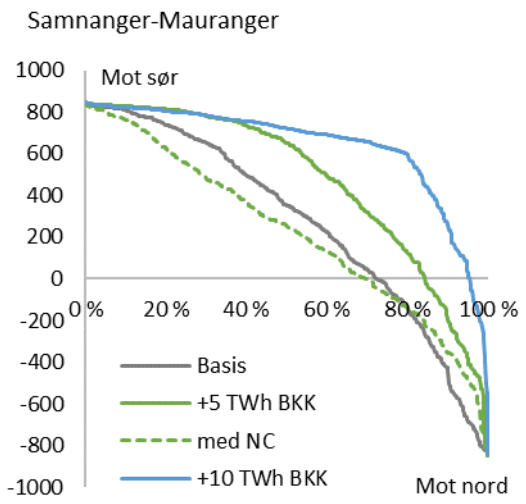
Figur 3-10 Simulert flyt på Sognefjordsnittet med hhv 5 TWh vindkraftutbygging i basis, med NorthConnect og uten Sogndal-Aurland oppgradert til 420 kV

Ledningene fra Evanger til Sauda blir flaskehals ved stor utbygging i BKK

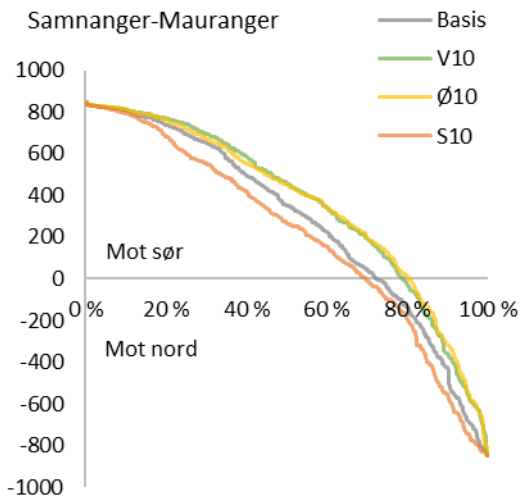
Ny produksjon i BKK-området øker belastningen i nettet fra Evanger og sør mot Sauda. Våre beregninger tilsier at ved utbygging utover 5 TWh i BKK blir det betydelig flaskehalser i dette nettet. Samtidig er dette avhengig av andre forhold.

For det første ser vi at ny produksjon i Sogn og Fjordane gir økt flaskehals sør for Evanger. Mer produksjon i Sogn og Fjordane vil dermed være i konkurranse med den i BKK. Tidligere har vi vist at økt vindkraftproduksjon på Østlandet også gir økt flyt i nettet sørover fra Samnanger. Figur 3-12 viser at produksjon på Østlandet faktisk kan gi like mye flaskehals på Samnanger-Mauranger som utbygging lokalt på Vestlandet. Her har vi imidlertid lagt 5 TWh henholdsvis nord og sør (Haugalandet) på Vestlandet.

Etablering av NorthConnect gir betydelig rom for mer produksjon i BKK og Hallingdal. Årsaken er at forbindelsen avlaster flyten sørover vesentlig i korridoren fra Samnanger til Sauda. Dessuten vil forbindelsen løfte prisen i hele Sør-Norge, og dermed øke lønnsomheten av vindkraft. Dette gjelder spesielt i et scenario med stort utbygging av vind og relativt lave kraftpriser i Sør-Norge.



Figur 3-11 Varighet for flyt på Samnanger-Mauranger i basis 2025, med 5 TWh ny vindkraft i BKK-området, med 5 TWh ny vindkraft og NorthConnect samt med 10 TWh ny vindkraft.

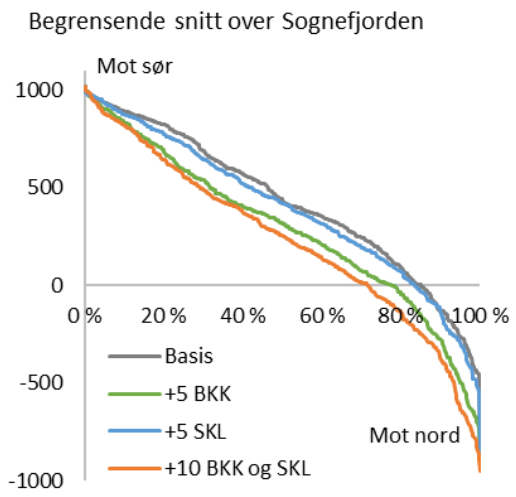


Figur 3-12 Varighet for flyt på Samnanger-Mauranger i basis 2025, med 10 TWh ny vindkraft på Vestlandet (5 TWh lagt til i BKK og 5 TWh på Haugalandet), 10 TWh på Østlandet og 10 TWh på Sørlandet.

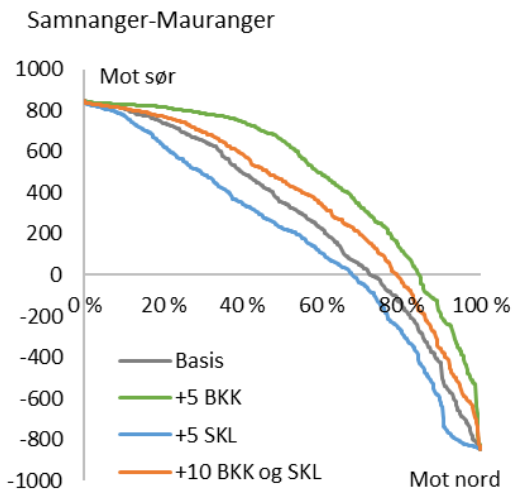
Vind på Haugalandet er trolig gunstig og avlaster flaskehalsene lenger nord på Vestlandet

Haugalandet er en del av prisområde NO2. Økt produksjon i området gir derfor i stor grad samme konsekvenser som økt produksjon i Telemark, Agder og Rogaland. Våre simuleringer indikerer at det er gunstig med ny produksjon her. Det skyldes både at vi forventer betydelig forbruksvekst lokalt og at ny produksjon her avlaster nord-sør flyten på Vestlandet.

Figurene nedenfor viser hvordan flyten over Sognefjorden og fra Samnanger og sør blir avlastet av ny produksjon sør for flaskehalsene. Vi ser at økt produksjon på Haugalandet har mest å si for flyten på Samnanger og sør, mens det har begrenset påvirkning på Sognefjordsnittet. På samme måte er det ny produksjon i BKK-området som har mest å si for avlastning på Sognefjordsnittet, mens den pålaster ledningen sør for Samnanger.



Figur 3-13 Varighet på flyten for det begrensende snittet over Sognefjorden i basis samt ved utbygging av vindkraft sør for flaskehalsen.

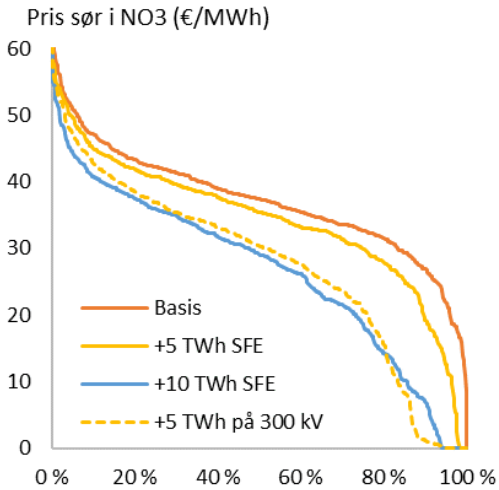


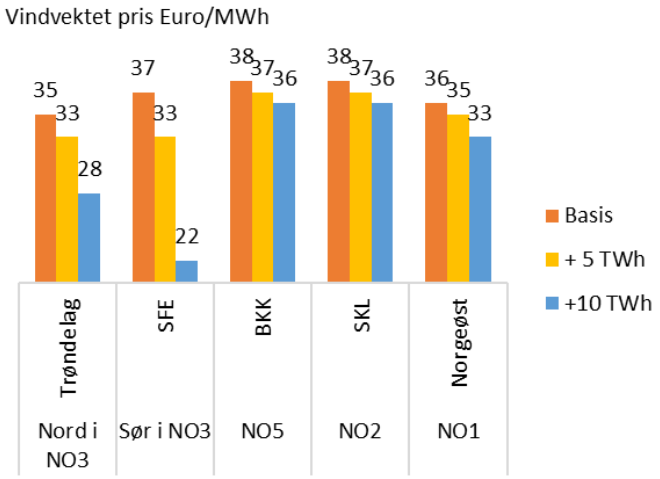
Figur 3-14 Varighet på flyten på Samnanger-Mauranger i basis samt ved utbygging av 5 TWh nord for, sør for og på begge sider av flaskehalsen.

Flaskehalser i nettet gjør at utbygging på Vestlandet får størst prisvirkning lokalt

Vi har delt Vestlandet i tre områder[15] i vår modell for å kunne få frem konsekvenser av flaskehalsene internt i området. Vi forventer få flaskehalser både internt og ut av området mot 2025. Områdene har dermed stort sett like priser med resten av Sør-Norge. Dette endrer seg når vi øker vindkraften.

Prisene faller raskest i SFE-området ved utbygging nord for Sognefjorden[16]. Uten Sogndal-Aurland oppgradert blir det stor nedgang i de lokale kraftprisene. Med oppgradering viser våre simuleringer at 5 TWh økt vindkraftproduksjon fører til en reduksjon i vindvektet pris på 4 €/MWh. Gjennomsnittsprisen i området blir redusert noe mindre, med 2 €/MWh. Hvis vi legger inn opp mot 10 TWh blir flaskehalsen over Sognefjorden så stor at vi får perioder med priskollaps og svært lav inntjening til vindkraften. Priseffekten er størst nord for Sognefjorden, men vi ser noe lavere priser også lenger sør på Vestlandet, i Midt-Norge og på Østlandet.



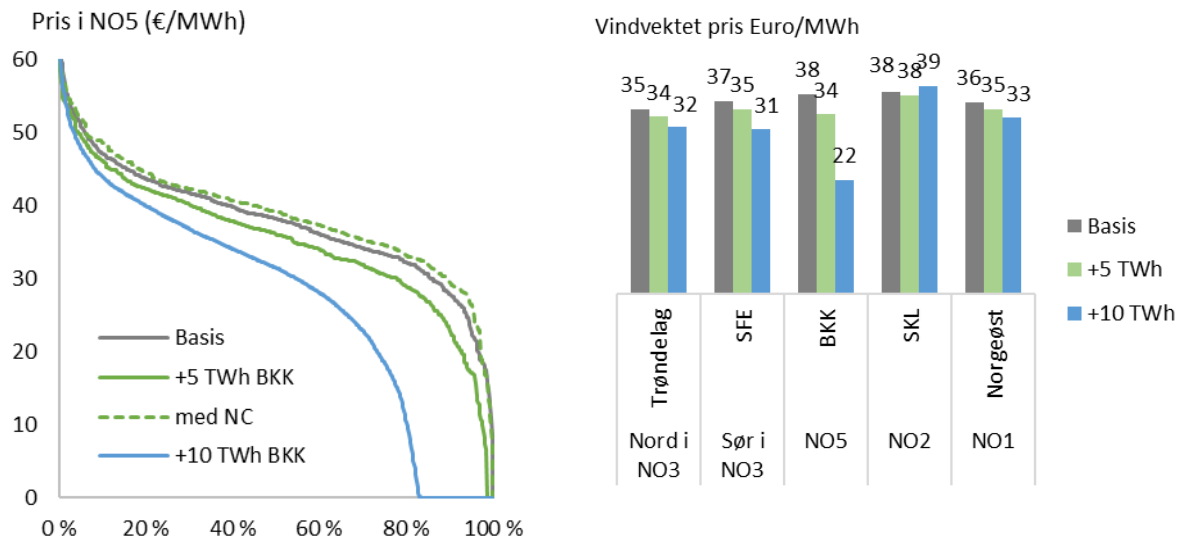


Figur 3-15. Simulert pris i Basis og ved utbygging av hhv 5 og 10 TWh vindkraft nord for Sognefjorden,

[15] SFE, BKK og SKL

[16] Dette gjelder også hvis det kommer ny produksjon på Møre.

Fordi flaskehalsen fra Samnanger og sør øker i takt med utbygging i BKK-området får ny vindkraft størst påvirkning på prisen i NO5 og i områdene nord for Sognefjorden. Våre beregninger gir en reduksjon på 4 €/MWh i vindvektet pris og 2 €/MWh i gjennomsnittspris ved 5 TWh utbygging i BKK. Vi ser også det ikke er markedsmessig plass til å bygge 10 TWh i området. I et slikt case blir flaskehalsen for stor både på Samnanger-Mauranger og på snitt mot nord-ost[17]. Utbygging i BKK-området reduserer prisen også en del i områdene nord for Sognefjorden, mens flaskehalser begrenser prisvirkningen i andre områder i Sør-Norge. Et spesialtilfelle ser vi i tilfellet med 10 TWh vind. Da blir det så stor flaskehals på Samnanger-Mauranger at prisen i SKL-området faktisk går opp. Dette er en konsekvens av flytbasert markedskobling, som kan løse flaskehalsen ikke bare gjennom å redusere prisen (og produksjonen) i området ovenfor flaskehalsen, men også gjennom å øke prisen (og produksjonen) i området nedenfor.



Figur 3-16. Simulert pris i Basis og ved utbygging av hhv 5 og 10 TWh vindkraft i BKK-området

Utbygging på Haugalandet har tilsvarende effekt som annen utbygging i NO2, siden det ikke er flaskehals på Saudasnittet.

3.5 Midt-Norge: Flere flaskehalser, sør i området bedre egnet enn nord

Transmisjonsnettet i Midt-Norge fra Namsos til Viklandet/Aura består hovedsakelig av en 420 kV ledning i parallell med en 300 kV med forgreininger til Sverige, Vestlandet og Østlandet. Vi viser her hovedsakelig hvordan 5 TWh ny produksjon ulike steder i Midt-Norge påvirker systemet, selv om vi også har sett på opp mot 10 TWh. Årsaken til at mengden vi ser på er lavere enn i Sør-Norge skyldes at det langt raskere oppstår flaskehalser i denne delen av nettet. Dette gjelder spesielt hvis ny produksjon kommer nord for Klæbu. Fra et nettperspektiv et det derfor bedre med ny produksjon på Møre og Nordmøre.

Vi forventer økt flyt gjennom Midt-Norge til 2025 og det kan oppstå timer med flaskehals internt

Midt-Norge har tradisjonelt hatt et stort underskudd som hovedsakelig har blitt dekket av import nordfra og i noen tilfeller fra Sverige. Da mesteparten av underskuddet er på Møre gir dette også høy flyt gjennom området. De neste 5-10 årene forsterkes denne flyten ytterligere på grunn av vindkraftutbygging nord i området og i Nord-Norge, sterkere nett nordover, kabler fra Sør-Norge og noe mer forbruk på Møre.

