



Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet

Områdestudie



Analyserapport

Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet

Saksbehandler/Adm. enhet:

Katrine Storaker/KA,
Eirik Bøhnsdalen/KA,
Vegar Storvann/KE,
Mats Robin Jacobsen/KP,
Torstein Kastet/KP,
Lasse Christiansen/KA

Godkjent av/Adm. enhet

Anders Kringstad avdelingsleder / Markedsanalyse
Harris Utne avdelingsleder / Regionale planer sør og vest

Ansvarlig/Adm. enhet:

Gunnar Løvås konserndirektør / Kraftsystem og Marked

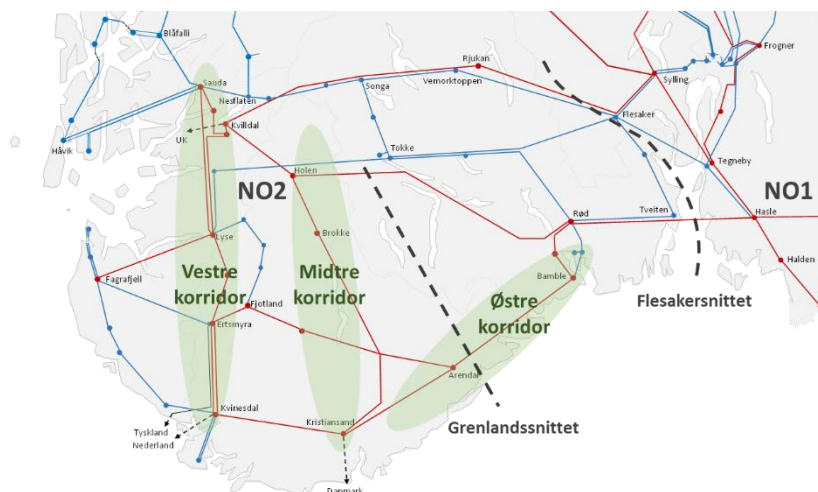
Dato: 1. desember 2022

Forsidebilde: Nicholas Doherty

Forord

Utbygging av store volumer havvind blir en sentral del av energiomstillingen i Norge. Samtidig øker kraftforbruket mye. For å kunne planlegge og bygge ut tilstrekkelig nettkapasitet til å møte denne utviklingen må vi forstå og tallfeste hvordan den samlede utviklingen av forbruk, produksjon og den øvrige markedsutviklingen endrer flyten i nettet. Deretter må vi identifisere flaskehalser og sette sammen pakker av nettinvesteringer og verifisere at disse gir tilstrekkelig nettkapasitet. Med masket nett og mange mulige sammensettinger av forbruk og produksjon, både i volum og geografisk fordeling, er dette en omfattende analyse og planleggingsjobb.

Statnetts mål er å gjennomføre rasjonelle nettplaner, som dekker behovet i flest mulige framtidige scenarier til lavest mulig kostnad. For å få til dette må vi ofte analysere og planlegge kraftsystemet i større geografiske områder i sammenheng. Og i Sør-Norge har vi et såpass masket nett at nesten alle endringer påvirker både flyt og nettbehov i hele regionen. Likevel viser historikk og analyser at det er noen områder som henger tettere sammen enn andre. Dette er tilfellet for Sør-Vestlandet, Sørlandet og områdene østover mot Oslo, som vi fokuserer på i denne analysen. Vi dokumenterer og drøfter hvordan mye ny industri og havvind fra Sørlege Nordsjø II øker overføringsbehovet, og skaper flaskehalser i nettet på Sørlandet og opp til Oslo. Vi identifiserer og analyserer også tiltak som møter behovet, og hvordan dette passer inn med de øvrige endringer i Sør-Norge de neste 10-15 årene.



Analysen klargjør nettbehovet for ulike nivåer av nytt forbruk og produksjon – og dokumenterer de grunnleggende sammenhengene bak behovet. Vi fokuserer på ledningsnettet og vurderer ikke trafo-kapasitet eller behov i regionalnettet. Og selv om vi her går langt i å skissere tiltak og nytteeffektene av disse er ikke dette en full investeringsanalyse. Analysen er imidlertid et viktig underlag til områdeplanene, framtidige KVVU-er og framtidige investeringsbeslutninger.

Sammendrag

Hovedkonklusjonene fra analysen er som følger:

- Industriforbruk på Sørlandet, i Telemark og på Østlandet, og havvind fra Sørlege Nordsjø, forsterker dagens flytmønster og gir større flaskehalsen begge veier mellom Sør- og Østlandet.
- Den mest alvorlige flaskehalsen oppstår ved flyt mot nordøst på vinteren. Økt forbruk i Grenland og Vestfold gjør at flaskehalsen flytter seg fra dagens NO1/NO2 grense til "Grenlandssnittet" som består av ledninger vest og sørvest for Grenland. Dette gjør oss mer avhengig av import fra Sverige for å forsyne forbruket på Østlandet og i Telemark på vinteren, og at vi i kortere perioder får ekstra høye priser og redusert forbruk (pga. prisrespons) på Østlandet og ned mot Telemark.
- For å kunne legge til rette for en realistisk vekst innen industriforbruk og havvind, må vi forsterke nettet fra Sørlandet til Østlandet. Dette innebærer en ny ledning i Østre korridor på Sørlandet, og oppgradering av nettet til 420 kV mellom Bamble og Flesaker – og videre til Oslo og Østfold.
- Gitt tilstrekkelig kapasitet i tilkoblingspunktene er det mulig å håndtere en viss økning i forbruket både på Sørlandet og i Grenland og Vestfold før større nettforksterkninger er på plass. Det er også mulig å koble til den første radialen med havvind til Sørlandet. Det vil imidlertid bli prisforskjeller, og trolig må vi flytte prisområdegrensen NO1/NO2, det vil bli krevende systemdrift og tidvis noe redusert forbruk. Uansett er det bare kapasitet til deler av planlagt forbruk og havvind før nytt nett er på plass.
- En alternativ tilkobling av deler av havvinden til Grenlandsområdet vil avlaste Grenlandssnittet. Hvis dette skjer med en hybrid blir effekten enda bedre da det gir importmuligheter når det er lite vindkraft. Importen vil imidlertid også avhenge av kraftsituasjonen i landet vi handler med. Det å etablere en hybrid vil imidlertid ta lengre tid enn å bygge en ny ledning på land, og tilknytning av havvind til Grenlandsområdet gir uansett en lengre og dyrere sjøkabel. Gitt at det trolig kan bygges ut 3-5000 MW havvind fra Sørlege Nordsjø II, og det kan bli åpnet andre havvindområder nærmere Østlandet, vil vi anbefale å legge første havvindradial til Sørlandet. Tilknytning av havvind til Grenlandsområdet kan være en god løsning for etterfølgende havvindutbygginger. En ny ledning på land vil imidlertid ha flere andre nyttevirksomheter, og gi en mer robust løsning for stabil høy kapasitet inn mot Østlandsregionen.

Vi forventer høy vekst i forbruk, produksjon og effektutvidelser i hele Sør-Norge

Transport-, energi- og industriektoren i Norge må de neste 10-20 årene omstilles for å redusere utslippene av klimagasser. For å få til dette vil elektrifisering være det viktigste tiltaket. Dette gir mye mer kraftforbruk – selv om det parallelt pågår en betydelig energisparing. I tillegg er det et stort potensial og mange planer om utvidelser og nye industriprosjekter som også vil bidra til økt kraftforbruk.

Lav produksjonsvekst og høy vekst i forbruket gir trolig underskudd på energibalansen om noen år. Men fra rundt 2030 forventer vi at havvind, solkraft, noe mer vannkraft og vindkraft på land, gir en produksjonsvekst som følger forbruket. I tillegg forventer vi mer effekt i eksisterende vannkraftverk.

Det er et betydelig utfallsrom for veksten i forbruk og produksjon i Sør-Norge. Usikkerheten er imidlertid først og fremst knyttet til hvor høy forbruksveksten blir, og den geografiske fordelingen av forbruket. Samtidig er det et tydelig trekk at det kommer mest langs kysten, gjerne der det er mye industri fra før, og at vi får en spredning fra nord til sør i hele landet. På produksjonssiden er regjeringens plan i første omgang utlysning av havvind fra Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord. Deretter vil trolig nye områder for flytende havvind langs hele kysten komme til. Solkraft kommer der det er større byer og næringsområder – mens mer effekt bygges ut i tilknytning til vannkraftverk på Sør- og Vestlandet i hovedsak.

Industriforbruk, havvind og fornyelser driver nettbehov og investeringer mellom Sørlandet og Oslo

Økt industriforbruk og havvind fra Sørlege Nordsjø II er de sentrale driverne for økte flaskehals og nye netttiltak i området fra Sørlandet og til Oslo. Behovet for å reinvestere gammelt 300 kV-nett er også en viktig faktor. Andre forhold som påvirker er hvorvidt havvinden er tilknyttet på radial eller via hybrid, mulig vindkraft på land, solkraft, ny effekt i vannkraftverk, reinvestering i de eldste HVDC-kablene mellom Kristiansand og Jylland, og hvordan markedet i områdene rundt utvikler seg.

Vi forventer og legger til grunn at det blir en betydelig vekst både innen industri og havvind i regionen. Samtidig er utfallsrommet stort. For å gjøre analysen mest mulig relevant har vi derfor valgt å ta utgangspunkt i et regionalt scenario med en høy vekst som samtidig er på et realistisk nivå:

- 3500-5000 MW økt samlet industriforbruk på Sør- og Østlandet
- 3-4500 MW havvind fra Sørlege Nordsjø II, med en radial og opptil to hybrider for tilknytning
- 1500 MW fra Utsira Nord på radial tilknytning
- Reinvestering av Skagerak 1&2
- Effektutvidelser og eventuelt pumpekraft i noen vannkraftverk på Sør-Vestlandet

Veksten kan bli større enn dette. Vi mener imidlertid at dette er et rasjonelt nivå å ta utgangspunkt i. Det er industriprosjekter i hele Norge og flytende havvind vil trolig bli mer konkurransedyktig og utviklet langs hele norskekysten. En vekst på nivå med punktene over innebærer dermed at Sør- og Østlandet får en noenlunde proporsjonal andel av hva vi forventer av vekst samlet for Norge.

Over tid er det både en klar fordel og realistisk at økt industriforbruk, havvind og annen produksjon utvikler seg noenlunde parallelt, med rimelig god balanse innad i regionene. Det er samtidig sannsynlig at vi får perioder med ujevn utvikling der det ene kommer før det andre. Eksempelvis kan det godt komme mye industriforbruk før havvinden er på plass. Vi må derfor også analysere mulige ubalanser rundt det skisserte hovedscenarioet, selv om vi på overordnet nivå forutsetter en parallell utvikling av produksjon og forbruk i vår nettplassering.

Flytmønsteret sør i Norge er i dag drevet av samspillet mellom kabler, vannkraft og forbruk

Flytmønsteret på Sør-Vestlandet og opp til Østlandet varierer og preges av samspillet mellom utvekslingen på mellomlandsforbindelsene, regulert vannkraft og forbruket. Sesongvariasjoner og hvorvidt det er mye eller lite tilsig til vannkraften har også mye å si.

Vi har høy flyt sørover på alle ledningene på Sørlandet når det er eksport på kablene. I deler av tiden er eksporten drevet av høy produksjon i de regulerte vannkraftverkene på Sør-Vestlandet. Dette gir mer flyt i Vestre korridor enn i Østre korridor – og ikke like stor belastning lengre nord og øst. Når derimot eksporten er drevet av lavt forbruk og mye uregulert produksjon eller mye tilsig i hele Norge, og i tillegg import fra Sverige, får vi også høy flyt sørvestover fra Østlandet til Sørlandet. Dette er vanlig i sommerhalvåret, som eksempelvis i 2022. Om sommeren er også termisk kapasitet på ledningene lavere enn om vinteren og det er vanlig med driftstanser (knyttet til vedlikeholdsarbeid) i nettet som ytterligere reduserer kapasiteten.

Ved import blir det i alle tilfeller mye flyt nordover på de nærmeste ledningene på Sørlandet. Nettet mot Østlandet og Vestlandet er også høyt belastet. Det er størst flyt nordøstover i Østre korridor og videre over Flesakersnittet fra NO2 til NO1 når forbruket er høyt vinterstid på Østlandet og vi har import på kablene. Når forbruket er høyt, kan det være betydelig vannkraftproduksjon selv med stor import.

Økt industriforbruk og havvind forsterker flytmønsteret og gir flaskehals både nordover og sørover

Det er i dag ingen strukturelle flaskehals internt på Sørlandet ved intakt nett. Mellom Sør- og Østlandet er det derimot periodevis betydelig flaskehals over Flesakersnittet, begge veier. Dette gir tidvis stor

prisforskjell mellom prisområdene NO1 og NO2. Når vi legger inn økt industriforbruk og havvind viser våre modellsimuleringer at dette forsterker dagens flytmønster og at det blir større flaskehals både fra Sørlandet mot Østlandet og motsatt vei – og at det varierer med årstiden hvilken vei vi har flaskehals.