[17] Risiko for overlast på Samnanger-Sima ved utfall Sogndal-Hove

I dag går prisområdet mellom NO4 og NO3 nord for Namsos. Når produksjonen på Fosen kommer vil det være høyere flyt sør for Namsos. Likevel vil ikke prisområdegrensen mellom NO4 og NO3 flyttes sørover. Bakgrunnen for dette er at ved feil vil produksjonen på Fosen tas ut på PFK. Fordelen med å beholde prisområdet der det er i dag er at handelskapasiteten ikke avhenger av en TSO-prognosering av produksjonsnivået på Fosen slik det ville gjort om vi flyttet grensen sørover.

Våre analyser indikerer videre at den store økningen i flyt gjennom Midt-Norge også kan gi flaskehals internt i dagens prisområde mellom Klæbu og Aura/Viklandet. Imidlertid er det knyttet mer usikkerhet til størrelsen på denne flaskehalsen enn normalt, blant annet fordi vi har et avvik mellom simulert flyt og historiske observasjoner på ledningene mot Møre[18]. Det er derfor sannsynlig at våre simuleringer overdriver flaskehalsen. På grunn av at vi har en del timer med flaskehals har vi i denne analysen valgt å ha den nye vindkraften som er under bygging i Snillfjord på PFK for å øke utnyttelsen av nettet.

Vi ser også betydelig økt eksport sørover mot Vestlandet og Østlandet sammenlignet med i dag. I en del timer kan det trolig oppstå flaskehals i Gudbrandsdalen. På Vestlandet er det over Sognefjorden vi ser den neste flaskehalsen[19]. Våre simuleringer tyder på at flyten mot Sverige påvirkes mindre i første omgang fordi utviklingstrekk som trekker mot henholdsvis høyere og lavere flyt utligner hverandre.

Ny produksjon nord for Klæbu og på Fosen møter på mange flaskehalser

Figur 3-17 viser at ny produksjon nord for Eidum vil øke belastningen mye på det allerede høyt belastede Verdalsnittet. Dette gir sterk økning i flaskehalser flere steder. Her er det ikke bare enkeltledninger som begrenser men flere ledninger og snitt i kombinasjon. De største vil være i nettet mellom Namsos og Klæbu sør for der den ny produksjonen kommer. I tillegg blir mer av overskuddet i Nord-Norge presset mot Sverige slik at flaskehalsene knyttet til snittene der Often-Ritsem og Røssåga-Ajaure inngår blir større. Lenger sør blir flaskehalsene mot Sverige, Møre og til dels Østlandet større

Ny produksjon under stasjonene Klæbu og Nea vil ikke pålaste Verdalsnittet, men forsterker ytterligere den begynnende flaskehalsen mot Møre hvor kapasiteten på 300 kV ledningen fra Klæbu til Aura er begrensende[20]. Her må vi igjen gjøre oppmerksom på at våre simuleringer sannsynligvis overdriver flyten over dette snittet og dermed størrelsen på flaskehalsen. Likevel mener vi konklusjonen om at dette oftere blir en flaskehals ved en utbygging fra Klæbu og nordover er robust[21]. Videre gir økt flyt mot Møre større belasting på nett videre sørover. Dette gir potensielt mer flaskehals i Gudbrandsdalen. Og over Sognefjorden. Vi diskuterer dette nærmere under når vi ser på mer produksjon på Møre.

Mellom Trøndelag og Sverige (Nea-Jerpstrømmen) ser vi i utgangspunktet ganske små endringer mot 2025 fordi utviklingstrekk som har motsatt påvirkning på flyten utligner hverandre. Når vi øker produksjon ytterligere i Midt-Norge øker derimot flyten og antall timer med flaskehals. Ved 5 TWh blir dette en betydelig flaskehals. Her er imidlertid eksportkapasiteten 600 MW, mens importkapasiteten

---

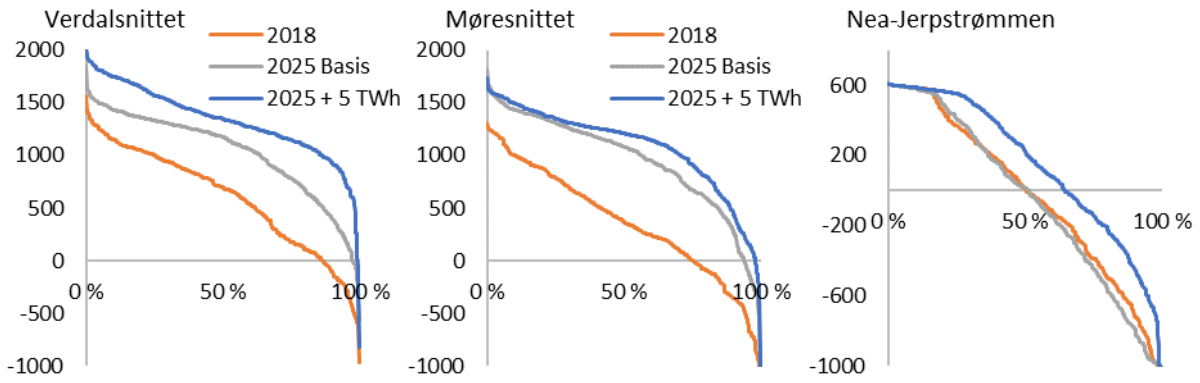
[18] Gjelder ved simulering av kraftsystemet sånn det er i dag. Det er flere mulige årsaker til at modellsimuleringene overdriver flyten på dette snittet.

[19] Se kapittelet om Vestlandet

[20] Vi har lagt inn i våre beregninger PFK på 250 MW vindkraft som bygges i Snilldal nå. Dette reduserer flaskehalsen mellom Møre og Trøndelag

[21] Et annet spørsmål er hvordan flaskehalsen løses, da dette ikke er prisområdegrense i dag. Uten nye markedsområder må den derfor løses med spesialregulering. Våre konklusjoner er likevel uavhengig av hvordan flaskehalsen løses (se diskusjon om prisvirkninger under).

er 1000 MW. Hvis kapasiteten kan økes til 1000 MW også i eksport forsvinner en god del av denne flaskehalsen.



Figur 3-17 Varighetskurver for kraftflyt i tre ulike modellsimuleringer. Basisdatasett for 2018 og 2025 i tillegg til med 2025 med 5 TWh ny produksjon i Nord-Trøndelag

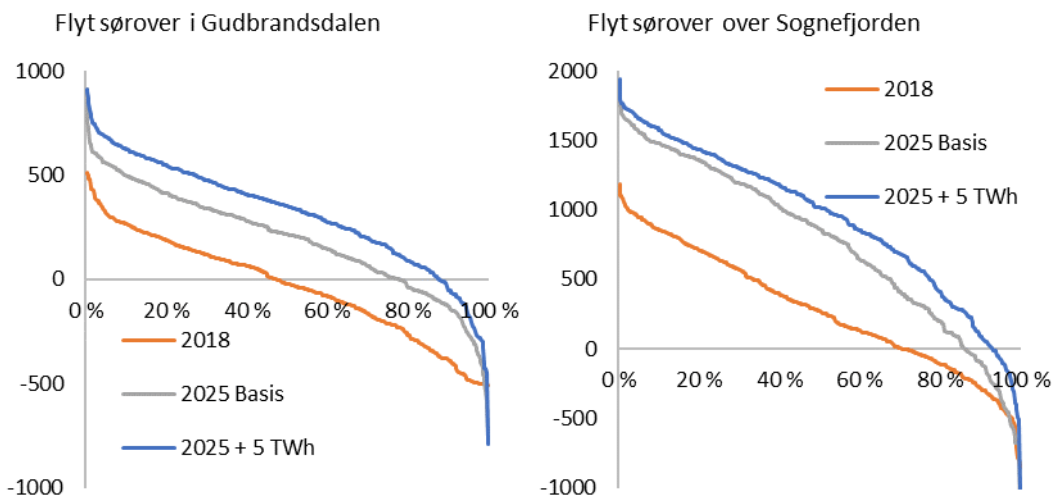
Planene om sammenkopling over Trondheimsfjorden er skjøvet ut i tid

Statnett har konsesjon til bygge en forbindelses mellom Åfjord og Snilldal (over Trondheimsfjorden), samt å spenningsoppgradere strekningen fra Surna til Aura. Dette vil gi to sammenhengende 420 kV ledninger mellom Namsos og Aura/Viklandet og dermed legge til rette for mer produksjon på Fosen og i indre strøk mellom Namsos og Klæbu. 2015 fikk Statnett forlenget frist for idriftsettelse av Åfjord-Snilldal basert på en vurdering av behovet for forbindelsen. Vi påpekte da at mer vindkraft på Fosen og nord for Klæbu utover de planene vi er kjent med i dag kunne være en driver for tiltaket. Videre påpekte vi at tiltaket sannsynligvis måtte ses i sammenheng med overføringsbehovet nordfra.

Mer gunstig med produksjon på Møre, men det vil bli mer flaskehals både mot Østlandet og Sverige

Med tanke på den høye flyten sørover mellom Tunnsjødal og Viklandet/Aura, er det gunstig med produksjon i Møre og Romsdal vest for Viklandet stasjon. Når vi legger til ny produksjon her ser vi at det avlaster flyten inn mot Aura/Viklandet fra nord vesentlig, men også noe lenger nord i Trøndelag. Samtidig gir det mer flyt på ledningene mot Østlandet, sørover på Vestlandet og mot Sverige.

Våre simuleringer indikerer at den største flaskehalsen med mer produksjon på Møre oppstår i nettet mot Østlandet gjennom Gudbrandsdalen. Dessuten ser vi noe mer flyt mot Vestlandet. Dette gir igjen økt flaskehals lenger syd på Sognefjordsnittet. Flaskehalsen mot Sverige øker også, men noe mindre enn hvis produksjonen kommer lenger nord.



Figur 3-18 Varighetskurver for kraftflyt i Gudbrandsdalen og over Sognefjorden i basisdatasettene for 2018 og 2025, i tillegg til 2025 med 5 TWh ny produksjon på Møre.

Vindkraft i Midt-Norge, spesielt fra Klæbu og nordover reduserer prisene betydelig

I forventing har vi at prisene i Midt-Norge i 2025 ligger mellom Sør og Nord-Norge. I våre simuleringer er det som vi skrev over en intern flaskehals gjennom området fra Klæbu til Viklandet/Aura. Blant annet for å frem konsekvensene av denne flaskehalsen har vi i modellen splittet området i to, Trøndelag og Møre. I forventning ligger prisene i Trøndelag ca. 2 €/MWh lavere enn i Møre[22]. I virkeligheten er området i dag et prisområde og en eventuell flaskehals må i utgangspunktet løses med spesialregulering. Hvis flaskehalsen håndteres med spesialregulering tror vi prisen i det samlede området vil ligge nærmest det våre simuleringer viser for Trøndelag. Prisforskjeller i modellen uttrykker uansett at det er begrensinger i nettet som får økonomiske konsekvenser.

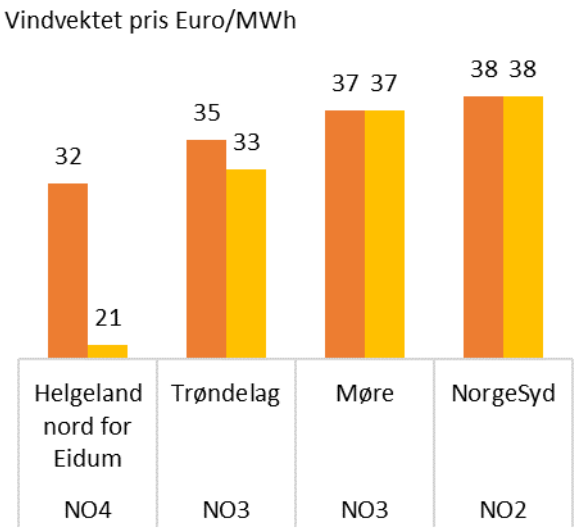
Figur 3-19 viser prisnedgangen i ulike områder av å legge inn 5 TWh ny produksjon nord for Klæbu. Når vi har sett på en videre utbygging av vind i dette området har vi valgt å ikke legge denne på PFK. Årsaken er at muligheten for å legge mer produksjon på PFK i området vil være begrenset siden vi er i ferd med å nærmere oss dimensjonerende feil for Norden.[23] I praksis betyr dette at Statnett må løse flaskehalsen enten ved bruk av spesialregulering eller å flytte prisområdegrensen. I simuleringene håndteres dette på samme måte gjennom inndelingen i modellområder, og der har vi derfor flyttet områdegrensen mellom Nord-Norge og Trøndelag til sør for Eidum. Eidum er den sørligste punktet vi har lagt inn ny produksjon.

Konsekvensen av de store flaskehalsene er at prisen i hele Norge nord for Eidum reduseres mye. Prisene vindkraften oppnår synker til ned mot 20 €/MWh. I tillegg til flaskehals i nettet mellom Eidum og Klæbu ser vi at dette skyldes økt flyt på ledningene som går fra Nord-Norge mot Sverige.

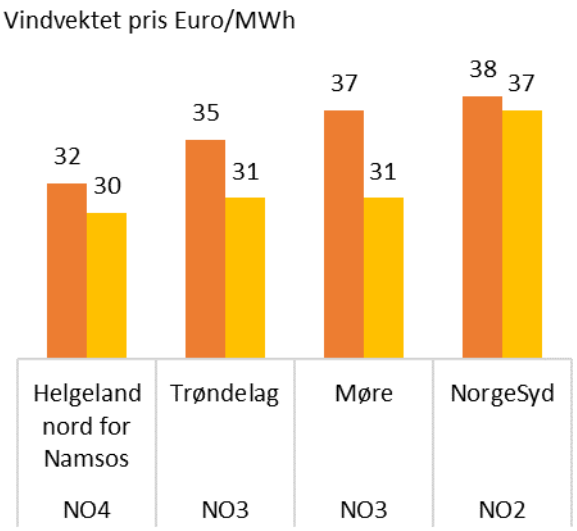
De store flaskehalsene omtalt over gjør at prisene lenger sør påvirkes lite. Prisen i det som gjenstår av Trøndelag går noe ned som følge av noe økt flaskehals mot Møre og Sverige over Nea. I resten av landet er prisnedgangen marginal.

[22] Slik vi skrev over tror vi at modellen vår overdriver hvor stor denne flaskehalsen blir ved intakt nett.

[23] Denne er i 2025 på 1400 MW bortfall av produksjon. Ved feil må Statnett i tillegg til produksjonen på Fosen, også ta ut produksjon i Nord-Norge for å holde flyten under hva ledningene tåler.



Figur 3-19 5 TWh vindkraft-produksjon i Nord-Trøndelag



Figur 3-20 5 TWh vindkraft-produksjon på Møre. I denne simuleringen har det ikke vært nødvendig å flytte områdegrensen mellom Helgeland og Trøndelag

Vi har også testet 5 TWh ny vindkraft under stasjonene Nea og Klæbu. I disse simuleringene synker prisen i Trøndelag og Nord-Norge til rundt 26 €/MWh[24] på grunn av økt flaskehals mot Møre og Sverige over Nea. Flaskehalsene øker altså betydelig, men ikke like mye som av vind nord for Verdalsnittet. Her må vi i presisere at det er usikkert hvordan flaskehalsene internt i Norge blir håndtert i faktisk drift.

Ny produksjon på Møre avlaster flyten nord-sør fra Tunnsjødal til Aura/Viklandet. Derfor er flaskehalsen mellom Trøndelag og Møre noe mindre sammenlignet med forventning når vi legger til økt produksjon her. Samtidig oppstår det mer flaskehals i Gudbrandsdalen, mot Sverige over Nea og over Sognefjordsnittet lenger sør. Vi ser at dette gir relativt små prisforskjeller i Norge nord for Dovre fordi prisen synker mer i Midt-Norge enn i Nord-Norge. Prisen som vindkraft oppnår i disse områdene ligger på rundt 30 €/MWh.

I resten av Sør-Norge ser vi omtrent ingen påvirkning på kraftprisene bortsett fra at noe mer flaskehals på Sognefjordsnittet reduserer prisene noe i Sogn og Fjordane.[25] Slik vi omtalte i kapittelet om Vestlandet over vil ny produksjon i Sogn og Fjordane i stor grad gi samme effekter på flyt og flaskehalser som på Møre. Det er naturlig at større utbygginger disse stedene ses i sammenheng.

Vind på Møre og under stasjonene Klæbu og Nea gir betydelig økt flaskehals mot Sverige over Nea. Hvis eksportkapasiteten kan økes til 1000 MW, tilsvarende importkapasiteten, reduseres flaskehalsen en god del. Dette vil igjen dempe prisnedgangen av ny produksjon. For eksempel så vi at 5 TWh ny under Klæbu/Nea reduserte oppnådd kraftpris for vind i Trøndelag fra 35 €/MWh til 26 €/MWh. Øker kapasiteten til 1000 MW stiger oppnådd kraftpris til ca. 30 €/MWh i dette tilfellet.

Vindkraft i Midt-Norge er i konkurranse med vind i Nord-Sverige

Med utvidelsen av det svenske sertifikatmarkedet skal det etableres 38 TWh ny produksjon i Sverige frem til 2030. Vi har i utgangspunktet lagt til grunn en vekst i SE1 og SE2 på til sammen 10 TWh ny vindkraftproduksjon i vårt basisdatasett for 2025. Utbyggingen vil trolig gå fortere enn dette og

[24] Vi har ikke vist priseffekten av ny vindkraft under Klæbu og Nea i figur.
[25] I modellen er dette områdene Nordvest og IndreSogn

fortsette i årene etter 2025. Vi har derfor gjort en simulering med 15 TWh mer vind i Nord-Sverige. Vi ser at dette gir økt flaskehals mellom SE2 og SE3, og dermed lavere priser i de to nordligste prisområdene i Sverige. Da Midt-Norge i høy grad er prismessig koblet mot disse to områdene ser vi prisene reduseres nesten like mye. På den andre siden blir prisene i Sør-Norge i mindre påvirket. Sammenlignet med basis gjør dette at produksjonsvektet pris for vindkraft synker med om lag 3 €/MWh nord for Dovre, mens den bare synker med 1 €/MWh i Sør-Norge.

Trolig rom for noe produksjon på Møre – vind nord for Klæbu avhengig av konsesjonsgitte nettiltak
Vi må presisere at vi har få erfaringer med de flytmønstrene og flaskehalsene vi forventer ved en ytterligere utbygging i Midt-Norge. Det gjør at det knyttet mer usikkerhet til våre beregninger enn det som er normalt. Likevel mener vi at konklusjonen om at vindkraft nord i regionen vil møte på vesentlige flaskehalser tilsvarende de vi ser ved utbygging i Nord-Norge er robust. En utbygging på Møre vil også føre til mer flaskehals og lavere kraftpriser, men vesentlig mindre enn i Nord-Trøndelag. Våre analyser tyder på at med tanke på flaskehalsene og hvor fort vindvektet pris faller ved utbygging så er det trolig begrenset rom for utbygging her. Men med sammenkopling over Trondheimsfjorden og spenningsoppgradering mellom Surna og Aura vil konsekvenser på flaskehalser og priser av ny vindkraft mellom Namsos og Klæbu i stor grad ligne de vi ser av ny vind på Møre.

3.6 Nord-Norge: Raskt flaskehals og reduserte priser ved økt vindkraftproduksjon

Det er generelt gode vindforhold i de nordlige delene av landet og det har blitt fattet flere investeringsbeslutninger i løpet av siste halvdel av 2017 og starten på 2018. I vårt forventningsdatasett for 2025 har vi lagt til 450 MW vind som er investeringsbesluttet. Det er stort potensiale for flere utbygginger.

Samtidig gir en kombinasjon av en rekke begrensinger og økende flyt i nettet mange timer med flaskehals både internt og spesielt ut av området. Vi forventer derfor lavere pris i Nord-Norge enn i resten av landet, med vindkraften som nå har endelig investeringsbeslutning. Våre analyser indikerer også at de lokale prisene faller raskt ved en ytterligere utbygging. Motsatt vil økt forbruk redusere flaskehalsene og isolert sett legge til rette for mer vindkraft. Vi ser nærmere på dette i kapittel 4.

Ikke kapasitet til mer vind i Øst-Finnmark uten nytt nett – vi har søkt om fritak for tilknytningsplikten
Det er i dag 175 MW vindkraft som har konsesjon i Øst-Finnmark. Imidlertid er det ikke kapasitet i nettet mellom Øst- og Vest-Finnmark til en så stor utbygging. For å legge til rette for vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark må vi derfor bygge transmisjonsnettsledning enten fra Vest-Finnmark (Skaidi-Varangerbotn) eller fra Finland.

På grunn av øvrige begrensninger i transmisjonsnettet i Finnmark vil Skaidi-Varangerbotn kun legge til rette for rundt kun 300 MW ny produksjon. Vi mener derfor ny vindkraft alene ikke gjør prosjektet samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette er bakgrunnen for at vi i mars 2018 søkte om dispensasjon fra tilknytningsplikten for vindkraften med konsesjon i området. For å lese mer om analysene og forutsetningene bak denne konklusjonen, se rapporten "Vindkraft i Øst-Finnmark - Muligheter og konsekvenser, Statnett (2018)". Som en konsekvens av dispensasjonssøknaden har Statnett også satt i gang et initiativ for å kartlegge mulighetene for forbruksvekst i området.

Hvor mye kapasiteten øker ved en ny forbindelse mot Finland er usikkert. Statnett og Fingrid skal gjennomføre en felles analyse av denne korridoren i forbindelse med Nordisk nettutviklingsplan 2019.

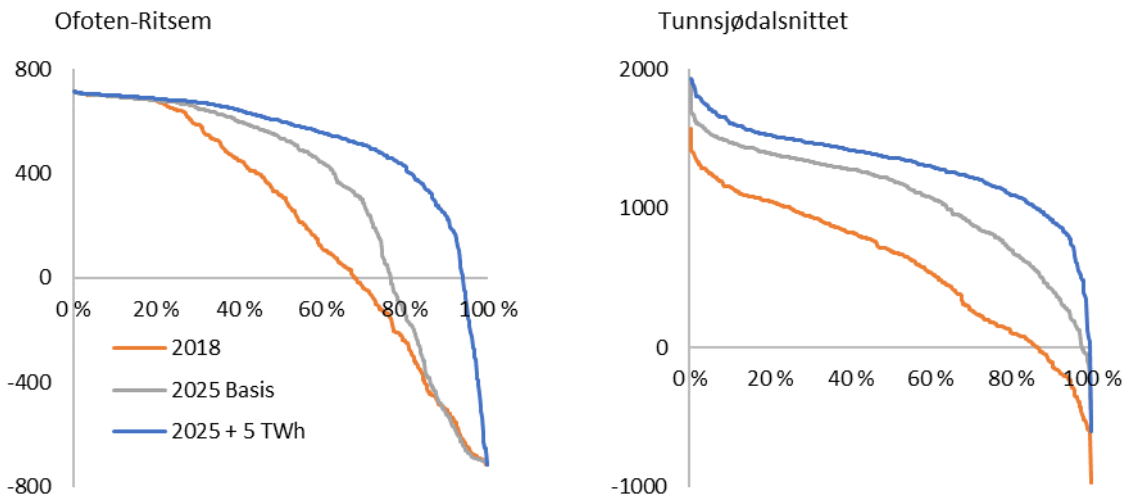
Skaidi-Varangerbotn eller en ny ledning mot Finland er store investeringer med lange lede og levetider. Selv om vi beslutter nettinvesteringer vil det ta lang tid før tiltaket er idriftsatt. I analyserapporten

"Kraftsystemet i Finnmark", Statnett (2016), estimerte vi ledetiden for nye transmisjonsnetts-forbindelser inn til Øst-Finnmark til å være åtte år.

Mer ledig kapasitet i nettet lenger sør men også lokale begrensninger her
I Vest-Finnmark er det kapasitet til økt produksjon. Som følge av lange avstander ser vi imidlertid etter hvert behov for kompensering langs 420 kV-ledningen fra Skaidi mot Balsfjord, og også mot Ofoten, ved tilknytning større volumer ny produksjon. Geografisk plassering vil påvirker resultatene med hensyn til når kompenseringsbehovet oppstår.

Fra Ofoten og videre sørover i Norge går det én 420 kV ledning til Nedre-Røssåga, med flere stasjoner og innmating av produksjon fra både vind- og vannkraftproduksjon. Her kan det oppstå begrensninger i transformatorkapasiteten, i tillegg til mulige lokale begrensninger. Denne problemstillingen ser vi blant annet i Sørnettet på Lofoten.

Nettet ut av Nord-Norge er høyt belastet i 2025 – ny produksjon vil raskt møte på flaskehalser
I fravær av større forbruksvekst forventer vi at overskuddet i dagens NO4 øker vesentlig til 2025. Figur 3-21 viser hvordan dette øker flyten sørover mot Midt-Norge og på ledningen fra Ofoten til Ritsem sammenlignet med i dag, samt konsekvensen av ytterligere 5 TWh ny vindkraft. Den nye vinden er jevnt fordelt mellom Troms og Nordland.



Figur 3-21 Simulert flyt på Ofoten-Ritsem og Tunnsjødalsnittet i vårt basisdatasett for 2018 og 2025, samt med 5 TWh ekstra vind i 2025.

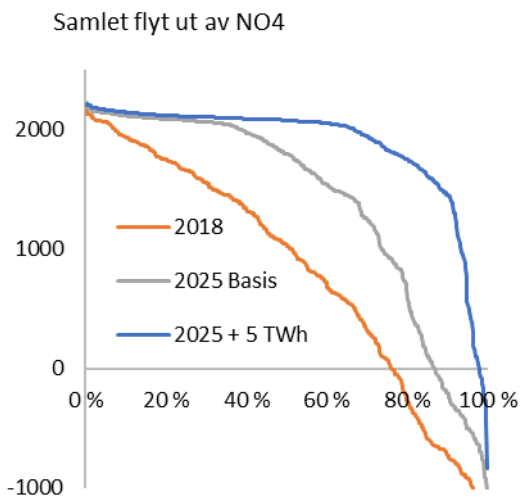
Samtidig er flere begrensende snitt i Nord-Norge, der en eller flere av ledningene gjerne inngår i kombinasjon med en av de fire korridorene ut av området:

- 220 kV ledning fra Varangerbotn mot Finland
- 420 kV ledning fra Ofoten til Ritsem inn i elspotområde SE1
- 220 kV ledning fra Nedre-Røssaga til Gejmån i elspotområde SE2
- En 420 kV ledning og en 300 kV ledning i parallell fra Tunnsjødal inn i elspotområde NO3

Alle disse begrensingene gjør overskuddet i området kan bli ca. 2000 MW før det oppstår flaskehals.[26] I dag ser vi at denne kapasiteten er nok til å unngå flaskehals i de fleste timer, men til 2025 vil vi ofte

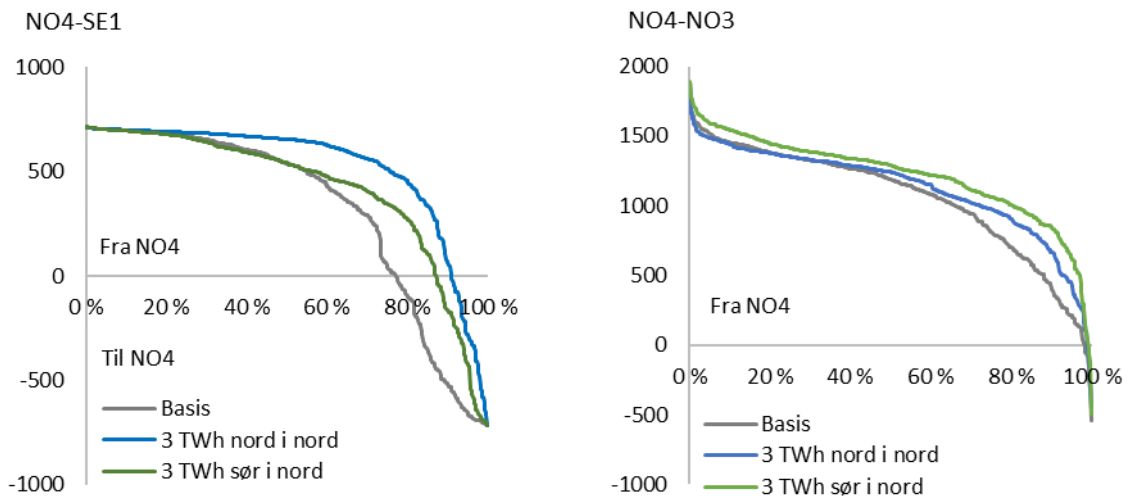
[26] Tallet vil til en viss grad avhenge av produksjonsfordelingen internt.

stange mot denne grensen selv uten ny produksjon utover hva som er investeringsbesluttet. Nye prosjekter øker antall timer betydelig uansett om den bygges nord eller sør i landsdelen.



Figur 3-22 Samlet simulert flyt ut av NO4 i 2018, 2025 og i 2025 med 5 TWh mer vindkraft

For å vise illustrere hvordan flaskehalsene avhenger av geografisk plassering har vi sett på effektene av å legge til 3 TWh nord og sør i Nord-Norge. Figur 3-23 viser tydelig at produksjon lengst nord øker flyten på Ofoten-Ritsem vesentlig mer enn lenger sør. På den andre siden øker flyten på ledningene mot Trøndelag mer når vi øker produksjonen lenger sør. Kurvene under kan tyde på at det oppstår relativt sett mer flaskehals desto lenger nord produksjonen kommer. Samtidig, som vi ser på under, synker prisene i Nord-Norge omtrent like mye uavhengig av hvor den nye kraften kommer internt. Det indikerer at vi er i en situasjonen der nettet er så høyt utnyttet og det er så mange begrensninger at det lett oppstår flaskehalser ved ny vindkraft. Vi så også i kapittelet om Midt-Norge at hvis det kommer større utbygginger nord for Klæbu vil det gi omtrent like stor økning i flaskehalser som ny produksjon sør i Nordland.