Økt industriforbruk i Grenland, Vestfold og på Østlandet gir større flyt og flaskehals fra Sørlandet mot nordøst, og det blir størst flaskehals på vinteren når kraftbehovet her er stort. Forbruksveksten gjør også at dagens flaskehals mot øst i Flesakersnittet, fra NO2 til NO1, flytter seg til ledninger vest og sørvest for Grenland, som vi heretter kaller Grenlandssnittet. Sammen med økt forbruk i Grenland og Vestfold gir denne flaskehalsen lavere overføring videre over Flesakersnittet til Østlandet. Vi blir dermed mer avhengig av import fra Sverige for å forsyne forbruket på Østlandet og i Grenland på vinteren.

Mer forbruk på Sørlandet gir litt lavere flyt nordøstover om vinteren. I sommerhalvåret gir imidlertid økt forbruk både på Sørlandet, i Grenland og Vestfold større flyt og mer flaskehals vestover over Flesakersnittet fra NO1 til NO2. Denne flaskehalsen flytter seg ikke. Hvis vi får økt forbruk uten ny produksjon blir det også færre timer med eksport og flere med import over kablene. Forventet svekkelse av energibalansen de nærmeste årene tilsier at det blir gradvis mer import på mellomlandskablene.

Havvind fra Sørlege Nordsjø II tilknyttet Sørlandet vil ytterligere forsterke flyten og flaskehalsene mot nordøst fordi det ofte er høy vindkraftproduksjon i Sørlege Nordsjø og på kontinentet samtidig. Dette gjelder uavhengig av om tilknytningen av havvinden skjer ved radial eller hybrid. Forskjellen på radial og hybrid er i eksportsituasjoner. Radiell tilknytning vil dempe flyten sørover ved eksport noe, fordi deler av eksporten blir dekket av havvinden. Virkningen er imidlertid liten fordi det ofte blåser relativt lite i timer med høy eksport. Hybrid vil på den andre siden øke flyten sørover i timer med lite vindkraft og eksport, spesielt i sommerhalvåret. Dette øker flaskehalsen i Flesakersnittet fra NO1 til NO2.

En reinvestering av kablene Skagerak 1&2 til Danmark (SK12) vil også forsterke flyten både nordover og sørover noe. Det samme vil mer effekt eller pumpekraft i eksisterende vannkraftverk hvis disse kommer på Sør-Vestlandet. Pumpekraft lengre øst kan derimot ha en dempende virkning, men dette er ikke noe vi har undersøkt grundig.

Våre beregninger viser at de ulike nettbegrensningene både nordover og sørover ligger tett på hverandre. Når vi simulerer med nettfosterknninger og økt kapasitet i ett ledd blir neste ledd raskt begrensende. Og selv om begrensningene oppstår først mot sørvest mellom Flesaker og Bamble, blir det også tidlig begrensninger andre veien mellom Arendal og Grenlandsområdet. Samtidig er det fortsatt behov for å oppgradere videre fra Flesaker til Oslo og Østfold.

Vi ser lite begrensninger på 300 kV-ledningene mellom Vestlandet og Østlandet, lengst nord i NO2. Men det kan også oppstå begrensninger lokalt her knyttet til økt forbruk eller effektutvidelser i vannkraft. Internt på Sørlandet er det lite flaskehals i vestre- og midtre korridor ved intakt nett selv med 4500 MW havvind fordelt på to hybrider og en radial. På dette nivået kan det imidlertid oppstå noe flaskehals helt sør på Sørlandet ved flyt mot nordøst. Og i revisjonssesongen på sommeren vil det trolig oppstå flaskehals ved sørgående flyt flere steder lokalt på Sørlandet.

Uten nettfosterknninger får vi prisforskjeller og trolig lavere vekst i forbruk og produksjon

Våre modellsimuleringer viser at flaskehalsene vi får begge veier til en viss grad kan håndteres med prisområder og flytbasert markedskobling. Markedet gir en tilpasset utveksling på kablene og produksjonsfordeling som time for time resulterer i en kraftflyt innenfor grensene for sikker N-1-drift. Dette gir imidlertid prisforskjeller og samfunnsøkonomiske tap i form av mindre optimal bruk av de samlede produksjonsressursene i totalsystemet. Blant annet vil Norge gå glipp av billig import når det

blåser i Nord-Europa. Og om vi legger inn stor nok vekst i forbruk og produksjon blir det etter hvert uhåndterlig. Konsekvensen av å ikke investere i mer nett blir da mindre vekst i forbruk og produksjon.

Den mest krevende flaskehalsen er den som oppstår ved flyt mot nordøst over Grenlandssnittet. Våre simuleringer viser at denne blir håndtert mer effektivt hvis vi flytter prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 til dette snittet. Trolig er en slik utvidelse av NO1 en forutsetning for å kunne håndtere selv en relativt moderat forbruksvekst i Grenland og Vestfold, før vi får på plass nødvendige nettførsterkninger.

Flaskehalsen nord/nordøstover blir i stor grad håndtert med prisområdene og markedet ved at prisene i NO2 via markedsalgoritmen reduseres slik at det blir mindre import på kablene fra Danmark, Nederland og Tyskland og dermed mindre flyt nordover på Grenlandssnittet, som da holdes innenfor sikre grenser. Tilsvarende må produksjonen øke nord og øst for snittet, enten innen NO1 eller i Sverige og lengre nord i Norge. Dette gir prisforskjell. Og denne blir enda større når det tidvis på vinteren i sum ikke er nok produksjonskapasitet internt i NO1 og overføringskapasitet inn til NO1 fra blant annet Sverige, til å dekke hele forbruket i dette antatt utvidede NO1 prisområdet. Da går prisen så høyt at deler av forbruket reduseres på Østlandet inklusive Grenland. Hvor ofte dette skjer avhenger av veksten i forbruket og nettkapasiteten fra Sverige.

Flaskehalsen i søroverretning blir værende på dagens Flesakersnitt og blir dermed liggende langt inne i det eventuelt nye utvidede NO1. Modellsimuleringene viser imidlertid at denne likevel håndteres effektivt ved at prisene i NO2 økes for å dempe eksporten og slik få ned flyten i sørgående retning. Med innføringen av flytbasert markedskobling i det reelle kraftmarkedet blir det vesentlig enklere å løse flaskehalser lengre unna prisområdegrensene slik som i dette tilfellet.

Masket nett og mange begrensninger gjør at vi bør forsterke hele veien fra Sørlandet til Oslo

En hovedkonklusjon fra analysen er at det gir liten nytte å kun forsterke én enkelt ledning. Vi må forsterke hele korridoren mellom Sørlandet og Østlandet for at vi skal kunne knytte til betydelig økt industriforbruk og håndtere flyten gitt av et realistisk utfallsrom av plausible scenarioer for vekst og fordeling av nytt forbruk og ny produksjon.

Det har i analyseprosessen vært krevende å både beregne snittkapasiteter og identifisere begrensende snitt. Masket nett, blandingen av 300 og 420 kV-nett og stor flytvariasjon gir mange mulige begrensninger. Mange av begrensningene er gitt av spenningsforhold og dermed har både størrelsen på kraftflyten og flytfordelingen mye å si for kapasiteten. I sum gir dette en viss usikkerhet i beregningene, noe som styrker konklusjonen om å forsterke nettet i sammenheng hele veien mellom Sørlandet og Østlandet:

- Oppgradere 300 kV-nettet mellom Flesaker og Bamble til 420 kV
- Bygge ny ledning i Østre korridor
- Oppgradere 300 kV nettet østover fra Flesaker til Oslo og Østfold til 420 kV

Oppgradering av det eksisterende 300 kV-nettet mellom Flesaker og Bamble er uansett et bra første trinn. Dette dukker opp i alle scenarioer og verken tilknytningspunkt eller -måte for havvinden endrer behovet. Tiltaket er en nødvendig reinvestering som blir forskuttert. Dette gjør at de reelle merkostnadene er relativt lave. Det pågår allerede arbeid med å klargjøre flere av stasjonene for 420 kV. I sum gir dette høy nytte og moderat kostnad.

En ny ledning i Østre korridor mellom Arendalsområdet og Bambleområdet er viktig for å kunne møte en realistisk vekst i forbruket i Grenland, Vestfold og resten av Østlandet. Det er også viktig for å kunne knytte til mer havvind enn første fase. Gitt en slik vekst vil tiltaket ha høy nytte både i form av markedsnytte og ved å gi tilknytning til økt forbruk og ny produksjon. Et alternativ til en ny ledning kan

være å forskuttere oppgradering av 300 kV-nettet vest-øst mellom Kvilldal/Sauda og Østlandet, nord i NO2. Dette vil imidlertid ikke gi tilstrekkelig avlastning i Østre korridor fordi den elektriske koblingen mellom Sørlandet og Østlandet er så sterk. I tillegg vil det ikke øke kapasiteten lokalt på Sørlandet.

Med disse to trinnene, og videre oppgradering til Oslo og Østfold, så viser våre beregninger at vi kan håndtere veksten som skissert i vårt regionale basisscenario – uten å få vesentlige flaskehals. Det kan bli visse begrensninger i perioder når det er revisjoner i nettet, eller andre ekstraordinære forhold – men ut fra analysene vi har gjort virker dette å være håndterbart.

Det er på sikt behov for å reinvestere 300 kV-nettet mellom Kvilldal og Sauda på Vestlandet og Flesaker på Østlandet. Våre beregninger viser imidlertid at dette kan vente til lengre ut i tid.

Fase 1 fra Sørliche Nordsjø II bør tilknyttes Sørlandet – men fordel å spre videre utbygging

Regjeringen har besluttet at den første fasen med 1500 MW havvind fra Sørlich Nordsjø II skal ha radiell tilknytning. Sørlandet er nærmeste område på land, og etablering av første fase i Sørlich Nordsjø II hit fører til liten økning i flaskehals. Vi finner også små forskjeller i flyt og flaskehals om vi tilknytter fase 1 til alternative punkter nord, øst eller vest i NO2. Siden tilkobling av første radial til Sørlandet både er mulig uten større nettforsterkninger mellom Sør og Østlandet, og det blir lavere kostnad med kortere avstand til land, kan en egnet tilknytning være i området Kvinesdal til Kristiansand.

For fase to med enten 1500 eller 3000 MW ytterligere utbygging viser analysen at det kan være mulig å knytte dette til det sørlige Sørlandet, forutsatt at nettoppgraderingene vi foreslår mellom Sørlandet og Østlandet er på plass. Med 4500 MW havvind fra Sørliche Nordsjø II ser vi imidlertid at det kan begynne å oppstå begrensninger på ledninger lokalt på Sørlandet. Vi ser behov for de samme tiltakene om fase 2 blir radial eller hybrid. Ved hybrid tilknytning kan vi imidlertid få større begrensninger knyttet til revisjoner, og det blir større tap.

Et alternativ er å legge tilknytningen av en eventuell hybrid i fase to lenger nord i området, nærmere vannkraftproduksjonen. Her ser vi at dette vil avlaste flyten mot Sørlandet, men øker flaskehalsene inn mot Østlandet når det blåser. Kombinert med høyere kostnader er ikke dette noe vi anbefaler.

Hvis vi i stedet knytter en hybrid fra Sørliche Nordsjø II fase to til Grenland vil dette avlaste nettet begge veier og gi mulighet for import fra utlandet når det ikke blåser. I våre modellsimuleringer gir derfor en hybrid til Grenland omtrent samme resultat på flaskehals og prisforskjeller som en ny ledning på land i Østre korridor. En ny ledning på land vil imidlertid ha flere andre nyttevirkninger, blant annet ved å gi økt kapasitet ved feil og revisjoner og knytte Østlandet tettere sammen med de andre forbindelsene på Sørlandet og vannkraftverkene vest i NO2. Selv om det siste i seg selv ikke er en sterk driver for nett i Østre korridor mener vi alt i alt ny ledning trolig gir en mer robust løsning for stabil høy kapasitet inn mot Østlandsregionen. En hybrid fra Sørliche Nordsjø II til Grenlandsområdet vil også gi en betydelig lengre og dyrere sjøkabel, og er trolig et dyrere alternativ. Videre vil det å etablere en hybrid ta lengre tid og være mer komplisert å gjennomføre. I lys av at flere av industriaktørene i Telemark, Vestfold og ellers på Østlandet planlegger å øke forbruket innen få år, forsterker dette konklusjonen om at det er bedre å bygge en ledning på land.

Oppsummert virker det rasjonelt å tilknytte fase to til det sørlige Sørlandet – i samme område som det første trinnet. Men hvis fase 2 er på 3000 MW kan det være rasjonelt å vurdere å spre havvinden utover et større geografisk område. Det bør også vurderes om det på sikt er bedre å bygge ut flytende havvind nærmere Grenland og Østlandet, enn å eventuelt trekke en lang HVDC-kabel fra Sørliche Nordsjø II.