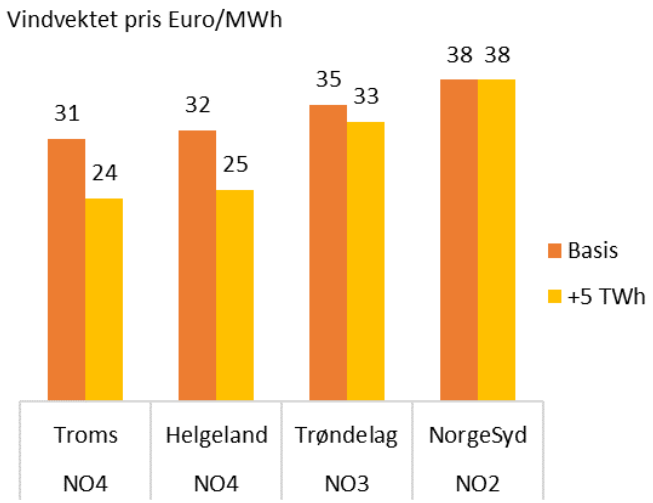
Figur 3-23 Vi ser flaskehals på Ofoten-Ritsem på tross av at det er ledig kapasitet sørover gjennom Norge . Figuren til venstre viser flyten på Ofoten-Ritsem i vårt basisdatasett, og når vi har økt med 3 TWh vindkraftproduksjon nord og sør i området. Til høyre er simulert flyt på Tunnsjødalsnittet mellom NO4 og NO3

Prisene i nord faller raskere enn i øvrige områder når vi øker produksjonen

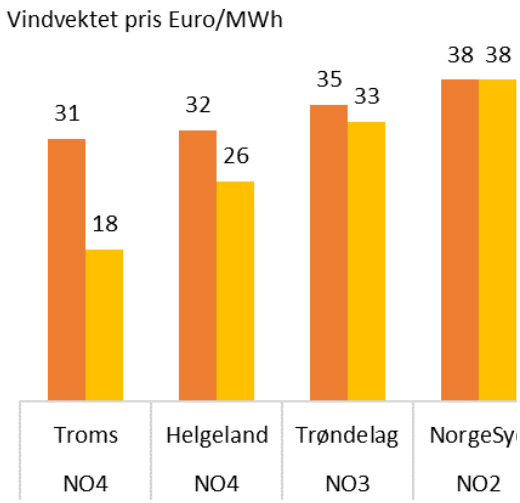
I våre simuleringer er Nord-Norge delt i to områder, der skillet går mellom Salten stasjon og Svartisen kraftverk. Bakgrunnen for dette er at flaskehalsene i og ut av området blir påvirket av produksjons-fordelingen internt. I utgangspunktet er prisen i de to områdene omtrent like i vårt forventnings-scenario, og vesentlig lavere enn i resten av landet. I Nord-Norge ligger den produksjonsvektet prisen vindkraft oppnår på ca. 30 €/MWh, mens den i Sør-Norge ligger på ca. 38 €/MWh. Vi har også testet å simulere hele Nord-Norge som et prisområde. Dette gir dårligere utnyttelse av nettet slik at kraftprisen i hele regionen synker mer.

Figur 3-24 viser hvordan kraftprisene lokalt og utenfor området endres i simuleringen der vi har lagt til 5 TWh jevnt fordelt mellom Nordland og Troms. Simuleringene vår indikerer at ytterligere ny produksjon fører til rask nedgang i kraftprisene lokalt på grunn av de store flaskehalsene illustrert over. I våre simuleringer faller prisen vindkraft oppnår til under 25 €/MWh. Flaskehalsene ut av området bidrar til at prisene i resten av Norge i liten grad går ned.

Hvis utbyggingen blir mer konsentrert til enten nord eller sør i området indikerer våre analyser at det raskere oppstår flaskehals og prisene lokalt der det kommer vind reduseres enda raskere. Hvis vi for eksempel legger til 5 TWh nord for Svartisen faller vindvektet pris til 18 €/MWh i Troms. I kapittelet om Midt-Norge så vi at prisene i Helgeland falt til 21 €/MWh med 5 TWh utbygging nord for Klæbu.



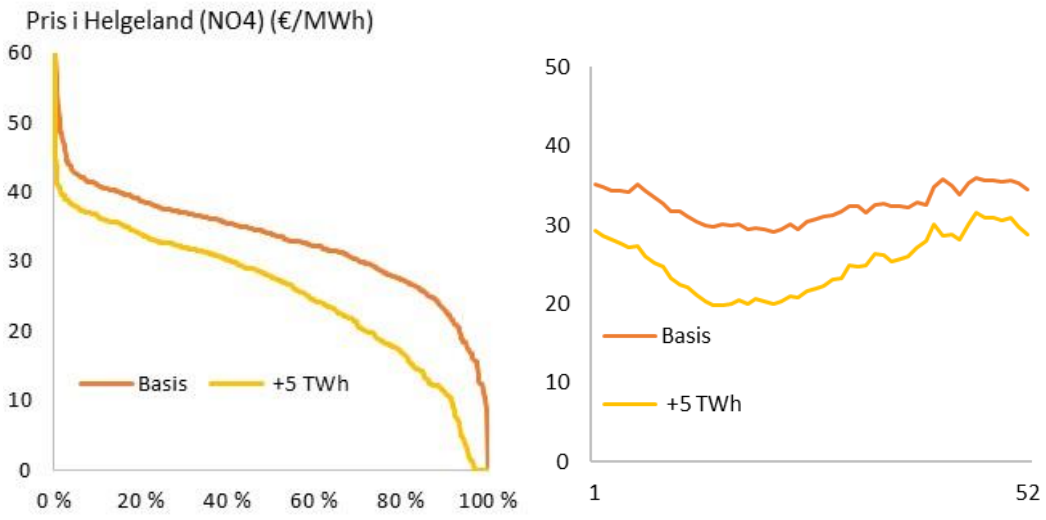
Figur 3-24 Priseffekten ved 5 TWh jevnt fordelt i Troms og Helgeland



Figur 3-25Priseffekten av 5 TWh i Troms

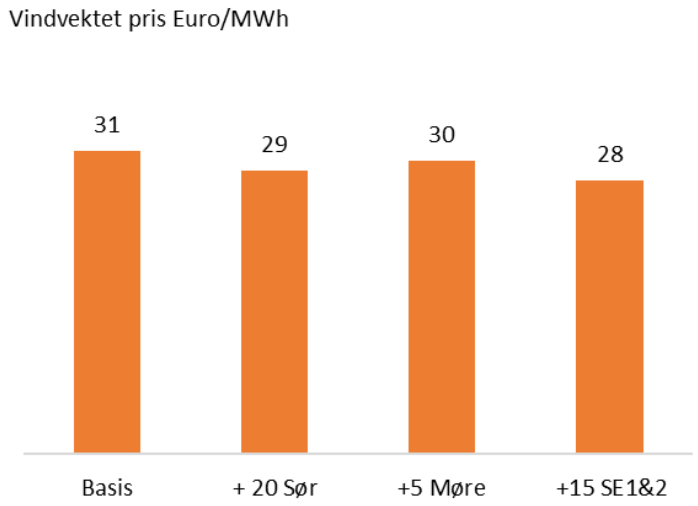
Figur 3-26 viser henholdsvis varighetskurver for kraftpris og snittprisen over uka i forventings-scenarioet og i simuleringen med 5 TWh ny vind jevnt fordelt. Disse viser at prisen synker i så å si alle timer, men noe mer i timer med mye vindkraft. Videre indikerer våre simuleringer at i noen uker blir overskuddet så stort at prisene faller til null eller nært null. Det betyr at noe av den nye vindkraften

går til spille. Grafen som viser snittprisen over året indikerer at prisen går mest ned i perioden fra mars til tidlig på sommeren.



Figur 3-26 Grafen til venstre viser varighetskurve for simulerte timespriser over 28 tilsigsår. Grafen til høyre viser snittprisen over året for alle simulerte tilsigsår.

Vi har tidligere vist hvordan ny produksjon både i Sør-Norge og Midt-Norge påvirker kraftprisen. Figuren like nedenfor oppsummerer dette, i tillegg til at den inkluderer effekten av 15 TWh ny produksjon nord for snitt 2 i Sverige. Slik som forklart tidligere har ny produksjon i Sør-Norge begrenset effekt på kraftprisene i dagens NO4 i scenarioer med betydelig flaskehals ut av Nord-Norge. I scenarioer med mindre flaskehals og likere priser i nord og sør vil imidlertid ny produksjon i sør føre til en større prisreduksjon også i Nord. Våre simuleringer indikerer at vindkraft i Nord, som den i Midt, er i konkurranse med vindkraft nord for snitt 2 i Sverige. Når vi legger til 15 TWh ny produksjon her faller vindvektet pris med ca. 3 €/MWh.



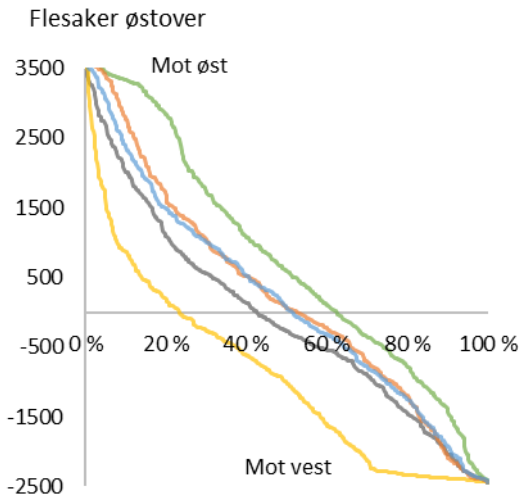
Figur 3-27 Nedgang i vindvektet pris i Nord-Norge som følge av 20 TWh ny produksjon i sør, 5 TWh på Møre og 15 TWh i Sverige nord

3.7 Utbygging i flere områder er mer realistisk – og er mer gunstig for nettet

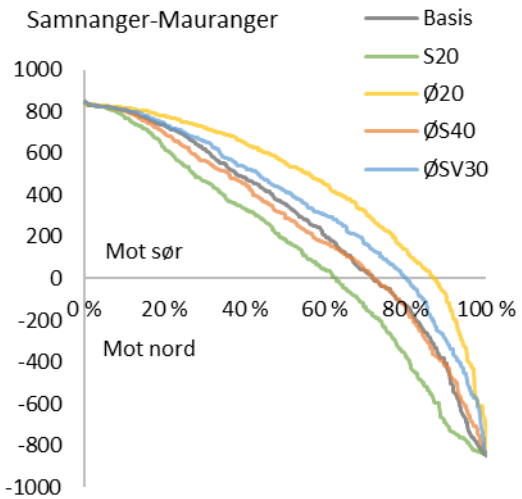
Vi har så langt valgt å vise de isolerte effektene av ny vindkraft innenfor enkelte områder for å tydeliggjøre de strukturelle flaskehalsene i sentralnettet. Her vil vi se kort på effektene av en mer jevnt

fordelt utbygging. Dette er først og fremst mer realistisk men våre analyser viser at utbygging flere steder også kan være gunstig fra et nettperspektiv. Spesielt gjelder dette i Sør-Norge. I Nord-Norge har vi allerede vist at det er gunstig med en spredning mellom nord og sør, men at det uansett vil være begrenset plass til ny produksjon.

Utbygging fordelt både på Sør- og Øst- og Vestlandet er spesielt gunstig med tanke på flyten over Flesakersnittet. I våre simuleringer der vi har fordelt opp mot 40 TWh jevnt på disse områdene ser vi at flyt og flaskehalser omtrent ikke endrer seg fra basis. Vi har tidligere vist hvordan utbygging på Sørlandet og Haugalandet avlaster flyten fra Samnanger og sørover. Dermed øker ikke nødvendigvis flaskehalsen når vi bygger både nord og sør for Samnanger. Vindkraft på Østlandet vil i langt større grad være i konkurranse med vind i BKK og Sogn og Fjordane.



Figur 3-28 Flyt på Flesakersnittet med ulike mengder og plasseringer av vind i Sør-Norge. ØSV30 betyr 10 TWh på både på Sør, Øst og Vestlandet. ØS40 betyr 20 TWh både i sør og øst



Figur 3-29 Flyt på Samnanger-Mauranger med ulike mengder og plasseringer av vind i Sør-Norge

Våre simuleringer antyder flaskehals i Gudbrandsdalen både ved stor utbygging på Østlandet og nord på Vestlandet, men med motsatt retning. Utbygging begge steder vil derfor avlaste flyten. På den andre siden er det trolig lite plass til ny produksjon nord på Østlandet på grunn av begrensinger i nettet mot Oslo.

4 Supplerende analyser av forbruk, prisnivå og utviklingen mot 2040

Våre analyser har til nå tatt som utgangspunkt forventningsscenarioet for 2025. I dette kapittelet vil vi derfor kort se på noen sentrale usikkerheter. Først ser vi på mer vekst i industriforbruk internt i Norge. Deretter lavere og høyere prisnivå enn det vi har i forventning hovedsakelig drevet av henholdsvis høyere og lavere priser på CO_2, gass og kull. Tilslutt diskuterer vi kort hvordan konklusjonene står seg i vårt 2040 datasett.

4.1 Økt forbruk øker lønnsomheten til vindkraft – spesielt i Midt- og Nord-Norge

Vi forventer vekst i norsk kraftforbruk til 2025. Dette er basert på egne analyser for alminnelig forsyning og vurderinger av kjente planer for nyetablering og utvidelse av industriforbruk. Naturlig nok er det knyttet usikkerhet til en del av disse forutsetningene, blant annet kan det være mulig med større vekst i ny industri enn det vi legger til grunn.

Våre analyser indikerer at forbruksvekst kan legge til rette for mer vindkraft, spesielt i Nord-Norge. Her avlaster mer forbruk flaskehalsene ved eksport og øker kraftprisene. I Sør-Norge skal det mye større volum forbruk til for å løfte kraftprisene. Vi har, som når vi har sett på vindkraft, sett bort fra lokale begrensninger som kan gi behov for nettinvesteringer ved større økninger i forbruket.

Forbruksvekst kan legge til rette for mer vind i Nord og Midt-Norge med intern samlokalisering

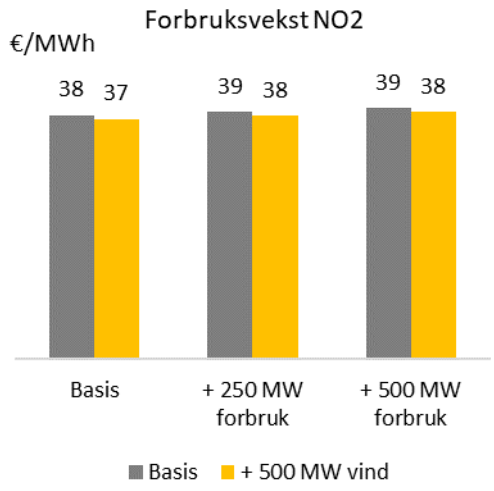
Det er mange forhold som er med å bestemme lokalisering av ny industri. Med vår forventing om lavere kraftpriser i Nord gir dette et insentiv til å lokalisere prissensitiv industri og næringsutvikling dit. I våre sensitiviteter med forbruksvekst har vi valgt å legge til grunn forbruk med jevnt effektuttak. For å få mest gunstig effekt på flaskehalsene har vi i utgangspunktet samlokalisert ny produksjon og nytt forbruk.