Innhold

	Forord	iii
	Sammendrag	iv
	Innhold	ix
1	Formål, forutsetninger og metode for analysen	1
2	Kraftsystemet på Sør og Østlandet henger tett sammen	4
3	Vi har masket nett og et komplekst kraftsystem på Sør og Østlandet	8
4	Forbruk, havvind og fornyelser driver nettbehov og investeringer	13
5	Forbruk, havvind og utveksling forsterker eksisterende flytmønster	19
6	Begrensningene står i kø mellom Sørlandet og Østlandet	27
7	Uten nettfosterkninger får vi prisforskjeller og lavere vekst	35
8	Tilknytningspunkt for havvind påvirker flyt og flaskehals	43
9	Vi bør forsterke sammenhengende mellom Sør- og Østlandet	49

1 Formål, forutsetninger og metode for analysen

Analysen "Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet" er en områdestudie der vi klargjør fremtidig overføringsbehov, flaskehals og egnede forsterkningstiltak i nettet på Sørlandet og opp til Østlandet. Vi fokuserer mest på konsekvensene av økt forbruk og tilknytning av opptil 4500 MW havvind fra Sørlige Nordsjø II. Vi tar imidlertid også med alle andre relevante drivere og faktorer for nettbehov og flaskehals, som blant annet virkningen av en mulig reinvestering i SK12, øvrige endringer i produksjon og forbruk i Sør-Norge og pris og markedsforhold i det samlede kraftsystemet. Når vi identifiserer forsterkningstiltak, ser vi disse i lys av reinvesteringsbehov. Formålet med analysen er å gi et best mulig underlag for områdeplaner og videre KVV og konsesjonsprosesser. Derfor har vi en bred analyse og drøfting av behov, virkning av tiltak og de grunnleggende sammenhengene mellom utviklingen i forbruk, produksjon og utveksling.

Studien bygger videre på Statnetts Nettutviklingsplan 2021, Langsiktig markedsanalyse og Analyse av transportkanaler 2021, og er et grunnlag for områdeplanene som nå etableres i regionen. I denne videreføringen ser vi dypere på behov og tiltak gjennom mer omfattende utfallsanalyser av begrensede snitt, både lokalt og på transportkanalnivå, flere sensitivitet for fordeling av forbruk og produksjon, og mer om effekten av å gjennomføre nettiltak. I tillegg dokumenterer vi konsekvensene av ulike tilknytningspunkter for havvind fra Sørlige Nordsjø II for volumer mellom 1500 og 4500 MW, og konkluderer på hvor det er mest egnet sett fra et kraftsystemperspektiv.

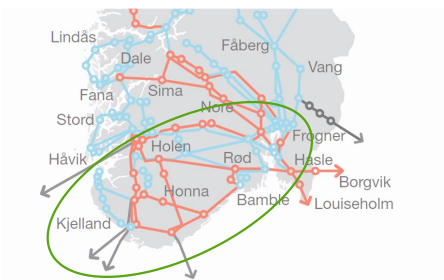
1.1 Avgrensning og analyseområde

Analysen tar utgangspunkt i kraftsystemet i Sør-Norge. Den geografiske fordelingen av produksjon, forbruk og utvekslingskapasitet påvirker kraftflyten i hele Sør-Norge. Kraftflyten har historisk gått fra de store vannkraftverkene i indre strøk og ut mot de større forbruksområdene langs kysten i sør, mot Haugalandet i vest og til Østlandet. I dag er flyten sterkt påvirket av utvekslingen mot kontinentet, og kraftflyten har økt både nordover og sørover i Sør-Norge.

Det skal skje store endringer i kraftsystemet i Sør-Norge fremover med mer forbruk og nye forbruksaktører, mer vind- og solkraft, effektutvidelser mm. som vil påvirke kraftflyten i hele systemet. Det er derfor viktig at vi planlegger for en helhetlig og rasjonell utvikling av hele landsdelen. Det er imidlertid ikke hensiktsmessig å analysere alt dette i samme studie. Vi ser derfor på områder der sammenhengene er ekstra sterke på tvers. Og nettet på og mellom Sørlandet og Østlandet er slikt område som må analyseres og planlegges helhetlig. Stort behov for overføring av kraft inn mot Østlandet, vannkraft i indre deler av Agder og Telemark, utvekslingskapasitet både mot Sverige, og kontinentet fra Sørlandet, skaper en sterk sammenheng mellom Sør- og Østlandet. Om vinteren er forsyningen av forbruk på Østlandet avhengig av transport av kraft fra omkringliggende områder da det er lite produksjonsressurser tilgjengelig sammenlignet med forbruket internt i området. Mer forbruk i dette området vil øke overføringsbehovet fra Sørlandet og Sverige. I tillegg er de første planene om havvind i Sørlige Nordsjø II (SNII), og ved tilkobling til Sørlandet vil dette forsterke samspillet med forbruket oppover kysten og på Østlandet.

Så er det også planer om havvind på Utsira Nord, utenfor Haugalandet, og flere forbruksplaner her. Og selv om dette også påvirker, henger denne delen av nettet tettere sammen med Bergensområdet. I denne studien fokuserer vi derfor ikke så mye på dette – men vi har det med og drøfter kort virkningen basert på sensitivitet og tidligere studier.

Området vi i denne analysen har fokus på nå er hovedsakelig det som i Nettutviklingsplanen blir kalt Region sør. Region sør dekker fylkene Rogaland sør for Boknafjorden, Agder og Vestfold og Telemark. I tillegg har vi med Østlandsområdet, nettopp fordi det henger så tett sammen med Sørlandet.

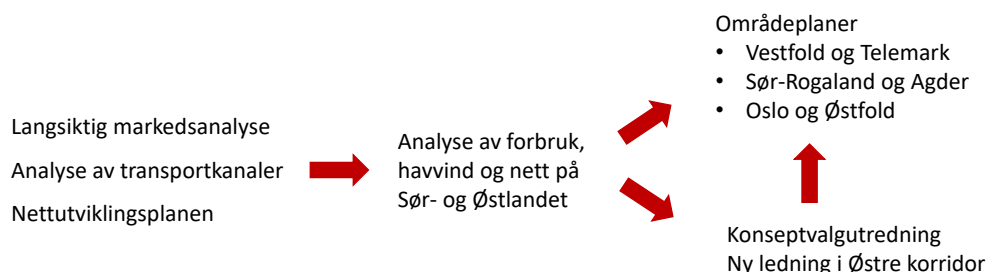


Figur 1-1: Nettet i Sør-Norge. Røde streker er 420 kV ledninger mens de blå viser eldre 300 kV ledninger som over tid vil bli byttet ut med nye på 420 kV. Ringen skisserer området vi fokuserer på i denne analysen.

Vi understreker at analyseområdet handler om nett og nettforhold. Når det gjelder drivere for behov og lønnsomhet ser vi på det større bildet og tar med alt som er relevant enten det er selve markedsutviklingen på europeisk nivå eller mer lokale forhold ellers i Sør-Norge og i Sverige.

1.2 Studien skal danne grunnlag for videre planarbeid

Studien redegjør for behovet på tvers av flere områdeplaner, og danner et grunnlag for planene i Region sør og det videre arbeidet med disse. Studien dokumenterer behovet for en ny ledning i Østre korridor og nytten av denne. Den gir også en utfyllende kontekst for dette behovet – og hvordan dette passer inn i en større og sammenhengende oppgradering av nettet mellom Sør- og Østlandet. Vi viser også alternative tiltak og sannsynliggjør hvorfor en ny ledning i Østre korridor er et bedre tiltak enn andre alternativer. I sum gir dette et godt grunnlag for å slutføre en konseptvalgutredning – og vil også i stor grad inngå som en del av denne.



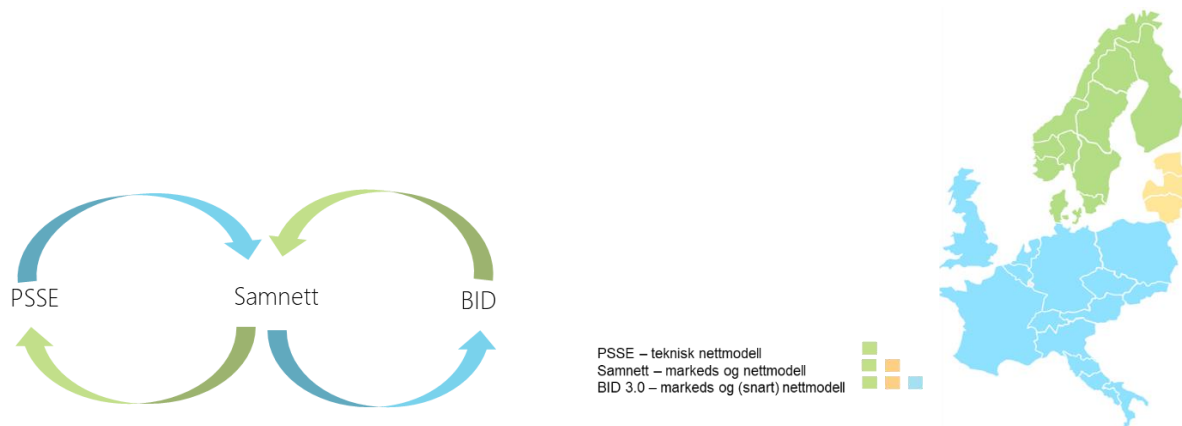
Figur 1-2: Skisse som viser hvordan analysen bygger på tidligere analyserapporter og planprodukter – og gir et grunnlag for områdeplaner og en KVVU om ny ledning i Østre korridor.

1.3 Vi bruker flere beregningsmodeller, og drøfter resultatene opp mot teori og historikk

For å kunne beregne, forstå og dokumentere hvordan endringer forbruk, produksjon og øvrige markedsforhold påvirker flyt og flaskehalsen bruker vi flere beregningsmodeller i kombinasjon. Markedet, vannkraften og flyten i nettet er representert gjennom optimeringsmodellene Samnett og BID. Disse bruker optimeringsalgoritmer som minimerer driftskostnaden time for time for hele kraftsystemet med alle kraftverk og innenfor begrensningene gitt av nettet, basert på en detaljert data-beskrivelse for det samlede europeiske kraftsystemet og markedet for ulike "analyseår" fra nå og fram til 2040-50. Forutsetningene for disse basisdatasettene er dokumentert i Statnetts siste Langsiktige markedsanalyse.¹

¹ [Statnetts langsiktige markedsanalyse 2020-2050](#)

BID-modellen gjensker det europeiske markedet og gir vårt modelloppsett prisrekker til Samnett som representasjon for simuleringene av Norden og Baltikum, som i Samnett er detaljert modellert. I Samnett er det i tillegg en lastflytmodell som beregner fordeling av kraftflyten på alle ledninger i Norden, basert på de fysiske lovene for strøm og spenning. Så bruker vi i tillegg lastflytmodellen og beregningsverktøyet PSS/E, som dekker hele det nordiske elektriske kraftsystemet, til å regne ut maksimale overføringskapasiteter for sikker N-1-drift ulike steder i nettet. Overføringsgrensene blir deretter lagt inn i marked-nett-modellen Samnett, og brukt som grenser i optimeringen. Forutsatt et fritt marked med rasjonelle aktører vil kostnadsminimeringen gitt av Samnett og BID i kombinasjon gi en representasjon av markedet der alle aktørene maksimerer sin profitt.



Figur 1-3: Skisse til hvordan vi bruker våre beregningsmodeller og verktøy i samspill i Statnett

Gjennom en iterativ prosess får vi gjennom Samnett beregnet relevante fordelinger av produksjon, forbruk og tilhørende lastflyt som underlag til kapasitetsberegningene, og beregnet prisforskjeller, flytfordeling og på hvilke snitt (grupper av ledninger) det oppstår fysiske flaskehals. I denne rapporten er det i hovedsak resultater fra Samnett-modellen og PSS/E vi viser.

I både Samnett og BID simulerer vi med 29 historiske værår i hver simulering av et gitt stadium i tid – eksempelvis for det samlede kraftsystemet slik vi forventer at det skal være i 2030 eller 2040 – for å fange opp variasjoner i tilsig, temperatur, forbruk, vind og sol. På grunn av regnetid og datamengde har vi i denne studien kjørt modellen med en tidsoppløsning på tre timer, altså 8 perioder per dag i stedet for 24 timer. Til sammen gir dette over 80 000 ulike tilstander for hver simulering, som gir en god representasjon av kortsiktige svingninger i kraftsystemet. Vi har tidligere testet forskjellen ved å bruke full timesoppløsning, og ser at denne er såpass moderat at denne forenklingen er god nok å bruke.

Dagens modell er delt inn i 27 delområder, hvorav 16 i Norge. I denne analysen har vi gruppert de områdene for å etterligne dagens elspotområder. Det vil si at modellen bruker dagens prisområder til å håndtere flaskehalsene. Simuleringene etterligner flytbasert flaskehals håndtering. Vi har lagt inn flere begrensende snitt, både på dagens prisområdegrensene og internt i prisområdene, som blir tatt hensyn til i beregningen av flyt og pris. Mange av disse snittene er hentet fra systemdriften slik den er i dag.

Selv om mye av denne områdestudien og vår analyseaktivitet generelt er basert på bruk av modellberegninger, er vi opptatt av å drøfte resultatene opp mot både teori, historiske observasjoner og erfaringer fra systemdriften. Og selv om det kanskje ikke kommer like tydelig fram gjennom hele rapporten, er dette et betydelig element. For mer informasjon om modell og metodikk, se Statnetts analyse av transportkanaler.²

² [Analyse av transportkanaler 2021-2040](#)

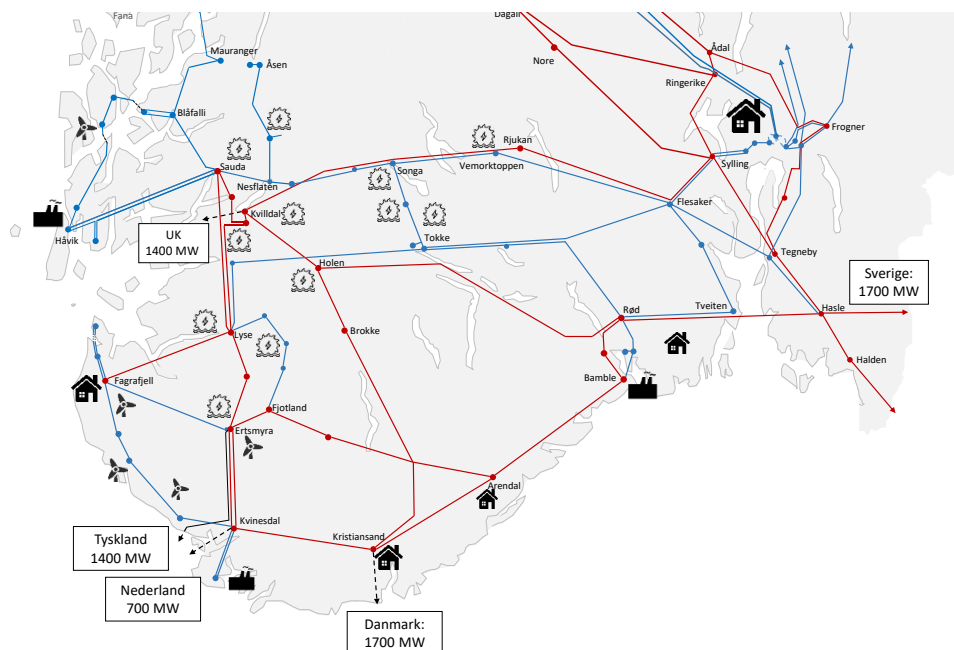
2 Kraftsystemet på Sør og Østlandet henger tett sammen

2.1 Det er store avstander mellom produksjon og forbruk på Sør- og Østlandet

Det sørlige prisområdet NO2 dekker områdene Haugalandet, Sør-Rogaland, Agder, Vestfold og Telemark. De store vannkraftverkene er lokalisert i indre deler av regionen, mens forbruket er sentrert i og rundt de større byene langs kysten og på Østlandet i prisområdet NO1. Det finnes også kraftkrevende industri, blant annet på Lista og i Grenlandsområdet. Totalt i NO2 utgjør maksforbruket 5- 6 GW i kalde perioder på vinterstid, og 7-8 GW i NO1.

Til sammen er det nær 10 GW regulerbar vannkraft i NO2, som utgjør omtrent en tredjedel av den regulerbare vannkraftproduksjonen i landet. Den uregulerbare vannkraften utgjør ca. 1,4 GW og er på samme nivå som vindkraften i området. I tillegg er det 5200 MW utvekslingskapasitet mot utlandet tilknyttet NO2. Fordelingen av forbruk, produksjon og mellomlandsforbindelser gir en høy overføring av kraft internt i NO2 og høy utveksling mot tilgrensede regioner. NO1 har til sammenligning ca. 1,4 GW regulerbar vannkraft, 2,5 GW uregulerbar vannkraft og 400 MW vindkraft.

I vårt datasett for 2022 er det et underskudd på om lag 20 TWh i NO1 i et normalår, og et overskudd på 17 TWh i NO2. I Sør-Norge, definert som NO1, NO2 og NO5 er det et svakt overskudd på 3 TWh.



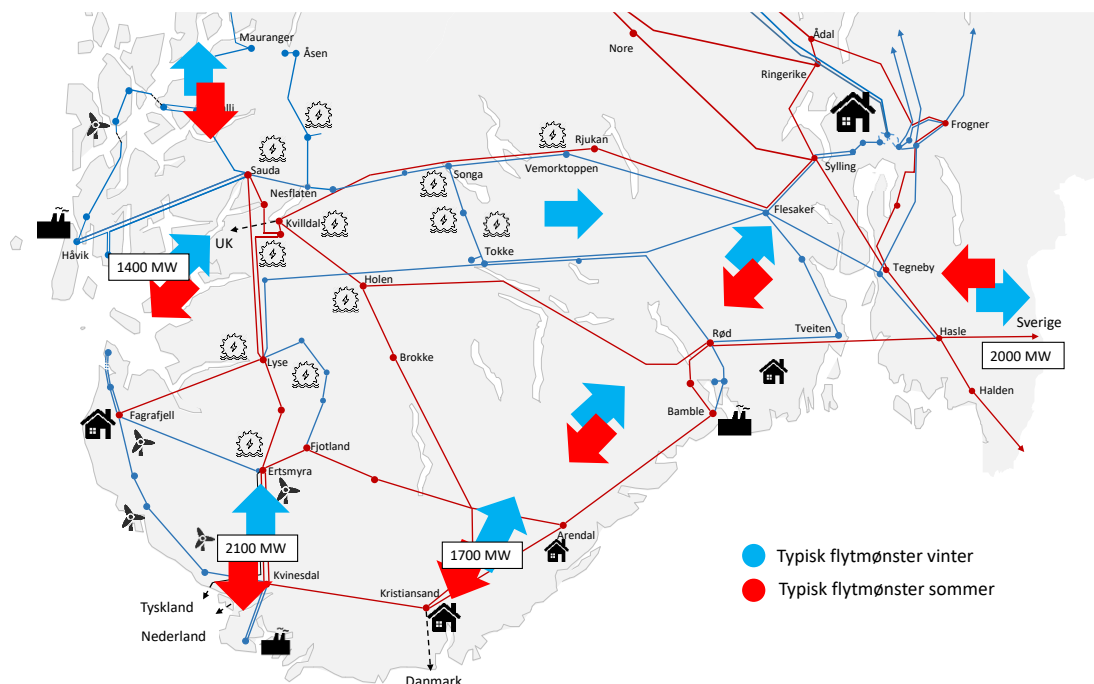
Figur 2-1: Grov fordeling av hvor forbruk, produksjon og utvekslingskapasitet er lokalisert.

Vindkraftverkene i området er i hovedsak lokalisert sørvest, i Agder og Sør-Rogaland i tillegg til noe på Haugalandet. Her er det de siste årene satt i drift flere nye vindkraftverk. Blant større utbygde prosjekter i senere år finner vi Tonstad vindpark (210 MW), Tellenes vindkraftverk (160 MW), og Bjerkreim-klyngen (300 MW). Totalt er det gitt konsesjon til omtrent 1900 MW vindkraft på land i fylkene Agder og Rogaland, og omtrent halvparten er enten satt i drift eller under bygging.

2.2 Flytmønsteret i sør er i dag drevet av samspillet mellom kabler, vannkraft og forbruk

Kraftflyten i NO2 har historisk gått fra de store vannkraftverkene i indre strøk og ut mot de større forbruksområdene langs kysten i sør, mot Haugalandet i vest og til Østlandet. I dag er flyten sterkt påvirket av utvekslingen mot kontinentet, og kraftflyten har økt både nordover og sørover i Sør-Norge. Dette er i hovedsak fordi flere av utenlandskablene er tilknyttet på Sørlandet og sørger for høy flyt fra sør mot nord når vi har import, og høy flyt fra nord til sør når vi har eksport fordi vannkraftverkene er

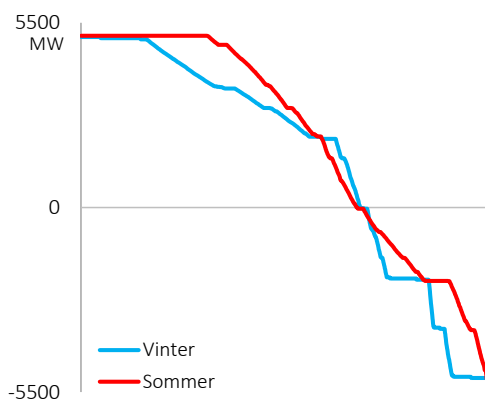
lokalisert lenger nord. De eksisterende mellomlandsforbindelsene til Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia har en installert kapasitet på til sammen 5200 MW.



Figur 2-2: Typiske flytmønster sommer og vinter i NO1 og NO2. Det kan imidlertid flytte begge veier både sommer og vinter.

En grunn til at flyten på Sørlandet i så stor grad blir påvirket av utvekslingen mot utlandet er den høye graden av samtidighet på faktorene som påvirker flyten. Ofte er det enten full import eller full eksport på alle forbindelsene samtidig (Figur 2-3). Utvekslingen kan dermed variere fra 5200 MW import og 5200 MW eksport, en forskjell på over 10 000 MW.

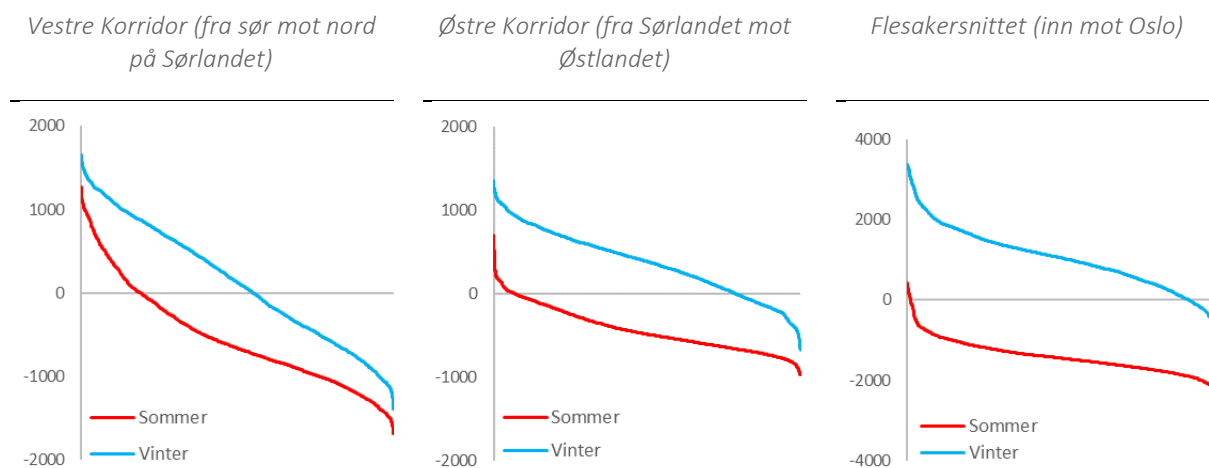
Vi importerer som regel mest på vinteren når det blåser i Europa og prisene på kontinentet er lave, og forbruket i Norge er høyt. Vannkraftaktørene kan dermed spare vannet til timer med større behov og høyere priser. På vinteren er typisk forbruket så høyt og den uregulerte produksjonen i elvekraft såpass lav at regulerbar produksjon må produsere for å dekke hele forbruket selv om det er full import. Dermed blir det få timer med nullpris satt av billig import på vinteren.



Figur 2-3: Simulert utveksling i vårt 2022-datasett. Vi importerer mest om vinteren og eksporterer mest om sommeren. Positive verdier betyr eksport, mens negative betyr import. Figuren viser sum utveksling på mellomlandsforbindelsene fra Sør-Norge.

Om sommeren blåser det mindre og forbruksnivået er lavere. Det er også mer uregulerbar vannkraftproduksjon og solkraft i Norge. Vannkraftprodusentene kan i mindre grad velge å utsette produksjonen på grunn av fare for flom. Verdien av vannet er lavere, og vi eksporterer mer til kontinentet. I timer med lave priser på kontinentet vil uregulerbar kraft i Norge og import typisk dekke hele forbruket. Dette kan skje selv om ikke hele importkapasiteten er fullt utnyttet. Det betyr at prisene i Norge blir svært lave i disse timene selv om vannverdiene i mange magasin med god reguleringssevne kan være relativt høye.