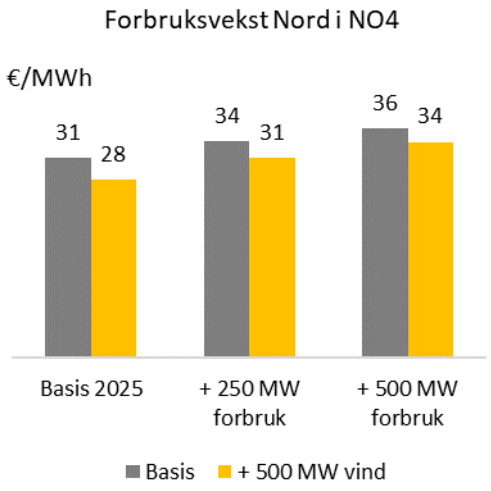
Figur 4-1 og figur 4-2 viser effekten på vindvektet pris av henholdsvis 250 og 500 MW nytt kraftintensivt forbruk i NO2 og i NO4, i vårt basisscenario, og i et scenario med 500 MW ekstra vindkraft. Vi har allerede vist at kraftprisen i Sør-Norge er lite sensitiv for endringer i produksjonsparken internt i området, og dette gjelder også for endringer i forbruket. Forbruksvekst i Sør-Norge har dermed mindre å si for lønnsomhet av ny vindkraft.

I Nord-Norge løfter derimot nytt forbruk kraftprisen vesentlig. Våre simuleringer indikerer at industriforbruk, med tanke på energi over året, øker kraftprisene like mye som vindkraft reduserer den. Figur 4-3 og figur 4-4 viser at når vi både legger til 5 TWh forbruk og vind blir prisene omtrent identisk med i basis[27]. Det betyr at det er energibalansen over året, heller enn den momentane effektbalansen i området, som har mest å si for den samlede virkningen på pris og flaskehalser når vi både øker produksjon og forbruk.[28]

[27] Vi så i kapittelet om Nord-Norge at 5 TWh ny vindkraft reduserte kraftprisen med om lag 7 €/MWh.

[28] Muligheten for at det oppstår lokale begrensinger som vi ikke fanger i denne analysen øker imidlertid når vi ser på store volum av både forbruk og produksjon

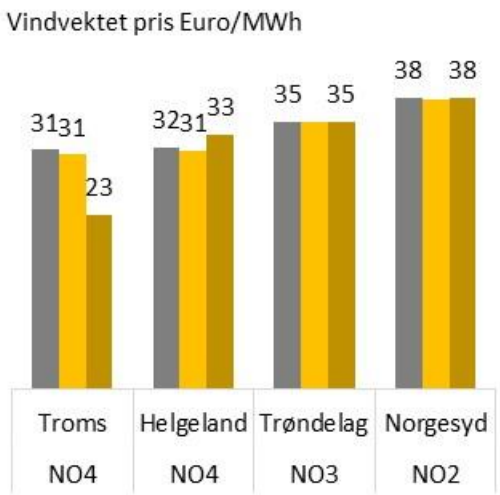


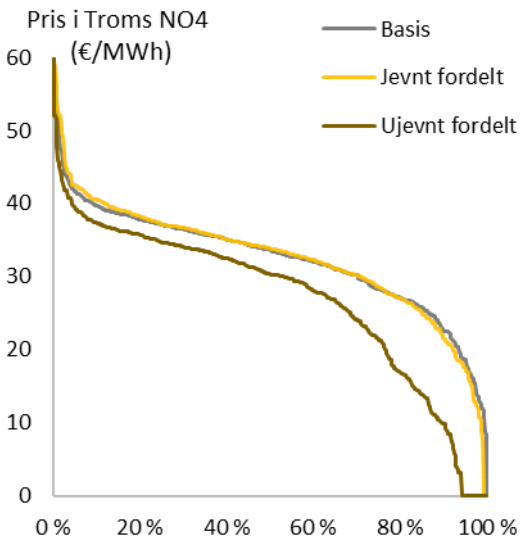


Figur 4-1. Vindvektet pris i NO2 gitt 500 MW utbygging av vindkraft i forventningsscenarioet samt ved hhv 250 og 500 MW økt forbruk i kraftintensiv industri

Figur 4-2 Vindvektet pris nord i NO4 gitt 500 MW utbygging av vindkraft i forventningsscenarioet samt ved hhv 250 og 500 MW økt forbruk i kraftintensiv industri

Konklusjonen avhenger imidlertid av at produksjon og forbruk er samlokalisert internt. Hvis for eksempel tyngdepunktet av den nye vinden kommer i Troms, mens det nye forbruket kommer sør i Nordland blir effekten på flaskehalser ut av området vesentlig redusert. Vi så i kapittelet om Nord-Norge at en utbygging av vind kun i Troms reduserte prisen vindkraft oppnår til 18 €/MWh. Når vi øker forbruket i Helgeland øker prisen i Troms, men bare til 23 €/MWh. I Helgeland er tilsvarende pris over 30 €/MWh. Altså oppstår det en flaskehals internt i Nord-Norge med betydelig skjevfordeling av produksjon og forbruk.





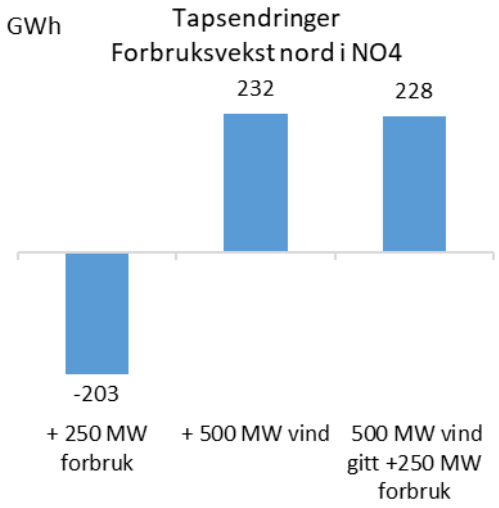
Figur 4-3. Vindvektet pris i basis og i to tilfeller med 5 TWh og 500 MW økt forbruk: det ene med jevn fordeling i NO4 og det andre med vindkraft nord i NO4 og forbruksvekst i sør.

Figur 4-4 Varighet for kraftpris i basis og i to tilfeller med 5 TWh og 500 MW økt forbruk: det ene med jevn fordeling i NO4 og det ene med vindkraft nord i NO4 og forbruksvekst i sør.

Økt forbruk i nord er gunstig med tanke på tap, men reduserer ikke tapsøkning ved ny vindkraft

Våre simuleringer viser at den marginale endringen i nettap ved økt vindkraftproduksjon er uavhengig av kraftbalansen lokalt i Nord-Norge. Det betyr at økningen i tap som følge av 500 MW ny vindkraft er

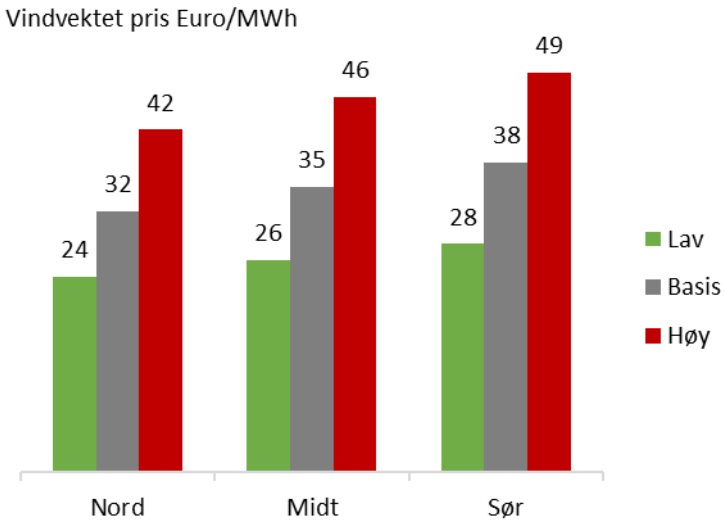
den samme om vi tar utgangspunkt i vårt forventningsdatasett eller i en variant der forbruket i nord er økt med 250 MW. Dette skyldes at det er lite prissensitiv produksjon i Nord-Norge og Nord-Sverige slik at produksjonen den nye vindkraften erstatter i begge tilfeller primært er fra termiske kraftverk på kontinentet. Økt forbruk i Nord-Norge har isolert sett en positiv effekt på tapene, siden det reduserer nord-sør flyten i det nordiske kraftsystemet. Reduksjonen i tap ved nytt forbruk er symmetrisk med ny produksjon når vi ser på energi over året. Det betyr at nettoeffekten på tap er null så lenge vi øker produksjon og forbruk like mye i energi.



Figur 4-5 Tapsendring i det nordiske nettet som følge av forbruk og produksjon isolert sett, samt endring lik mengde forbruk og produksjon i Nord-Norge.

4.2 Kraftprisnivået sentralt for lønnsomheten av ny produksjon

Det er vesentlig usikkerhet knyttet til nivået på fremtidige kraftpriser. Vi har derfor i vår Langsiktige markedsanalyse to alternative scenarioer der kraftprisene forblir henholdsvis på et høyere og lavere nivå enn i forventing, se Figur 4-6. Nivået på kraftprisene har lite direkte påvirkning på kraftflyten og antall timer med flaskehals, men er likevel viktig. For det første påvirker de verdien av produksjon og forbruk. For det andre påvirker prisnivået direkte prisforskjellene som oppstår som følge av flaskehalser, og dermed den økonomiske kostnaden knyttet til disse.

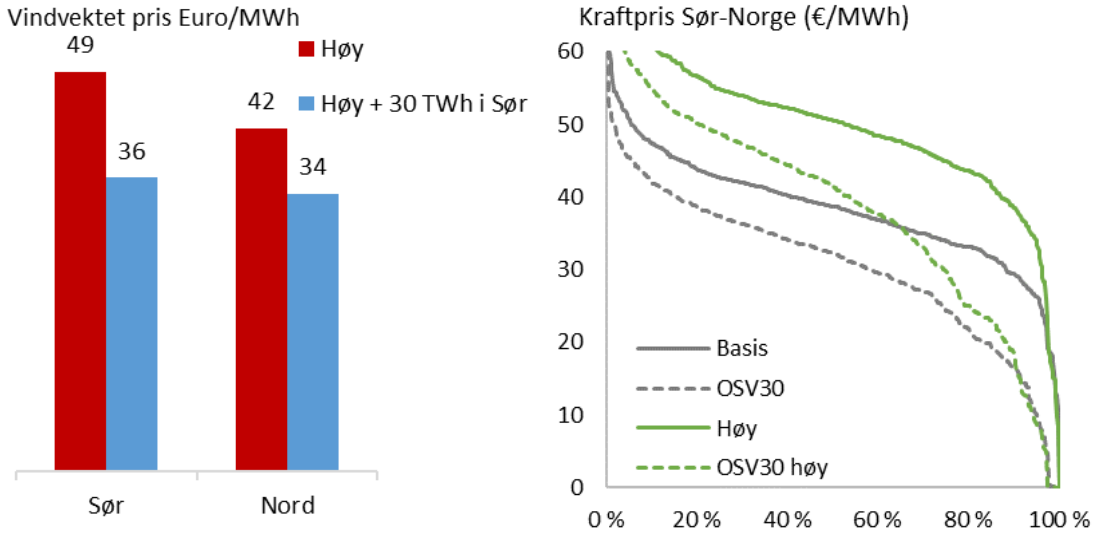


Figur 4-6. Vindvektet pris i våre tre kraftprisscenarioer for 2025, for områdene sør, midt og nord

I lavt scenario er det lite lønnsomhet av vind uten støtte, og den relative fordelen av vind i sør minker
I vårt lavprisscenario forventer vi begrenset bedriftsøkonomisk lønnsomhet av ny vindkraftproduksjon basert på markedsprisen på kraft. Salgsinntekten vindkraft får i dette scenarioet ligger godt under 30 €/MWh i alle områder i Norge. Dette kan være tilstrekkelig for noen av de beste prosjektene, men er trolig ikke nok for å gi investeringssignal til større mengder. Blant annet er prisene lavest i Nord-Norge der flere av de beste prosjektene er lokalisert.

I lav er det mindre prisforskjell mellom områdene i Norge. I forventning var snittprisen i Nord-Norge om lag 7 €/MWh lavere enn i sør. Med lavt scenario reduseres forskjellen til 4 €/MWh. Dette kommer kun av endringen i prisene i Nord-Europa da vi har holdt kraftverksparken og forbruk i Norge og Norden konstant. Lavere kraftpriser i Europa reduserer dermed prisforskjellene som oppstår av en gitt fysisk flaskehals. Altså er det relativt sett mindre gunstig med ny produksjon i sør i et scenario med lave kraftpriser.

Høye kraftpriser i Europa vil gi meget stort potensialet for lønnsom vindkraft i Sør-Norge
I Sør-Norge øker kraftprisen som vindkraft oppnår til nærmere 50 €/MWh i det høye scenarioet. Figur 4-7 viser effekten av å legge inn 30 TWh vindkraft i Sør-Norge. I simuleringen er denne kraften spredt jevnt internt. Lokalt ser vi at dette reduserer prisen til ca. 36 €/MWh. Selv om dette isolert sett er en større reduksjon enn for tilsvarende utbygging i forventing, betyr det også at det trolig fortsatt er potensiale for utbygging av mer lønnsom vind. I simuleringen er kraftoverskuddet i Sør-Norge nesten 40 TWh i et normalår.

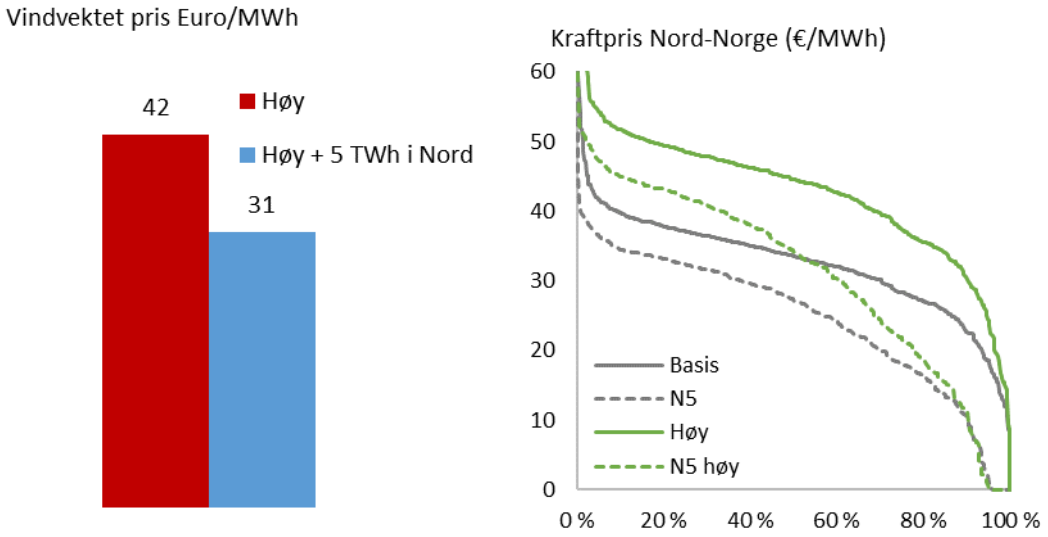


Figur 4-7 Figuren til høyre viser vindvektet pris i Sør og Nord-Norge i høyprisscenarioet og når vi legger til 30 TWh i Sør-Norge. Figuren til venstre viser varighetskurvene for Sør-Norge.