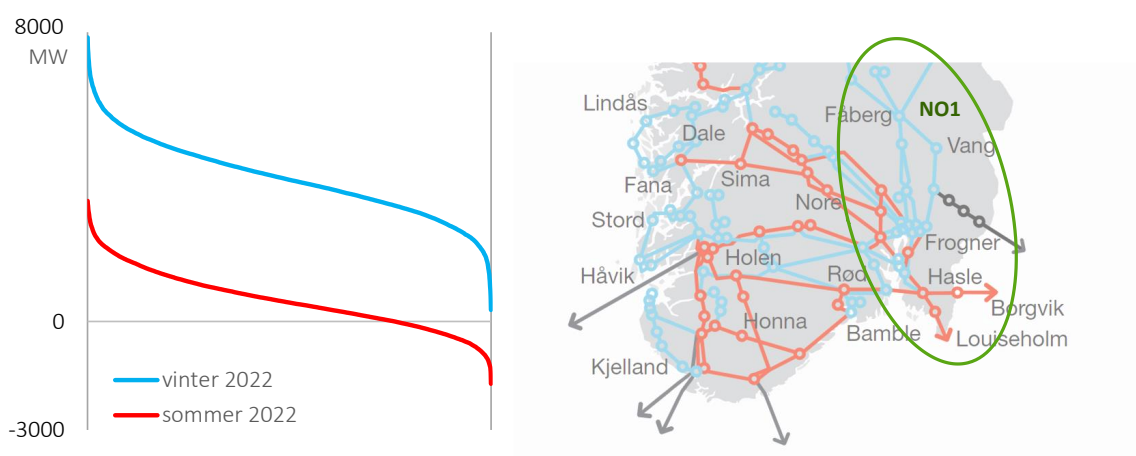
Figur 2-4 illustrerer kraftflyten det siste året på ledningene i Vestre- og Østre korridor, samt over Flesakersnittet. Her ser vi at kraftflyten er størst nordover og inn mot Østlandet på vinteren, og sørover mot Sørlandet på sommeren.



Figur 2-4: Historisk flyt sommer og vinter det siste året (31. okt. 2021 - 31. okt. 2022) viser tydelige sesongmønstre. Positive verdier er flyt fra sør mot nord, vinter er uke 49-9, sommer er uke 23-35.

2.3 Behovet for transport av kraft inn mot Østlandet er stort, spesielt om vinteren

NO1, det østligste prisområdet, har i dag en produksjon på ca. 20 TWh og et forbruk på i overkant av 42 TWh i et normalår. Fordi det er lite produksjon generelt, og spesielt lite regulerbar produksjon, har Østlandet et stort underskudd av både energi og effekt på vinteren når forbruket er høyt. I vinterhalvåret har det store underskuddet primært vært dekket av høy flyt fra NO5 gjennom Hallingdal og fra NO2 over Flesakersnittet.



Figur 2-5: Varighetskurve for samlet flyt inn til NO1 i vårt datasett for 2022 for sommer og vinter.

I våre datasett har vi lagt til grunn en moderat økning i både produksjon og forbruk på om lag 4 TWh i NO1. Vi forventer at økningen i produksjon hovedsakelig vil bestå av solkraft og mer tilsig i eksisterende kraftverk, og muligens noe vindkraft på land. Denne nye produksjonen bidrar primært i sommerhalvåret når eksisterende kraftverk i regionen har høyest produksjon. Det betyr at overføringsbehovet inn til regionen når det er kaldt på vinteren forsterkes selv om forbruk og produksjon i området øker like mye i energi over året. Øker forbruket mer enn det vi har antatt øker naturlig nok presset på nettet inn til regionen om vinteren enda mer. Økt overføringsbehov inn til området blir i stor grad dekket av mer flyt inn til området fra Sverige og NO2.

Vi forventer at den dominerende flytretningen mellom Sør-Norge og Sør-Sverige over Hasle har snudd fra eksport til import. Betydelig forbruksvekst i Sør-Norge før etablering av havvind vil forsterke dette ytterligere. Antall timer med import fra Sverige blir høyt gjennom hele året, også om vinteren. På sikt vil havvind i Nordsjøen, samt at overskuddet i Sverige trolig faller betydelig gjør at det blir mer utveksling frem og tilbake. Vi ser at kapasiteten mellom Norge og Sverige er høyt utnyttet i alle scenarioer. Dette bidrar til høy flyt begge veier i nettet vi ser på her mellom Sørlandet og Østlandet.

3 Vi har masket nett og et komplekst kraftsystem på Sør og Østlandet

Transmisjonsnettene i NO2 og videre inn i NO1 er et masket nett med et stort antall ledninger både øst-vest og nord-sør. På Sørlandet er mange av ledningene på 420 kV-nivå allerede. I kombinasjon gir dette en bra robusthet ved feil på enkeltledninger og dermed høy utvekslingskapasitet i utgangspunktet.

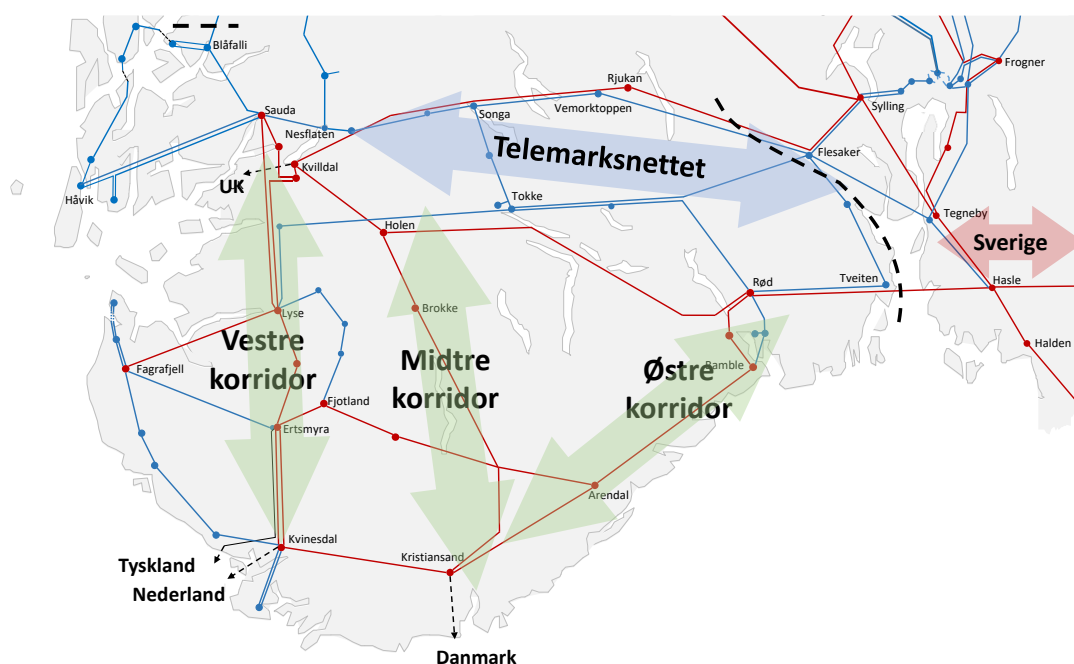
Flere av ledningene nord i NO2 og videre mot Østlandet er imidlertid fortsatt gamle 300 kV-ledninger med lav kapasitet. Kombinert med at nettet er så masket, innebærer dette at det fortsatt er relativt lav kapasitet på viktige snitt. Det gjør også at relevante sammenhenger i systemet ved feil blir mer uoversiktlige og uforutsigbare. Økt forbruk eller produksjon i én del av nettet vil påvirke kraftflyten og belastningen på ledninger over et stort geografisk område.

I dette kapittelet forklarer vi litt mer om de elkrafttekniske problemstillingene ved systemet, og hvordan vi bruker prisområder til å håndtere flaskehalsene i Sør-Norge i dag.

3.1 Masket nett og varierende kraftflyt gir flere ulike begrensende snitt

Selv om systemet er komplekst, er det allikevel mulig å identifisere karakteristiske korridorer for effektflyt. Nord-sør-flyten fordeler seg på de tre korridorene vestre-, midtre- og østre korridor, som vist i figur 3-1. Øst-vest-flyten foregår hovedsakelig på de fem forbindelsene markert som Telemarksnettet.

Det er to hovedveier ut av NO2 med hver sine flaskehals. Flaskehalsen for øst-vest-flyt mellom NO1 og NO2 er i dag Flesakersnittet, markert med sort stiplet linje til høyre på kartet. Nord-sør på Vestlandet er det forbindelsen fra Sauda og nordover mot Bergensområdet som begrenser og danner prisområdegrensen mellom NO2 og NO5.



Figur 3-1: De viktigste korridorene for effektflyt

Det maskede nettet har ingen åpenbare svake punkter, men til gjengjeld er det mange ulike snittbegrensninger som inntreffer i ulike flytsituasjoner. For eksempel kan utfall i den sørøstlige delen av nettet føre til overlaster i nordvest. Dette gjør at det er krevende å ha full oversikt over alle begrensninger som kan oppstå i enhver situasjon, og det er krevende å analysere hvilke tiltak som løser hvilke problemer.

Et masket nett gjør systemet sterkere siden det ved utfall av en ledning er flere ledninger kraften kan fordele seg på. Samtidig blir det mer komplekst å fastsette overføringskapasiteter siden det er helt avhengig av hvordan produksjonen fordeler seg i nettet og hvilke ledninger som får høy belastning. For eksempel er kapasiteten til nord-sør-flyt i sum på de tre korridorene helt avhengig av hvor mye hver enkelt korridor belastes og kan variere med 1-2000 MW avhengig av driftssituasjonen.

Tilknytning av store volum havvind og forbruk utgjør en betydelig endring i samspillet mellom nett og produksjon i området og vil påvirke de kjente flytmønstrene og produksjonsfordelingen i stor grad. Samtidig vil ulike tilknytningspunkt for forbruk og produksjon påvirke belastningen på de tre nord-sør-korridorene ulikt. Dette gjør det krevende å sette nøyaktige tall på hvor mye havvind det er mulig å tilknytte lengst sør uten å legge til grunn en god del forutsetninger.

Når nettet er masket og vi har stor overføring av effekt over lange avstander gjennom området, vil det å forsterke bare én ledning normalt ikke øke kapasiteten gjennom nettet. Hele korridorer må gjerne forsterkes for å få økt kapasiteten nevneverdig.

3.2 Spenningsforhold og bruk av systemvern påvirker nettkapasiteten på Sørlandet

Overføring av effekt over lange avstander fører til spenningsbegrensninger

Strømføringsvevnen til en ledning beskriver hvor stor strøm ledningen kan overføre før temperaturen i lederen blir for høy, altså ledningens termiske kapasitet. I utgangspunktet er det dette som avgjør overføringskapasitetene i kraftsystemet, men for svært lange ledninger oppstår det andre fenomener som kan være mer begrensende. Spesielt spenningsbegrensninger blir fremtredende, og både lave spenninger og spenningssammenbrudd må tas hensyn til.

Kort forklart skyldes dette at i en tungt lastet ledning vil de reaktive tapene i ledningen overstige ledningens egenproduksjon av reaktiv effekt. Flyten har da oversteget det vi kaller ledningens naturlige belastning, slik at ledningen har reaktivt underskudd. Spenningen faller da betydelig for hver MW økt overføring på grunn av det reaktive underskuddet.

De reaktive tapene øker med ledningens impedans som igjen øker med lengden på ledningen. Det vil si at jo lengre ledningen er, desto større blir det reaktive tapet per MW overføring. For de lengste ledningene kommer vi tidlig opp i en effektflyt hvor de reaktive tapene øker drastisk og spenningen kan bryte sammen. Med lastflytmodellen av det nordiske kraftsystemet regner vi på dette, og der det er aktuelt setter vi kapasiteter som er lavere enn de termiske kapasitetene for å unngå spenningsproblemer. Som vi kommer tilbake til er dette sentralt for bl.a. Grenlandssnittet.

Det er ikke alltid mulig å fjerne alle begrensninger forårsaket av spenningsforhold

For å unngå lave spenninger og spenningssammenbrudd kan det reaktive tapet til en viss grad kompenseres med økt reaktiv produksjon fra f.eks. kondensatorbatterier og SVS-anlegg, men virkninga begrenses av både praktiske og elektriske forhold.

Reaktiv effekt kan ikke overføres langt, så rent praktisk må det være plass til kompenseringer i stasjonene nært de høyt belastede ledningene. I tillegg øker det reaktive forbruket i ledningene kvadratisk med overført effekt slik at kompenseringbehovet blir uhåndterbart stort ved høy flyt (erfaringsmessig rundt ca. 1000-1500 MW for 420 kV-ledninger med en lengde på ca. 100 km i masket nett).

Økt reaktiv kompensering kan med andre ord i noen tilfeller bidra til å øke kapasiteten når spenningsforhold er den begrensende faktoren, men i mange tilfeller er nye ledninger det eneste reelle tiltaket for å øke kapasiteten.

Havvind fra Sørlege Nordsjø vil bidra med spenningsstøtte lokalt, men kan gi mindre støtte fra vannkraft

Havvind fra Sørlege Nordsjø II vil knyttes til med en HVDC-forbindelse. Det krever en omformerstasjon på land som gjør om strømmen fra likestrøm til vekselstrøm som kan forsynes inn i nettet på land.

Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF) stiller krav til at en slik omformerstasjon skal ha en betydelig reaktiv ytelse. På den måten bidrar havvinden med spenningsstøtte (reaktiv effekt) til systemet. Selv om den reaktive ytelsen er betydelig er alt plassert på ett punkt i nettet, og den bidrar derfor lite til spenningsstøtte andre steder.

Vannkraftproduksjonen gir også spenningsstøtte der den er tilknyttet, men i timer med mye havvindproduksjon stopper ofte de store vannkraftverkene lenger inn i landet. Dette vil i mange situasjoner føre til redusert spenningsstøtte i systemet slik at overføringskapasiteten i sum reduseres.

Systemvern på Sørlandet øker N-1-kapasiteten

Systemvern er et av virkemidlene Statnett som systemansvarlig kan bruke som reduserer flyten etter en feil, og dermed øke kapasiteten i nettet før feil. Systemvern kan utformes på ulike måter, men det vi ser mest på i denne studien er produksjonsfrakopling og nødeffekt.

Ved utfall av en bestemt ledning vil produksjonsfrakobling automatisk koble ut ett eller flere produksjonsanlegg for å redusere flyten på den begrensende komponenten i systemet. Det må alltid være effektbalanse i systemet, så når produksjon kobles bort et sted i nettet må dette kompenseres for ved at alle andre kraftverk umiddelbart øker sin produksjon. Det nordiske kraftsystemet dimensjoneres for å håndtere bortfall av opp til 1400 MW produksjon til enhver tid, så dette blir også grensen for hvor mye produksjon som kan kobles bort med systemvern.

Nødeffekt brukes på utenlandskabler og er i prinsippet det samme som produksjons- eller belastningsfrakobling. Ved utfall av en ledning vil flyten på kabelen automatisk justeres for å redusere flyten på den begrensende komponenten i systemet. Dette er kun mulig på HVDC-overføringer hvor effektflyten kan styres.

3.3 Prisområder er sentralt for å håndtere flaskehals

Prisområder justerer produksjon og utveksling med utlandet så vi får sikker kraftflyt i nettet

Statnett er gjennom reguleringen forpliktet til å bruke prisområder til å håndtere varige og strukturelle flaskehals, og vi har derfor brukt prisområder til dette siden oppstarten av kraftmarkedet. I motsetning til eksempelvis Tyskland har ikke Norge noe system for omfattende mothandel som sikrer balanse og sikker drift mellom tidspunktet for markedsklareringen i day-ahead markedet og driftstimen. Vi kan spesialregulere mindre flaskehals i driftstimen, men er i utgangspunktet avhengig av å ha fungerende prisområder og en avtalt flyt som er innenfor sikre grenser gjennom markedet.

I timer der markedsklareringen i day-ahead innebærer en større overføring av kraft enn det er kapasitet til i nettet oppstår det en flaskehals. Gjennom prisområdene blir det da enkelt sagt en ny og justert markedsbalanse med en annen bruk av det samlede produksjonsapparatet, slik at kraftflyten holder seg under de tillatte overføringsgrensene i nettet – som da er beregnet basert på N-1-prinsippet. Dette innebærer også at det ofte blir en endring i kraftutvekslingen med våre naboland. Internt i Norge er det primært produksjonen av regulert vannkraft som blir justert. Dette gir normalt moderat prisvirkning. I noen tilfeller kan markedet og prisene ende opp med å regulere ned uregulert vind og vannkraft. Dette gir nullpriser i områdene som reguleres ned – og dermed potensielt større prisforskjeller. Hvis det derimot er nødvendig å justere ned forbruket i et område for å sikre flyt innenfor N-1-grensene, så vil dette gi store prisutslag siden betalingsviljen er høy og prisfølsomheten lav for det aller meste av

forbruket. Dette har vi til nå ikke hatt mye erfaring med i Norge, men kan i noen timer på vinteren være aktuelt ved den ene av flaskehalsene vi ser på i denne analyserapporten.

Prisforskjellen sier noe om den mulige nytten av mer nett

Flaskehals gir en samfunnsøkonomisk kostnad i form av et effektivitetstap. Siden det stort sett er lite prisfølsomhet på forbrukssiden består dette tapet ofte av en mindre effektiv utnyttelse av det samlede produksjonsapparatet. De samlede produksjonskostnadene for hele kraftsystemet blir ganske enkelt høyere enn de ville vært uten begrensinger i nettet.

Endringer i utvekslingen mot utlandet blir sentral for å holde flyten innenfor overføringsgrensene, og flaskehalsene vi har internt i Norge fører ofte til at utvekslingen mot utlandet blir mindre effektiv målt i økonomisk effektivitet for det samlede kraftsystemet. Ved eksempelvis høy flyt nordover fra Sørlandet mot Oslo må importen på mellomlandsforbindelsene begrenses. Samtidig må produksjonen økes tilsvarende i de andre prisområdene i Norge og Norden. Økningen i produksjon kan finne sted både i Norge, Sverige og Finland. Hvor det i praksis skjer avhenger av hvor de billigste ressursene til enhver tid finnes, og eventuelle andre flaskehals i systemet.

Priskonsekvensene i markedet speiler dette. I det sørligste området i Norge må prisen i timer med flaskehals minst ned til prisen i det nabolandet med høyest pris. I mange timer betyr det at prisene faller ned mot 0, fordi prisene i alle landene rundt er svært lave når det blåser mye i Nordsjøen. I de andre prisområdene må prisen opp for å øke produksjonen.

Prisforskjellen mellom to prisområder sier noe om størrelsen på kostnaden ved flaskehalsen, og dermed den mulige nytten av mer nettkapasitet. Markedsnyttens av å avlaste eller fjerne en intern flaskehals i Norge, oppstår i hovedsak ved bedre samspill mellom vannkraftsystemet i Norge og markedene rundt oss. Samlet produksjon utnyttes bedre, og vi får økt verdi av kraftutvekslingen med utlandet.

Verdien av den fysiske flaskehalsen vil imidlertid være svært avhengig av kraftsituasjonen og det generelle prisnivået i Norge og Europa. Ved høye priser, som vi har sett i det siste, vil verdien av å bygge ned den samme fysiske flaskehalsen være betydelig større enn ved et mer normalt prisnivå. Prisforskjellene over flaskehals vil også som regel bli større i situasjoner og scenarier der det generelle prisnivået er høyt enn motsatt.

Internt i Norge ser vi at økt nettkapasitet ofte relativt raskt reduserer prisforskjellene og gir likere priser. Netttiltak har derfor avtakende nytte hvor nytten av "den siste MW" med kapasitet er betydelige lavere enn den første. Dette reduserer ofte den samlede nytten i forhold til hva man intuitivt skulle tro ved å se på prisforskjeller før tiltak.

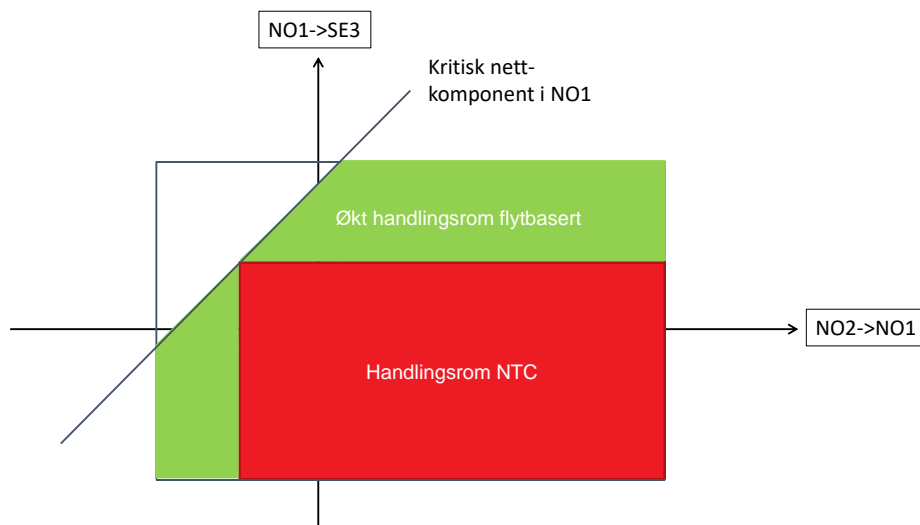
For mer informasjon om det teoretiske underlaget for nyttet av å bygge ned interne flaskehals, se Statnetts analyse av transportkanaler (ATK 2021).

Flytbasert markedskobling vil gjøre at kapasiteten blir mer effektivt utnyttet enn i dag

I 2023 innfører Norden flytbasert markedskobling. Dette innebærer at informasjon om fysiske nettbegrensninger inngår i beregningen av flyt og pris, og at langt flere snittkapasiteter vil inngå enn dagens handelskapasiteter. I praksis vil FB gjøre det lettere å utnytte kapasiteten i nettet, og vil i mange tilfeller føre til at mer kapasitet er tilgjengelig der det er størst behov for den.

Med innføringen av flytbasert markedskobling i det reelle kraftmarkedet blir det vesentlig enklere å løse flaskehals lenger fra prisområdegrensene slik som dette tilfellet. Ellers i Europa er det imidlertid en begrensning i hvor stor grad man på denne måten kan løse flaskehals gjennom den såkalte 70 % regelen. Snitt må også bli "kvalifisert" for å bli tatt med i markedsklareringen. Kriteriet er at markedet

og prisområdene har tilstrekkelig virkning på snittet for å løse flaskehalsen på en tilfredsstillende måte. Kriteriet som det snakkes om i dag er på 5 %. For at snittet skal bli kvalifisert må eksempelvis en endring på 100 MW produksjon eller forbruk i et område påvirke overføringen på snittet med over 5 MW.



Figur 3-2: Prinsippkisse av hvordan flytbasert markedsklarering kan øke tilgjengelig kapasitet og gi markedet større handlingsrom. Utfallsrommet for NTC vil i stor grad avhenge av operatørens prognoser og vurdering på hvor det er størst behov for kapasitet og kan derfor variere.

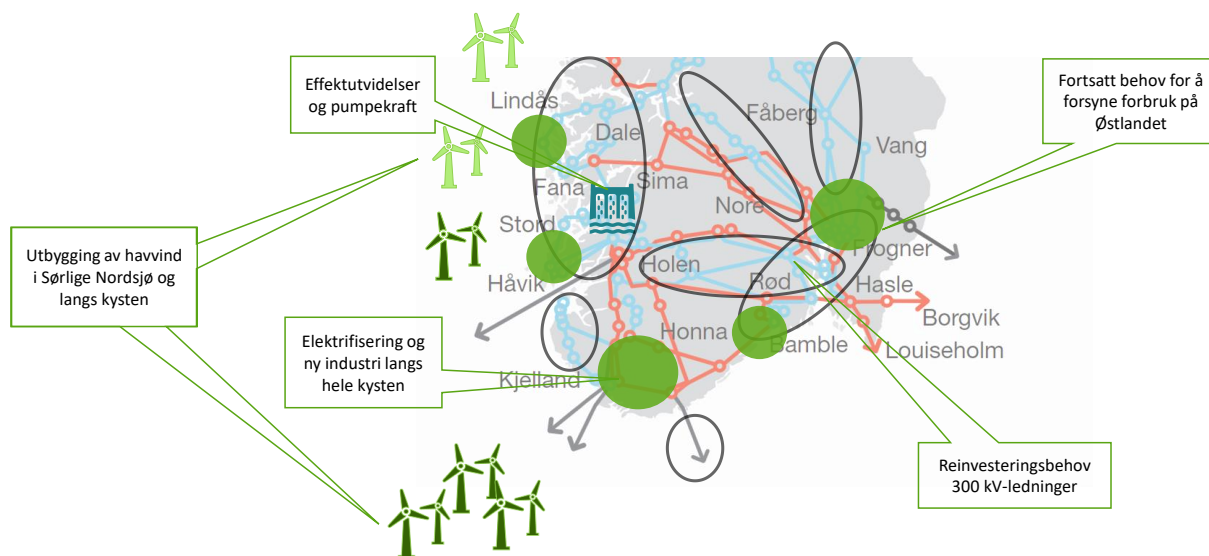
Flytbasert gir en bedre og mer økonomisk effektiv utnyttelse av prisområdene samlet sett. Flytbasert gir på en måte markedet større handlingsrom for å finne en markedsløsning som gir lavest mulig driftskostnad for det samlede kraftsystemet – og samtidig sikker drift. I tillegg reduser innføringen av flytbasert unødvendige sikkerhetsmarginer utover det som trengs for sikker drift – fordi man i større grad vil vite hva slags fysisk flyt vi får med markedsløsningen time for time.

Samnettmodellen vi bruker i denne analysen har en flytbasert algoritme som ligner på systemet som er i ferd med å innføres. Forskjellen er at det ikke er noen etterligning av tidsforskjellen mellom day-ahead og driftstimen. I Samnett blir det derfor trolig en større grad av optimering av det samlede systemet enn hva man vil klare å få til i virkeligheten.