I Nord-Norge fører dette til at den vindvektet prisen synker fra 42 €/MWh til 34 €/MWh. I forventning ble kraftprisene redusert med 5 €/MWh for en tilsvarende utbygging i Sør-Norge. Vi ser derfor at ny vind i sør reduserer kraftprisene i nord mer når kraftprisene øker.

Begrenset potensiale for lønnsom vind i nord uten nytt forbruk selv med høye kraftpriser i Europa
I vårt høye scenario stiger prisene i Nord-Norge til over 40 €/MWh. Dette er et nivå der videre utbygging er meget lønnsom. Likevel ser vi at flaskehalser ut av området begrenser potensialet. Med

5 TWh ny produksjon jevnt fordelt i området faller prisen vindkraft oppnår med over 10 €/MWh fra 42 €/MWh til i overkant av 30 €/MWh. I forventing var tilsvarende fall på ca. 7 €/MWh.[29]



Figur 4-8. Til venstre vindvektet pris for produksjon i Nord-Norge i høyprisscenarioet for 2025 og i et scenario der vi har lagt til 5 TWh ny vindkraft i nord. Til høyre varighetskurve for pris i forventning og høyprisscenarioet samt med 5 TWh ny vindkraft i nord.

Vi ser altså at en gitt mengde vind reduserer prisene mer i et scenario med høye kraftpriser. Varighetskurvene både for sør og nord viser at prisene faller noe mer i alle timene sammenlignet med forventning, men at nedgangen blir markant større i de 30-40 prosent av timene når prisene er lavest. Antall timer med 0-priser og spill et uavhengig av kraftprisnivået, men avhenger av balansen mellom produksjon og forbruk lokalt. Derfor er dette uendret.

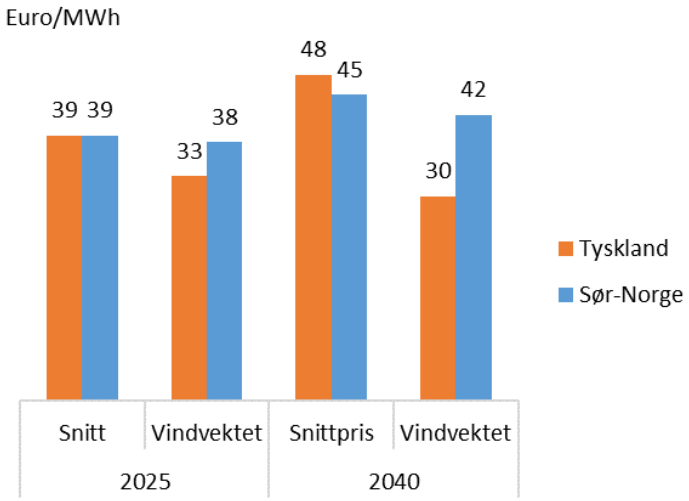
4.3 Utviklingen mot 2040 forsterker konklusjonen om mye plass i sør og begrenset i nord

Våre analyser har til nå tatt som utgangspunkt simuleringer av vårt forventningsdatasett for 2025. Vi forventer imidlertid store endringer i det europeiske og nordiske kraftmarkedet gjennom hele levetiden til kraftverk som blir bygget ut de neste 5-15 årene. To trekk som potensielt påvirker verdien av norsk vind er at vi forventer stor vekst i vind og solkraft i hele Europa, og at i Sverige blir kjernekraften i sør faset ut og delvis erstattet av vind i Nord. For å se på konsekvensene av dette har vi supplert våre analyser av 2025 med simuleringer av forventningsdatasettet for 2040.[30]

Vi ser at de store endringene vi ser rundt oss til 2040 også påvirker det norske kraftmarkedet. Samtidig indikerer våre simuleringer at verdien av vind i Norge holder seg godt. Det betyr at nivået på gass- og CO_2-prisene, i tillegg til hvor mye vind som kommer internt i Norge, er de to viktigste driverne for lønnsomheten av norsk vindkraft. Mer overføringsbehov av kraft nord-sør i Sverige fører imidlertid trolig til noe større prisforskjell internt i Sverige. Dette smitter inn i Norge og øker isolert sett prisforskjellen mellom Nord- og Midt-Norge på den ene siden, og Sør-Norge på den andre. Denne utviklingen forsterker altså konklusjonen om at det fra et nettperspektiv er bedre med vind i Sør-Norge.

[29] Vi så over at forbruk som er samlokalisert med produksjonen vil løfte prisene igjen.
[30] For en mer detaljert beskrivelse av forutsetninger og resultater se vår offentlige Langsiktige markedsanalyse fra høsten 2016.

Verdien av vindkraft holder seg i Norge på tross av massiv vindkraftbygging i resten av Europa
Figur 4-9 viser snittpris og oppnådd pris for vind i Sør-Norge og Tyskland i basisscenarioene for 2025 og 2040. Vi forventer for det første stigende kraftpriser til tross for at fornybarandelen vokser mye[31]. Hovedårsaken er at gass- og CO_2-prisene er noe høyere enn i 2025. I kombinasjon med at kjernekraft og kullkraft fases ut slik at gasskraft oftere er på marginen, og det blir strammere margin i markedet, øker prisene.



Figur 4-9. Snittpris og vindvektet kraftpris i Tyskland, Nord-Norge og Sør-Norge i forventningsdatasettene for 2025 og 2040

I Tyskland og i resten av kontinental Europa ser vi at verdien av vindkraft faller langt under snittprisen. I 2040 er prisen vind oppnår kun 30 €/MWh selv om snittprisen er over 48 €/MWh. Grunnen er at kraftprisen er lav i timer det bidraget fra vind er over normalt. I Sør-Norge ligger derimot fortsatt prisen vindkraft oppnår, ca. 40 €/MWh, tett opp under snittprisen. I dette datasettet har vi lagt til ca. 10 TWh ny vind internt i Sør-Norge, slik at den totale mengden vind i Sør-Norge er over 15 TWh[32].

Dette impliserer at vindkraft ellers i Norden og Europa, sett i sammenheng med alle andre endringer vi forventer i disse markedene, i mindre grad reduserer verdien av norsk vind. Når vi legger til enda mer vindkraft i området i 2040 indikerer våre simuleringer at prisen i Sør-Norge faller noe raskere enn i 2025, men at det det fortsatt skal store volum til for å bevege prisen mye. Når det gjelder flaskehalser og prisforskjeller internt i Sør-Norge er disse små også i 2040 datasettet. Vi forventer mer flaskehals mot Sverige over Hasle.

Mer flaskehals på snitt 2 i Sverige reduserer isolert sett verdien av vindkraft i Nord og Midt-Norge
I Nord-Norge stiger både snittprisen og prisen vindkraft oppnår til ca. 37 €/MWh i 2040. På tross av dette har vi i utgangspunktet ikke lagt til mer vind. Bakgrunnen er den betydelige flaskehalsen vi har

[31] Vi har også scenario for høye og lave kraftpriser i 2040. I disse scenarioene er vindvektet pris henholdsvis 28 €/MWh og 49 €/MWh i Sør-Norge. I det høye scenarioet har vi lagt til 6 TWh ny vind sammenlignet med forventning 2040

[32] Effekten av mer vind blir til en viss grad motvirket av vekst i forbruket og en ny forbindelse til Storbritannia. På den andre siden trekker mer vann ned prisen.

ut av området allerede i forventning til 2025. Vi ser at kraftprisen i Nord-Norge er like følsom for ny vind i 2040 som i 2025.[33]

Simuleringene våre av 2040 tyder videre på at utviklingen utenfor Norge isolert sett fører til at prisene i Nord og Midt-Norge synker noe relativt til Sør-Norge sammenlignet med i 2025. Årsaken er hovedsakelig større prisforskjeller internt i Sverige som smitter inn i Norge. I 2025 er prisene i de to nordligste områdene i Sverige ca. 2 €/MWh lavere enn i SE3. Til 2040 øker dette til over 4-5 €/MWh. Dette trekker isolert sett ned prisene i Norge nord for Dovre.

Vi må presisere at det er stor usikkerhet knyttet til fremtidige prisforskjeller internt i Sverige. Dette henger blant annet sammen med fremtiden til kjernekraften og tiltakene som skal erstatte denne, inkludert mer nett i Sverige. Større prisforskjeller øker sannsynligheten for nettinvesteringer. Vi mener likevel at forventningsscenarioet vårt i 2040, på tross av noe større prisforskjeller, er balansert med tanke på utviklingen internt i Sverige. Det er vanskelig å se for seg at flaskehalsene ikke øker noe etter hvert som kjernekraften fases ut, kombinert med at mange av de beste og mest aktuelle plassene for utbygging av vind ligger i nord.

[33] Vi gjør her oppmerksom på at vi ikke har lagt til mer nett. NVE har også spurt om plass til ny vind gitt investeringsbesluttet nett.

5 Høyere samfunnsøkonomisk nytte av vind i sør

Vi vil til slutt se på de samfunnsøkonomiske nyttevirkningene i kraftmarkedet av å bygge ut 500 MW ulike steder i landet. Disse henger nært sammen med brukstider og lokale kraftpriser. Flaskehalser spiller potensielt en viktig rolle gjennom virkningen den nye produksjonen får på kraftprisene. Dessuten fanger våre simuleringer opp hvordan tapene i nettet avhenger av hvor den nye produksjonen kommer.

Vi må presisere at dette ikke er meningen å være en komplett samfunnsøkonomisk vurdering. Vi har ikke nok informasjon på prosjekt nivå, blant annet knyttet til kostnader og lokale nettiltak for å gi dette. Dette er også grunnen til at vi konsentrer oss om nyttevirkningene i kraftmarkedet. Betraktningene våre tar heller ikke hensyn til andre viktige forhold, fremfor alt natur og miljø som er helt sentrale i fullstendige samfunnsøkonomiske utredninger. Andre volumer enn de vi ser på her, eller andre forutsetninger på forbruk, produksjon og nett, kan også gi andre konklusjoner. Likevel mener vi de samfunnsøkonomiske vurderingene i dette kapitlet supplerer områdekapitlene over.

5.1 Samfunnsøkonomisk teori – nytten av vindkraft er nært knyttet til kraftprisen lokalt

Vi vil her diskutere overordnet teori om samfunnsøkonomisk lønnsomhet av ny produksjon og hvordan denne påvirkes av kraftprisen og flaskehalser i nettet. Når vi verdsetter kraften tar vi utgangspunkt i nytten den nye kraften generer i kraftmarkedet. Denne vil være nært knyttet til prisen på kraft. Nytten realiseres som endringer i konsumentoverskudd, produsentoverskudd, flaskehalser og kostnader knyttet til tap i nettet.

En viktig forutsetning for analysen er altså at vi ser på lønnsomheten i fravær av nettinvesteringer. Når ny produksjon gir økte flaskehalser mellom regioner øker også nytten av nett. Vi vurderer imidlertid ikke mengden ny produksjon i ulike områder som eventuelt gjør investeringer i nett lønnsom. Dette er et mer komplekst spørsmål som påvirkes av flere forhold. Vi tar heller ikke hensyn til ringvirkninger, eller at politiske mål gjør at nytten fra samfunnet sin side kan være høyere enn det prisene på kraft indikerer.

Kraftpris og brukstid avgjørende for bedriftsøkonomisk lønnsomhet

For at en utbygging skal være lønnsom fra vindkraftaktørenes perspektiv, må inntektene fra produksjon overstige den langsiktige marginalkostnaden eller LCOE. Inntektene bestemmes av prisene på kraft i Norge og den årlige produksjonen. Norske priser er i snitt nært knyttet til prisene i det nordeuropeiske markedet, men det kan være lokale variasjoner på grunn av flaskehalser internt eller i Sverige. Dessuten vil vindkraft i Norge oppnå en relativt høy produksjonsveid pris selv om produksjonen er uregulerbar, fordi det blåser klart mest i vinterhalvåret når prisene i snitt er høyest. Når vindkraftandelen øker, synker derimot den oppnådde prisen noe.

Produksjonen avhenger av installert effekt i vindparken og brukstiden. Typisk ligger brukstiden for nye parker fra i overkant av 3000 timer til i overkant av 4000 timer. Her må vi presisere at våre vindserier sier generelt noe om brukstiden i ulike deler av landet, men at dette også avhenger av det spesifikke prosjektet, for eksempel valg av teknologi.

Når det gjelder kostnadssiden har vi ikke systematisk informasjon om hva som skiller ulike prosjekter basert på geografi bortsett fra når det gjelder hvordan ny produksjon påvirker tapene i nettet. Marginaltapssatsene skal gi et signal til investorer om dette.

Nær sammenheng mellom bedrifts- og samfunnsøkonomi, men nettap er viktig forskjell
I en situasjon der det ikke bygges nytt nett vil den bedriftsøkonomiske lønnsomheten være nært knyttet til den samfunnsøkonomiske. Årsaken er at i teorien skal et marked som opererer etter frikonkurranseprinsippene sørge for at enkeltaktørers investeringsvalg – gjort ut fra bedrifts-økonomiske lønnsomhetskalkyler – også tilfredsstille samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dersom det er behov for nettinvesteringer kan det imidlertid være betydelig avstand mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

I våre simuleringer ser vi at den største forskjellen mellom bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet skyldes at marginaltapssatsene i en del tilfeller ikke i tilstrekkelig grad reflekterer hvordan den nye produksjonen påvirker de reelle tapene i nettet. Dette er først og fremst tilfelle der mye av den nye produksjon forsvinner i overføringstap.

Nytten av kraften er ikke alene bestemt av prisen i området den bygges ut, også prisene i områdene rundt kan spille en rolle. Hvis kraften bygges ut i et område som allerede har lavere kraftpriser på grunn av flaskehalser vil salgsverdien av kraften være høyere desto høyere prisene er i områdene rundt. Dette kommer til syne primært gjennom at flaskehalsinntektene blir høyere. Nytten vil naturlig nok være høyere om den bygges ut direkte i høyprisområdene. Hvis det samlet sett skal være bedre å bygge ut ny kraft i et lavprisområde må dette kompenseres med høyere brukstid, og eventuelt i kombinasjon med lavere overføringstap. Endringer i kraftprisen som følge av den nye produksjonen bidrar også til at hele nytten ikke alltid tilfaller prisområdet der den nye kraften bygges ut. Dette gjør blant annet at noe av nytten ved produksjon i Norge havner i våre naboland. Likevel indikerer våre simuleringer at det er sjelden at andelen av nytten som tilfaller Norge faller under 90 prosent. Vi diskuterer det litt nærmere under.

Lavere kraftpriser gir avtakende nytte og fordelingsvirkninger
Ny produksjon vil redusere prisene i kraftmarkedet. Størrelsen på prisreduksjonen og hvordan den spres til andre områder har tre konsekvenser.