4 Forbruk, havvind og fornyelser driver nettbehov og investeringer

Økt forbruk på Sør- og Østlandet, i hovedsak fra industri og næringsvirksomhet, og havvind fra Sørlege Nordsjø II, er de sentrale driverne for økte flaskehals og nye tiltak fra Sørlandet og til Østlandet. I tillegg er behovet for å reinvestere 300 kV-nett en viktig faktor for investeringer. Andre faktorer er:

- Hvorvidt havvinden er tilknyttet på radial eller via hybrid
- Samlet vekst og plassering av mulig økt vindkraft på land, solkraft og ny effekt i vannkraftverk
- Reinvestering i de eldste Skagerrak-kablene mellom Kristiansand og Jylland
- Markeds- og kraftprisutviklingen samlet sett



Figur 4-1: Hele Sør-Norge omstilles

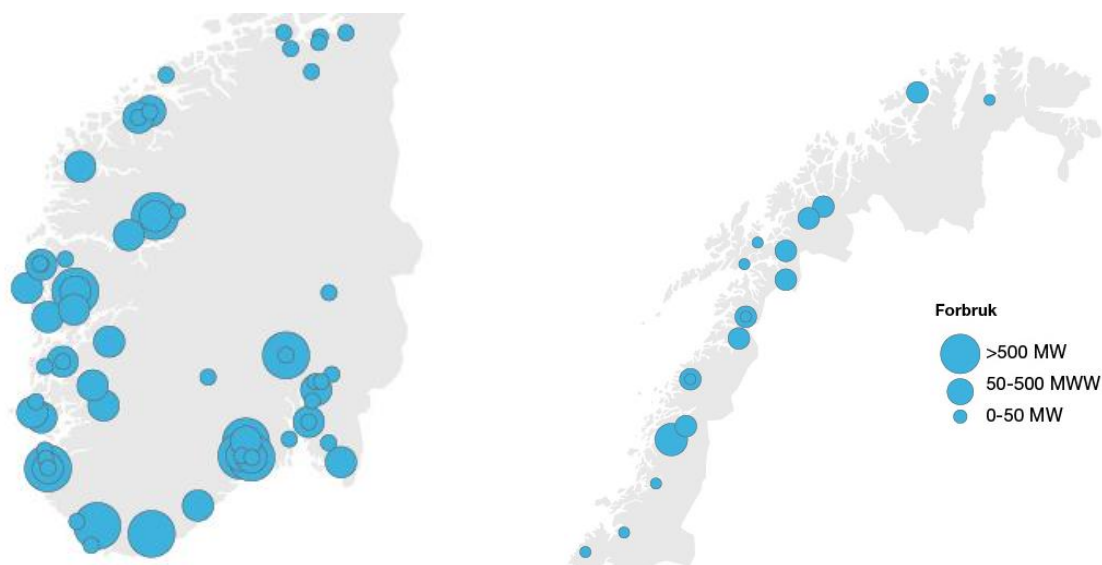
4.1 Store planer om elektrifisering og ny industri langs hele kysten i Sør-Norge

Omstillingen til null utslipp og industrivekst vil gi vesentlig økt kraftforbruk i hele Norge, selv om det samtidig blir mye mer energisparing. I vår nye kortsiktige markedsanalyse har vi en samlet norsk forbruksvekst på nesten 25 TWh i basisscenarioet allerede de første fem årene. Og videre utover i tid ligger det nå an til å bli enda høyere vekst enn hva vi har i basisprognosen fra vår siste langsiktige markedsanalyse fra 2020, der norsk forbruk øker med ca. 60 TWh de neste 25 årene.

Mye av dette er planlagt og vil sannsynligvis komme på Sør og Østlandet. Dette er konkretisert gjennom et stort antall tilknytningssaker over hele landet. Siden 2018 har Statnett behandlet omtrent 26 000 MW omsøkt volum, der det aller meste er forbruk. Det store omsøkte volumet indikerer mange planer og høy vekst, men er ikke en prognose på hvor mye forbruk som blir realisert. Selv om størrelsen på forbruksveksten er noe usikker, ser vi en tydelig omstilling og vekst i norsk kraftforbruk. Usikkerheten med tanke på forbruksutviklingen er i mindre grad knyttet til om det kommer, og mer hvor og hvor raskt det kommer.

Aktiviteten fordeler seg over hele landet, men den aller største aktiviteten ser vi langs kysten av Vest- og Sørlandet og hele veien til Østlandet. Statnett er i dialog med flere aktører og det er konkrete planer om forbruk på flere tusen MW i NO₂ alene, som ønsker tilknytning allerede før 2030. Statnett har vurdert at det er plass til opp mot 3000 MW forbruk i NO₂, gitt økt transformeringsskapasitet og allerede planlagte ledningstiltak. Nettkapasiteten til nytt forbruk begynner imidlertid å bli begrensende og Statnett har de siste årene sagt nei til flere kunder som ønsker tilknytning før det kommer økt nettkapasitet.

En stor andel av planene er aktører med høyt kraftbehov og høy brukstid som batterifabrikker, data-senter og hydrogenproduksjon til bruk i egne prosesser.



Figur 4-2: Kartet viser omsøkt forbruk inkludert fordeling i perioden 2018-2021

Norge har i dag et overskudd på energibalansen i et normalår. De nærmeste årene forventer vi imidlertid at forbruket øker mer enn produksjonen og at vi kan få et midlertidig underskudd på energibalansen allerede om fire til fem år. Dette gir etter hvert høyere priser. Utover i tid vil derfor forbruksutviklingen avhenge mer av utviklingen i norsk kraftproduksjon, samt kapasiteten i nettet.

4.2 Myndighetene har åpnet for 3000 MW havvind – og det kan bli mer

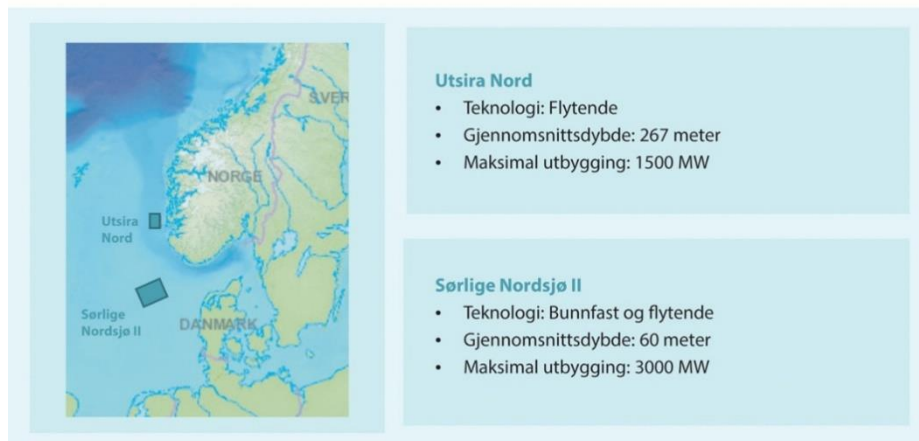
Myndighetene har åpnet to områder for utbygging av havvind, Sørilige Nordsjø II (SNII) og Utsira Nord. I disse områdene er det nå åpnet for å knytte til henholdsvis 3000 MW og 1500 MW havvind. I tillegg har regjeringen lansert en ambisjon om å tildele områder for 30 GW havvindproduksjon i Norge innen 2040.

Området SNII har en havdybde på rundt 40-70 meter og er følgelig tiltenkt utbygging av bunnfast havvind. SNII ligger ca. 200-250 km fra land og er sentralt plassert i Nordsjøen, noe som gjør det naturlig å vurdere hybrid tilknytning til Norge, og et eller flere andre land. Utsira Nord har en havdybde på 220-280 meter og ca. 50 km fra land, og er dermed tiltenkt flytende havvind. Som beskrevet i tidligere analyser (LMA 2020 og Fagrapport om havvind i Sørilige Nordsjø II³) vil kostnaden på flytende havvind falle mot 2035. Da vil det trolig bli mer rasjonelt å plassere mer havvind oppover langs hele kysten av Norge, nærmere land og ved industriområder, slik som på Utsira Nord. I denne rapporten fokuserer vi på tilknytning av havvind fra SNII. Tilknytning av havvind fra Utsira Nord vurderes i en egen analyse av nettbehovet på Haugalandet. Utsira nord er imidlertid inkludert i vårt basisscenario.

Regjeringen vedtok i januar 2022 at de første 1500 MW havvind i SNII skal bygges ut i andre halvdel av 2020-tallet og knyttes til som radial. SNII er stort nok for 4500 MW havvind, som beskrevet i regjeringens høringsnotat for inndeling av områdene i utlysingsområder. Det å åpne for totalt 4500 MW krever imidlertid ny konsekvensutredelse. Det er ikke tatt noen beslutning om tilknytningsmåten for de resterende 1500-3000 MW i et andre utbyggingstrinn. Mens en radial kun gir tilknytning til land for havvind, gir en hybrid også en handelsforbindelse mellom to land. Som vi beskriver nærmere i kapittel

³ [Fagrapport om havvind i Sørilige Nordsjø II \(2022\)](#).

5.5 vil en hybrid gi tilnærmet lik belastning i nettet som en radial når det blåser. Forskjellen er knyttet til muligheten for handel når det ikke blåser.



Figur 4-3: Områder som er åpnet for fornybar energiproduksjon til havs (Kilde: OED).

4.3 Få planer om annen produksjon – men det blir trolig effektutvidelser i vannkraften

Det er få planer om annen ny produksjon i Sør-Norge i hvert fall på kort sikt, selv om vi forventer noe ny vannkraft og solkraft. De siste årene har det vært kraftig motstand mot utbygging av vindkraft på land. Det er imidlertid blitt tydeligere at vi har behov for ny produksjon og det kan hende det vil bli mer utbygging av vindkraft på land på sikt. Vi har imidlertid lagt til grunn lav vekst innen landbasert vindkraft etter at det som nå er under bygging er satt i drift.

Flere kraftprodusenter har det siste året lansert planer om effektutvidelser i eksisterende kraftverk. Blant annet har Lyse sagt at de ønsket å øke kapasiteten i kraftverkene i Røldal-Suldal, og Statkraft lanserte før sommeren ambisjoner om å investere i fem store effektutvidelser i Norge innen 2030, blant annet i Mauranger kraftverk. På sikt kan det også komme investeringer i pumpekraftverk. Det er imidlertid flere som har tatt til orde for at regjeringens foreslåtte skatteøkning for vannkraft medfører stor uforutsigbarhet og at investeringer i oppgraderinger og nye kraftverk skinlegges.

Med mye mer forbruk kombinert med økt vindkraft vil Norge ha behov for økt installert effekt i vannkraftsystemet.⁴ Vi forventer derfor at det blir investert i effektutvidelser de neste ti - femten årene, og at mye av dette kommer på Sør-Vestlandet. Dette vil påvirke nettbehovet.

4.4 Statnett planlegger oppgradering av 300 kV-nettet i Sør-Norge

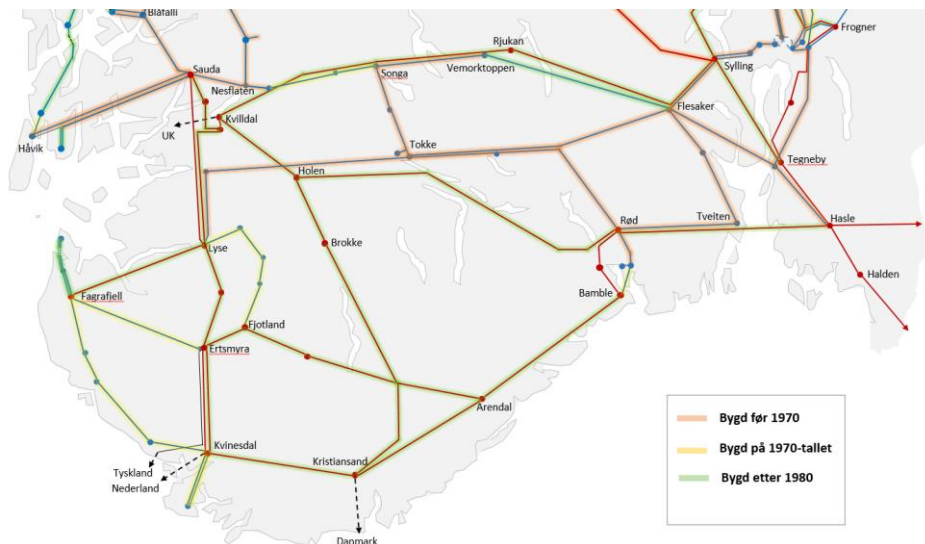
Det siste tiåret er nettet på Sørlandet forsterket betydelig for å legge til rette for høy utnyttelse av eksisterende og nye mellomlandsforbindelser, legge til rette for ny produksjon, og øke forsynings-sikkerheten. Fra det store produksjonsområdet mellom Sauda og Lyse går det fem transmisjonsnettledninger østover mot Telemark/Buskerud. To av ledningene er på 420 kV og tre er på 300 kV, og det er mye produksjon som mates inn underveis. Disse 300 kV-ledningene er fra 60-tallet og er sammen med 300 kV-ledningene mellom Oslo og Grenlandsområdet, av de eldste i området. Teknisk levetid på ledninger er som regel mellom 70-100 år.