1. Nytten av den nye kraften blir lavere enn den opprinnelige kraftprisen skulle tilsi
2. Det kan oppstå fordelingsvirkninger mellom land
3. Det oppstår fordelingsvirkninger mellom produsenter, konsumenter og netteiere

For norsk samfunnsøkonomi er det bare det første og andre punktet som har betydning, der det første er klart viktigst. Hvordan nytten fordeles mellom produsenter, konsumenter og flaskehalsinntekter har i utgangspunktene ingenting å si for den totale økonomien.

Vi forklarte over at nytten av kraften hovedsakelig vil være bestemt av kraftprisene i området. Reduseres prisene, vil også nytten være lavere enn kraftprisene før utbyggingen indikerer. Hvor raskt prisene synker er derfor viktig for å kunne vurdere samfunnsøkonomien. Prisene faller raskere hvis utbyggingen er stor sammenlignet størrelsen på markedet der den bygges ut og det er begrenset overføringskapasitet ut av området. Faller prisene under LCOE er verdien av kraften lavere enn kostnadene og det vil oppstå et rent tap.

Det norske kraftsystemet er en godt integrert del av det nordiske markedet, som igjen er en del av det nordeuropeiske markedet. Dermed er prissmitten av ny produksjon over landegrensene betydelig. Spesielt viser våre simuleringer stor prissmitte mellom Norge og Sverige hvor kapasiteten er høyest, og det er mye vannkraft. Vi ser i våre simuleringer at deler av nytten ved utbygging av vindkraft kan tilfalle Sverige. Hvor mye avhenger av scenario og geografisk plassering. Det tydeligste eksempelet er

at ny produksjon nord i Norge øker flaskehalsen på snitt 2 i Sverige. Dermed oppstår noe av nytten i form av økte flaskehalsinntekter internt i Sverige.

I et tilfelle der kraftprisene reduseres primært i Norge vil flaskehalsinntektene mot utlandet øke. Denne deles normalt sett mellom Statnett og en TSO på andre siden forbindelsen. Dermed tilfaller i noen tilfeller deler av nytten av den nye produksjonen utlandet. Vi har sett i våre analyser at opp mot 10 % kan gå til utlandet. I områder som kun grenser mot andre norske områder ser vi at størsteparten av nytten kommer i Norge. Vi har her sett bort fra hvem som eier produksjonen, men samtidig ser vi et stort innslag av utenlandske investorer og eiere i norske vindkraftutbygginger.

Fordelingsvirkningene avhenger av hvordan prisene påvirkes. Hvis en utbygging er liten sammenlignet med markedet der den bygges vil nedgangen i pris være liten. Da kommer mesteparten av nytten i form av produsentoverskudd til de nye eierne. Eksisterende produksjon og forbruk vil i liten grad påvirkes. Får vi en større prisreduksjon av den nye produksjonen øker også fordelingsvirkningene fra eksisterende produksjon mot forbruk. Hvis prisreduksjonen er stor nok vil samlet produsentoverskudd i Norge synke selv om det samlede salgsvolumet øker. Vi ser også at i disse tilfellene vil en god del av nytten komme i form av flaskehalsinntekter fordi prisforskjellene øker internt i Norge og/eller mot utlandet.

Flaskehalser gjør at nytten av ny produksjon faller raskere

Flaskehalser i nettet reduserer verdien av ny produksjon. Hvor mye avhenger både av størrelsen på utbyggingen, geografisk plassering og kapasiteten i nettet. Om flaskehalsen er internt i Norge, eller mot utlandet spiller mindre rolle, selv om det til en viss grad kan påvirke hvordan nytten fordeles mellom land.

Flaskehalser kan i prinsippet løses på tre måter. Enten ved eksisterende prisområder, nye prisområder eller ved spesialregulering. Hvor raskt nytten faller er imidlertid lite avhengig av metoden som velges. Ved spesialregulering reduseres kraftprisen lokalt mindre enn ved bruk av prisområde, samtidig faller den over et større område.

Det er først og fremst fordelingsvirkningene som blir påvirket av valget mellom spesialregulering og prisområde. Særlig er det eksisterende produsenter i området der den nye kraften bygges ut som tjener på at flaskehalsen løses med spesialregulering. Med prisområde kommer en vesentlig del av nytten som flaskehalsinntekt til netteier. Med spesialregulering oppstår det ikke flaskehalsinntekt til Statnett, men heller økte utgifter til regulering. På sikt gir prisområder bedre prissignaler til hvor ny produksjon og forbruk burde lokaliseres ut fra et nettperspektiv.

Vi bruker modellsimuleringer for å analysere samfunnsøkonomisk effekt av ny vind

Styrken med våre modellsimuleringer er at vi får fanget opp alle aspektene diskutert over og hvordan de henger sammen, i hver enkelt time og over tid. Det er nesten umulig å få en systematisk analyse og kvantifisere nytteverdier uten en kraftmarkedsmodell, da det er for mange parametere som er gjensidig avhengig av hverandre. Uten modeller er det for eksempel veldig vanskelig å skille fordelingsvirkninger fra reelle samfunnsøkonomiske virkninger.

I Norge er det naturlig nok helt essensielt å på en realistisk måte få frem responsen i det regulerte vannkraftsystemet for å se på verdien av vind da prisene i markedet avhenger av hvordan vannverdiene blir påvirket. Dessuten kan ny vind føre til mer flom i enkelte tilfeller. Det er også avgjørende med modeller for å se hvordan forhold i utlandet spiller inn. I noen tilfeller er nettbegrensninger og nettap viktig. For å få frem dette trenger man kombinerte nett- og markedsmodeller som Samnett.

Modellapparatet vårt har svakheter og gir ikke et hundre prosent korrekt svar. Likevel mener vi simuleringene gir mye informasjon uti fra de forutsetningene vil legger til grunn.

5.2 Samfunnsøkonomisknytte: eksempel med 500 MW plassert ulike steder

På tross av generelt høyere brukstid i Nord-Norge ser vi at prosjekter i Sør-Norge har høyere samfunnsøkonomisk nytte. Grunnen er både høyere kraftpriser og lavere nettap. På tross av flere usikre momenter i våre beregninger mener vi at denne konklusjonen er robust, spesielt hvis vi ser på en stor utbygging. Med dette mener vi utbygging over 500-1000 MW. Lokal forbruksvekst i Nord-Norge øker de lokale kraftprisene vesentlig og øker nytten av ny vind i nord.

Brukstiden er en viktig faktor, men også nettap kan spille en vesentlig rolle

Hvor mye ny produksjon man får per MW er naturlig nok viktig for nytten av et prosjekt. Vi har i utgangspunktet lagt til grunn vindserier som gir mest produksjon i Nord-Norge, 2-2.2 TWh, og lavest på Østlandet, 1.6 TWh[34]. Sør, Vest og Midt ligger mellom disse ytterpunktene på rundt 1.8 TWh. Det vil naturlig nok kunne være store lokale variasjoner innenfor hvert område.

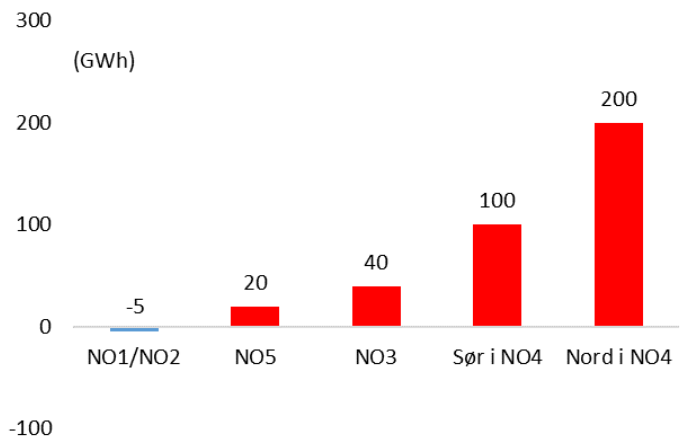
Når det gjelder tap i det nordiske nettet[35] er det en tydelig trend at disse øker jo lenger nord vindkraften plasseres. Dette henger sammen med at det er lite lokal produksjon som responderer på lavere priser i Norge og Sverige. Det betyr at ny produksjon i fravær av nytt forbruk erstatter termisk produksjon hovedsakelig på kontinentet. I praksis betyr dette at ny produksjon lenger nord fører til mer langtransport av kraft sammenlignet med om kraften kommer nærmere mellomlandsforbindelsene i sør.

I dagens NO1 og NO2 indikerer våre simuleringer at tapene i det nordiske transmisjonsnettet faktisk blir noe mindre når vi legger til 500 MW ny produksjon. I NO5 og NO3 får vi en svak oppgang på mellom 20-50 GWh. Sør i Nordland forsvinner rundt 100 GWh i tap, noe som tilsvarer rundt 5 prosent av produksjonen. I Troms og Finnmark øker dette til rundt 200 GWh eller rundt 10 prosent av produksjonen. I praksis betyr det at noe av fordelen med vindkraft i nord forsvinner i økte nettap. Vi har tidligere vist at forbruksvekst har tilsvarende gunstig effekt på tapene, men at dette ikke endrer konklusjonen om at 5-10 prosent av produksjonen forsvinner i tap når vi legger til mer produksjon.

Andre plasseringer lokalt i transmisjonsnettet kan påvirke resultatene, men at tapene øker jo lenger nord kraften tilknyttes er robust. Vi må presisere at siden vi har knyttet kraften direkte til transmisjonsnettet ser vi kun på hvordan tapene i dette nettet påvirkes. Avstand til transmisjonsnettet, og spenningsnivå på tilknytningsradialen påvirker hvor mye av kraften som forsvinner i lokale tap.

[34] Dette tilsvarer brukstider fra 4400 timer årlig til i overkant av 3000 timer.

[35] Vi ser her på hvordan tapet i et nett som omtrent tilsvarer transmisjonsnettet i det nordiske synkronområdet (Norge, Sverige, Finland og Sjælland) påvirkes.

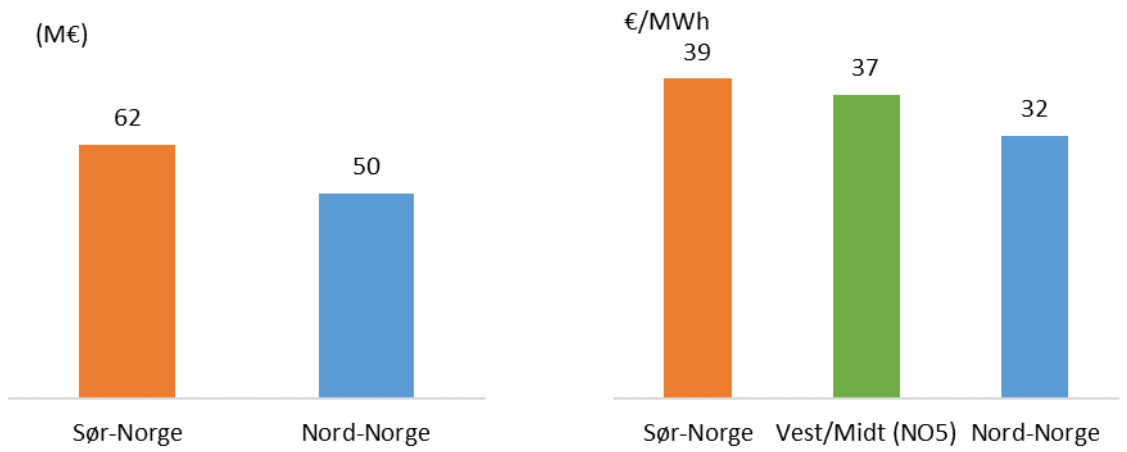


Figur 5-1 Endring i nordiske nettap av å legge inn 500 MW produksjon ulike steder i landet

Høyere nytte av 500 MW ny kraft i Sør enn i Nord, selv om produksjonen er mindre

Feil! Fant ikke referansekilden. viser årlig norsk økning i spothandelsnytte av vindparker på 500 MW plassering i Sør-Norge (Sørlandet) og i Nord-Norge (Troms). I denne inngår endringer i produsentoverskudd, konsumentoverskudd, flaskehalsinntekter og kostnadene med tap i transmisjonsnettet. Hvordan nytten fordeler seg på disse på disse komponentene diskuterer vi litt mer senere.

I Sør-Norge øker overskuddet med om lag 60-65 M€ årlig (ca 600 MNOK). I Nord-Norge øker overskuddet med rundt 50 M€. Grunnen til at vi bare velger å vise disse to områdene er at nytten når vi ser på 500 MW er omtrent lik i hele Sør-Norge for prosjekter med samme brukstid. Nytten i Midt-Norge ligger også for disse volumene tett opp mot Sør-Norge, men er noe lavere nord for Klæbu.



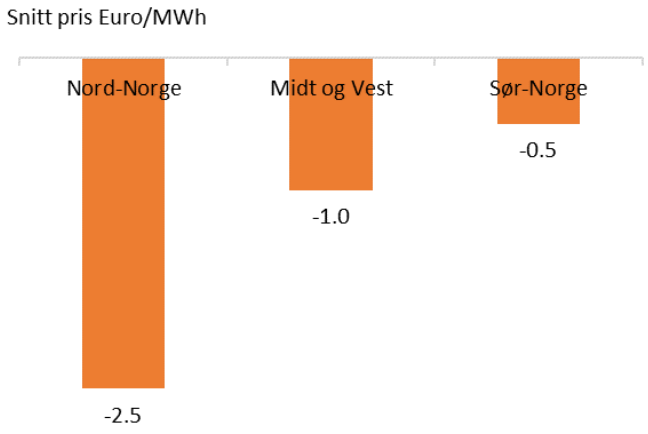
Figur 5-2 Grafen til venstre viser simulert økning i årlig samfunnsøkonomisk overskudd (SO) i millioner Euro når vi legger den samme vindparken ulike steder i Norge. til venstre. Grafen til høyere viser snittprisen på kraft før vi legget til vindkraft.

Vi ser altså at ny produksjon i Sør-Norge gir høyest nytte på tross dårligere vindressurser. Det er to hovedårsaker til dette:

- Kraftprisene er i utgangspunktet i vårt datasett 6-7 €/MWh lavere i nord enn i sør.

- Ny produksjon i NO4 gir på grunn av flaskehalser ut av området større lokal prisnedgang. Gjennomsnittlig vindvektet pris når vi legger til 500 MW ny produksjon i Troms med nesten 3€/MWh, mens prisen i Sør-Norge knapt reagerer på dette volumet.

Sammen med lavere tap gir dette at nytten samlet sett er størst i sør på tross av generelt høyere brukstider lenger nord.

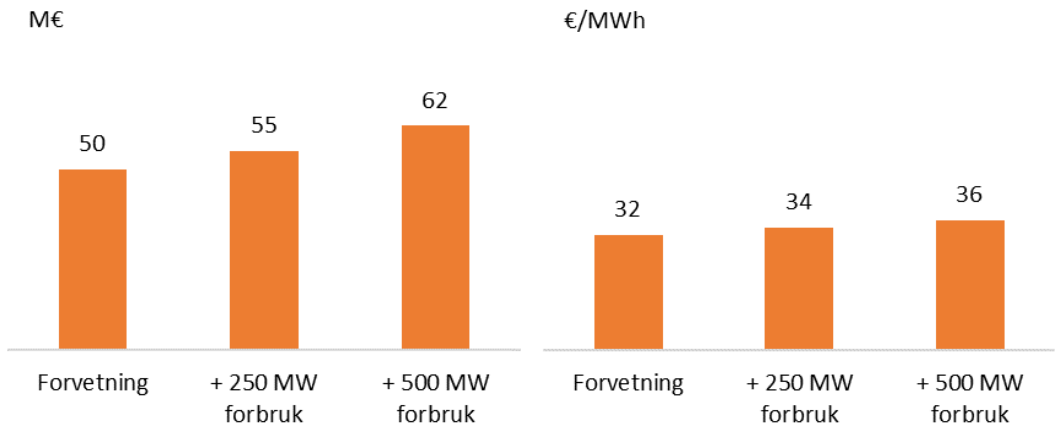


Figur 5-3 Økt vindkraftproduksjon har større priseffekt i nord enn i sør. Figuren viser effekten av 500 MW

Et poeng er at 500 MW, ca. 2 TWh, er ganske lite sammenlignet med mengdene vi har sett på i områdekapitlene. Der så vi at hvis vi øker volumene utover dette blir forskjellen i prisnedgang mellom Nord og Sør-Norge enda større. For eksempel så vi at 10 TWh i Sør-Norge reduserte prisen med om lag 2 €/MWh, mens kun 5 TWh i Nord-Norge redusert prisen lokalt med rundt 7 €/MWh. Det betyr at forskjellen i samfunnsøkonomisk nytte også ville vært høyere, der fordelen for Sør-Norge øker. For større volum så vi også at produksjon i dagens NO5 vil støte på flaskehalser som reduserer de lokale kraftprisene. Da vil nytten av ny produksjon synke raskere der også.

Mer forbruk øker nytten av vind i Nord

Vi har tidligere sett at nytt forbruk i Nord-Norge er gunstig, da det avlaster flaskehalsene og øker de lokale prisene. Vi viser derfor også hva som skjer når vi bygger 500 MW ny vindkraft i området i et tilfelle der industriforbruket er økt med 250 MW og 500 MW, eller i underkant av 2 TWh og 4 TWh. Vi ser at dette øker nytten opp mot nivået vi ser i Sør-Norge i tilfellet med mest forbruk. Årsaken er både at kraftprisene er høyere i utgangspunktet og at de synker noe mindre. Det blir dessuten mindre spill av produksjon. Vi presiserer igjen at dette avhenger av samlokalisering internt.



Figur 5-4 Nytten av 500 MW i Nord i forventing, og to tilfeller der industriforbruket er økt med 250 MW og 500 MW. Figuren til høyere viser kraftprisene i Nord-Norge før vi legger til ny vind.

Fordelingsvirkningene varierer med hvor vindkraften bygges ut

Med fordelingsvirkninger mener vi her hvordan nytten av ny produksjon realiseres som endringer i produsent- og konsumentoverskudd, flaskehalsinntekter og tapskostnader.[36] Dette henger nøye sammen med prisvirkninger lokalt der produksjonen kommer og i områdene rundt. Flaskehalser i nettet påvirker derfor i langt større grad fordelingen av nytten enn totalnytten. Generelt vil flaskehalser føre til at prisene lokalt synker mer, mens prisene utenfor i mindre grad påvirkes. Dette vil naturlig nok gi større økning i flaskehalsinntektene.

I våre simuleringer må vi huske at vi må løse flaskehalsene som oppstår med prisområder. I virkeligheten kommer det til å være andre og større prisområder, i tillegg til at vi også må bruke spesialregulering. Dette vil naturlig nok påvirke fordelingsvirkningene mye.

Figur 5-5 viser hvordan 500 MW plassert til Sør-Norge og Nord-Norge påvirker de ulike komponentene i spothandelsnytten. I Sør-Norge kommer mesteparten av nytten i form av konsumentoverskudd. Dette skyldes at kraftprisen går litt ned. Produsentoverskuddet endres i liten grad. Det betyr at inntektene til den nye produksjonen akkurat oppveier tapet eksisterende produsenter får på grunn av nedgang i kraftprisen. På grunn av at den nye produksjonen i liten grad påvirker flaskehalser er det marginal endring i flaskehalsinntektene. Dessuten motvirker effekten på eksterne og interne forbindelser hverandre. Lavere priser bidrar til høyere inntekter på forbindelsene til utlandet. På den andre siden går flaskehalsinntektene fra interne forbindelser ned fordi lavere priser i Sør-Norge reduserer prisforskjellene internt i Norge. Tapskostnadene reduseres noe på grunn av lavere pris og svak nedgang i de fysiske tapene.

Vi har valgt å ikke vise virkningene på Vestlandet og i Midt-Norge fordi disse ligner de vi ser på Sør- og Østlandet. Dog ser vi noe mer flaskehals ved ny produksjon i disse områdene. Dermed oppstår det litt større fordelingsvirkninger mellom produksjon og forbruk, og noe mer av nytten realiseres som flaskehalsinntekt. Dette vil forsterke seg ved en større utbygging.

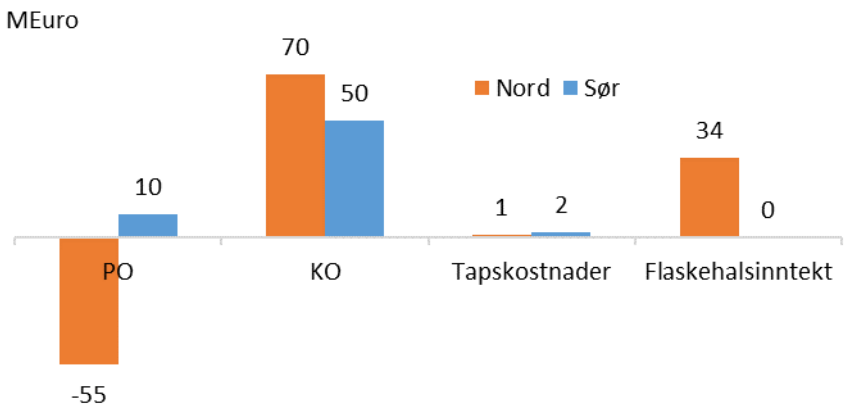
I Nord-Norge ser vi ganske andre fordelingsvirkninger. Årsaken er flaskehalsene som gjør at de lokale kraftprisene reduseres betydelig. Dermed reduseres det samlede produsentoverskuddet i Norge drevet av at inntjeningen til eksisterende produsenter i nord går sterkt ned. På den andre siden fører

[36] Det kan også vise til hvordan nytten fordeler seg mellom ulike områder internt i Norge eller mellom land.

det til stor økning i konsumentoverskuddet lokalt. I resten av landet ser vi små endringer i både produsent og konsumentoverskuddet. Betydelig økning i prisforskjellen mellom Nord-Norge på den ene siden og Midt-Norge og Sverige på den andre gir en stor økning i norske flaskehalsinntekter.

I utgangspunktet kan det virke rart at norske tapskostander går ned, da vi tidligere har sett at de fysiske tapene øker vesentlig med ny produksjon i nord. Grunnen er todelt. For det første er endringen i tapskostandene også er en funksjonen av hvordan prisene endres. Når de lokale prisene reduseres såpass mye, går kostnadene ved eksisterende tap internt i området ned. Dessuten oppstår mye av økning i tap i det svenske nettet. I sum gjør dette at norske tapskostnader synker.

I tilfellet med mer industriforbruk internt er fordelingsvirkningene likere de vi ser i Sør-Norge, men fortsatt øker flaskehalsinntektene betydelig når vi legger til ny produksjon.



Figur 5-5 Endring i produsentoverskudd (PO) og konsumentoverskudd (KO) i Norge (KO), samt norske tapskostnader og flaskehalsinntekter ved 500 MW ny produksjon i Nord-Norge og Sør-Norge. Positive tapskostnader betyr at norske tapskostnader går ned.

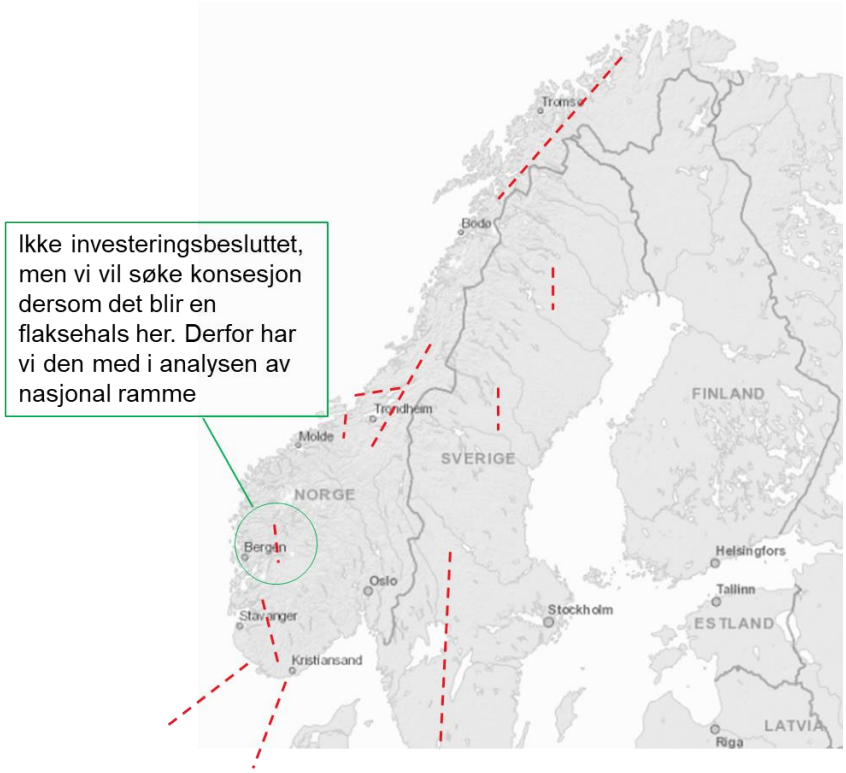
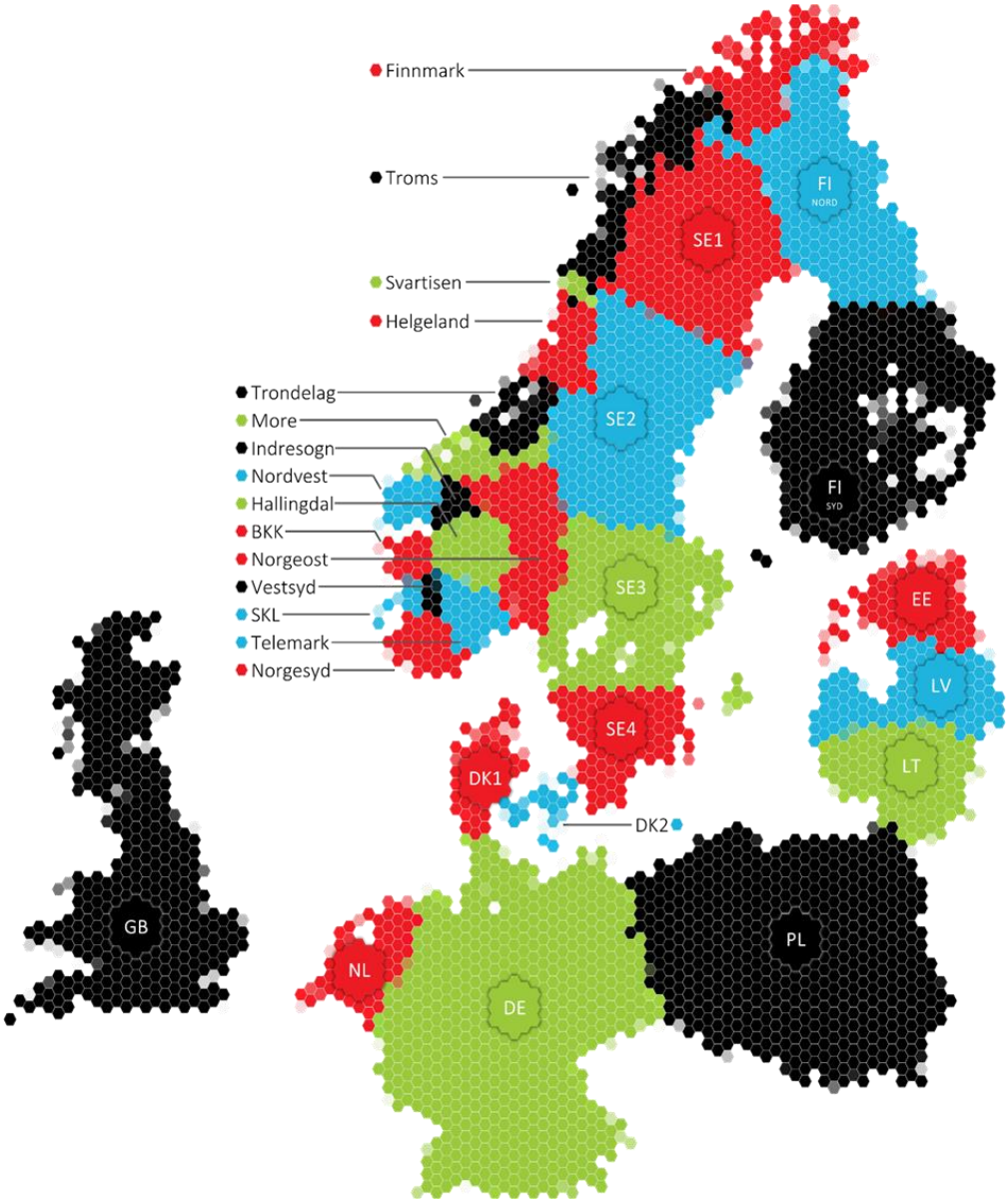
Vi presiser at fordelingsvirkningene er følsomme både for forutsetningene og hvordan flaskehalsene løses med tanke på områdeinndeling og spesialregulering.

Vedlegg I: Nettforsterkinger

Vi har forutsatt nettinvesteringer som er investeringsbesluttet eller under gjennomføring samt oppgradering av Aurland-Sogndal. Når det gjelder sistnevnte er denne ikke investeringsbesluttet, men vi vil søke konsesjon i løpet av 2018. Vi har valgt å ha denne med i datasettet når vi har sett på mer vind i områder som gir stor økning i flaskehals over Sognefjorden. Grunnen er at denne vil bli lønnsom å oppgradere i et slikt scenario, i tillegg til at det er et mindre tiltak som er nær med å få konsesjon. Dermed mener vi det gir et riktigere bilde å inkludere denne i analysen.

Nettforsterkninger vi har lagt til:

- Balsfjord-Skaidi
- Nedre-Røssåga – Namsos – Klæbu
- Namsos – Roan – Storheia
- Surna – Snilldal
- Mongstad – Kollsnes
- Modalen – Mongstad
- Mauranger – Blåfalli (temperaturoppgradering)
- Vestre korridor - Sauda – Ertsmyra – Feda
- Mellomlandsforbindelse
    - Tyskland
    - England
- I Sverige
    - Seriekompensering snitt 1
    - Seriekompensering snitt 2
    - SydVestLenken (AC og DC)



Vedlegg II: Områdeinndeling i Samnett-modellen