Nord-sør i området går det i dag tre 420 kV-ledninger, som blir fire når Lyse-Fagrafjell kommer på drift. Ledningen fra Lyse til Fagrafjell skal bedre forsynings-sikkerheten i Sør-Rogaland og legge til rette for videre vekst i regionen. Den nye ledningen gir også økt redundans i nettet. Lyse-Fagrafjell og nye

⁴ For mer informasjon om effektbehovet i Norge se Statnetts analysenotat (april 2022): [Utfordringer og løsninger knyttet til utviklingen av effektbehov i Norge - og i Europa](#).

Fagrafjell stasjon planlegges ferdigstilt i 2024. De resterende 300 kV-ledningene rundt Stavanger-området er bygd på 1970-tallet.

Lenger nord på Vestlandet knytter 300 kV-ledningen fra Sauda til Samnanger NO2 sammen med NO5. I flere analyser de siste årene har vi sett behov for å øke kapasiteten på denne ledningen. Statnett har nå satt i gang prosjekt for oppgraderingen som er planlagt idriftsatt mellom 2030-2035.



Figur 4-4: Alder på ledninger i transmisjonsnettet i NO2.

4.5 Det nærmer seg teknisk levetid for reinvestering av Skagerak 1&2

Skagerak-forbindelsen mellom Norge og Danmark består av til sammen fire enkeltkabler bygget ut i tre trinn fra midten av 1970-tallet til 2014. SK1 og SK2 i 1976/1977, SK3 i 1993 og SK4 i 2014. Kablene blir driftet sammen på måter som gir best mulig utnyttelse av den samlede kapasiteten, både i vanlig drift, og ved feil og vedlikehold.

Det nærmer seg teknisk levetid for kabelanleggene SK1 og SK2, heretter kalt SK12, som går mellom Kristiansand og Danmark. Vinteren 2020/2021 gjennomførte Statnett i samarbeid med Energinet en levetidsevaluering av kablene. Bakgrunnen for denne vurderingen var at kablene begynner å oppnå forventet levetid og har hatt flere krevende feilhendelser de siste årene. Resultatene fra den tekniske analysedelen konkluderer med at SK12 mest sannsynlig kan holdes i ordinær drift med normalt vedlikehold frem til 2026. Utvidet levetid frem til 2035 er mulig, men dette vil kreve betydelig investeringer i anlegget og økte vedlikeholdskostnader. Konklusjonene fra de økonomiske vurderingene viser at levetidsutvidelse utover 2026 vil være kostnadskrevede og ikke redusere risikoen for en større feilhendelse mellom 2026 og 2035. Statnett og Energinet er gjennom et felles prosjekt i gang med å se på ulike løsninger og vurderinger av fremtidig kapasitet og en mulig reinvestering av SK12-kablene.

Det er imidlertid ikke besluttet verken når de eksisterende kablene eventuelt skal fases ut av nettet, eller om de skal reinvesteres. I tillegg vil SK3 nå teknisk levetid i første halvdel av 2040-tallet. En løsning for reinvestering av SK12 må sees i lys av langsiktig utvikling for hele Skagerakforbindelsen.

4.6 Basisscenario og basisdatasett gir et utgangspunkt for analysen

I denne analysen tar vi utgangspunkt i markedsforutsetningene slik de er beskrevet i basisdatasettet for 2040 fra vår siste langsiktige markedsanalyse fra 2020 og den påfølgende Analyse av transportkanaler fra 2021. Det siste året har energiomstillingen akselerert både i Norge og i Europa både med tanke på volum forbruksplaner og overgangen til fornybare energikilder. 2040-datasettet fra LMA er derfor trolig

nå mer representativt for en tidsperiode mellom 2030-2035. Vi kaller derfor datasettet vi bruker som utgangspunkt for denne analysen Basis 2035.

De neste 5-10 årene vil imidlertid situasjonen være en annen med blant annet høyere og mer volatile priser på kontinentet og et mye større overskudd i Sverige og Finland. Dette ville gitt noe andre resultater enn det vi viser i denne rapporten, men ville ikke endre hovedbildet. Et eksempel er at flaskehalsene i større grad vil være knyttet til eksport enn importsituasjoner.

Selv om utviklingen i Norden og ellers i Europa har betydning for tiltakene vi ser på her, er det uansett planene om forbruk og havvind i Sør-Norge som er de viktigste driverne for nettbegrensningene på land. Det vi har sett på i denne analysen er primært:

- 3500-5000 MW økt samlet industriforbruk på Sør- og Østlandet fra i dag
- 3-4500 MW havvind fra Sørlige Nordsjø II, med en radial og opptil to hybrider
- 1500 MW fra Utsira Nord

Så er det slik at når vi gjør fundamental analyse i en marked- og nettmmodell må vi ha et datasett som utgangspunkt, og ikke et spenn som vi har i punktene over. I Basis ligger det inne følgende:

- 3500 MW (30 TWh) økt forbruk i NO2
- 4200 MW⁵ (20 TWh) havvind i NO2
 - 2800 MW Sørlige Nordsjø II tilknyttet Sørlandet (Kvinesdal og Kristiansand). 1400 MW som radial (fase 1), 1400 MW som hybrid (fase 2).
 - 1400 MW radial Utsira Nord tilknyttet på Haugalandet.
- Oppgradert nett:
 - 420 kV Lyse-Fagrafjell
 - 420 kV Sauda-Samnanger
 - Reinvestering av Skagerak 1&2-kablene på 700 MW

I Basis har vi 2800 MW havvind fra SNII, tilknyttet på Sørlandet. Som nevnt er det ikke besluttet tilknytningsløsning for fase 2 fra SNII. I analysen er fase 2 lagt inn som hybrid fordi det belaster nettet i større grad (både når det blåser, og når det ikke blåser) og vi får dermed testet nettet mer i analysen. 1400 MW havvind fra Utsira nord er også tatt med i Basis, men har mindre betydning for kraftflyten på Sørlandet da produksjonen i all hovedsak bidrar til å forsyne forbruk på Haugalandet og lenger nord. Vi har i noen varianter også inkludert mer havvind utenfor Bergensområdet.

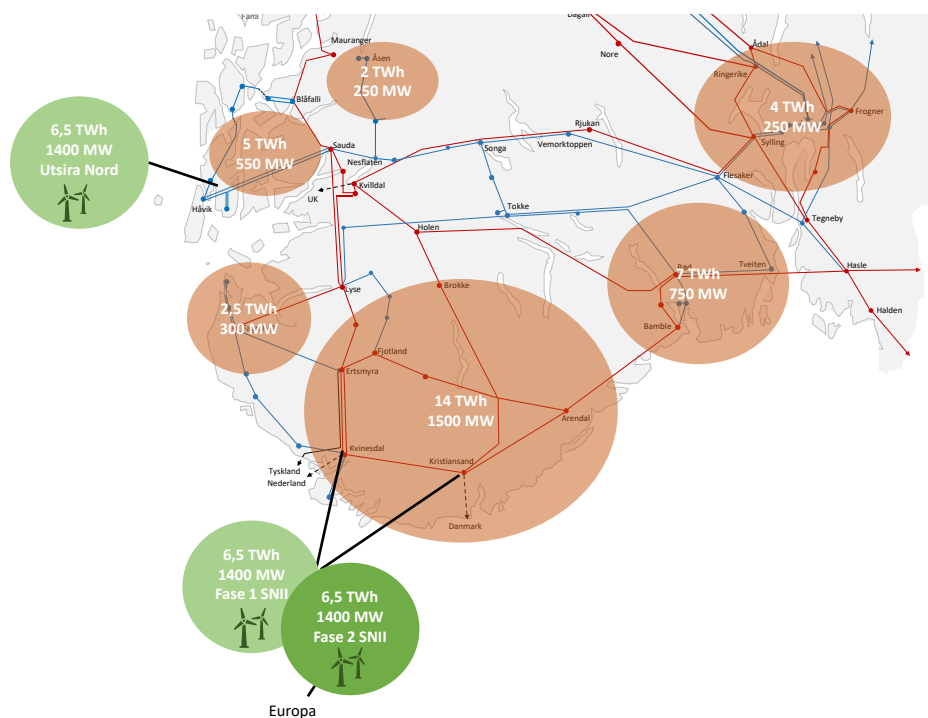
Tabell 4-1: Produksjon og forbruk for prisområdene i Sør-Norge, samt for Norge, i vår Basis. Verdier for 2022-datasettet er vist i parentes.

	NO1	NO2	NO5	Sør-Norge	Norge
Produksjon	26 (22)	75 (52)	27 (25)	128 (99)	195 (156)
Forbruk inkl. nettap	47 (43)	65 (35)	23 (19)	135 (96)	198 (145)
Balanse	-21 (-20)	10 (17)	4 (6)	-7 (3)	-3 (11)

Forbruket i Basis er spredd langs kysten fra Haugalandet til Oslo i områder hvor vi vet om konkrete planer om økt industriforbruk (se Figur 4-5). En av de viktigste sensitivitetene er imidlertid en annen geografisk fordeling av forbruket, med mer forbruk rundt Grenland og Vestfold og mindre i sør. I tillegg har vi kjørt en rekke sensitiviteter for å få frem høyere vekst samlet sett. Eksempelvis har vi analysert effekten av en eventuell enda større utbygging av havvind fra SNII med ytterligere 1400 MW som hybrid

⁵ Vi bruker trinn på 1400 MW i stedet for 1500 MW for å ta hensyn til dimensjonerende utfall.

og forbruksvekst på opp mot 5000 MW i NO1 og NO2. Vi har også simulert sensitivitet for å få fram effekten av mindre vekst og bare vekst i enten industriforbruk eller havvind separat. Vi presiserer at basisdatasettet er et utgangspunkt. Ulike kombinasjoner av sensitivitetene er minst like sannsynlig som det vi har lagt til grunn i Basis.



Figur 4-5 Basisnettet i analysene våre inkludert økning i forbruk og havvind i Basis fra 2022.

En av konklusjonene i vår siste langsiktige markedsanalyse er at vi over tid vil få en parallell utvikling av både mye nytt forbruk og ny produksjon samlet sett – i Norge og det europeiske markedet. Det kan og vil imidlertid kunne bli kortvarige og langvarige ubalanser der forbruket øker mer enn produksjonen og motsatt i Norge som helhet og regionalt. De nærmeste årene ligger forbruksveksten i Norge an til å bli høyere enn veksten i produksjon da det per nå er tilnærmet full stans i utviklingen av vindkraft på land. Til 2030 forventer vi at dagens kraftoverskudd i Norge er spist opp av økt forbruk, og at det kan bli et midlertidig underskudd i noen år før særlig havvind kommer inn med stor volumer utover på 2030 tallet. Basisdatasettet i denne analysen har et visst underskudd på energibalansen i Sør-Norge (se Tabell 4-1) – noe som ytterligere forsterker at dette kan være representativt for perioden 2030-35.

For å få fram begrensningene i nettet, og behovet for å forsterke, simulerer vi med dagens nett, men har inkludert nett som er under bygging og planlagt. Dette gjelder i all hovedsak ny 420 kV-ledning mellom Lyse og Fagradfjell som er under bygging, samt 420 kV mellom Sauda og Samnanger som er under planlegging. Vi har i tidligere analyser vurdert behovet for å oppgradere til 420 kV mellom Sauda og Samnanger og funnet at dette er rasjonelt. Utviklingen på Sørlandet vil belaste denne flaskehalsen ytterlig og øke nytten av oppgraderingen. For å holde fokuset i analysen på behovet for eventuelt andre netttiltak er derfor oppgraderingen inkludert i Basis. Vi tester imidlertid også uten oppgraderingen.

I Basis er SK12 reinvestert på 700 MW, en økning på 200 MW fra i dag. Dette må imidlertid ikke tolkes som at det er tatt beslutning om reinvestering, men igjen et grep for å finne flaskehalsene i nettet ved en høy utvikling. Vi tester også betydningen av denne forutsetningen. Med SK12 på 700 MW og inkludert dagens kapasitet på SK3 og SK4, er samlet kapasitet til Danmark 1900 MW, og 1200 MW uten. Hva samlet kapasiteten blir mot Danmark på lang sikt er ikke besluttet, men ligger trolig i dette utfallsrommet.

5 Forbruk, havvind og utveksling forsterker eksisterende flytmønster

Havvind, økt forbruk og utvekslingskapasitet påvirker flyten i Sør-Norge. Oppsummert ser vi at både forbruk og havvind forsterker eksisterende flytmønster og at overføringsbehovet øker betydelig både nordover og sørover på Sørlandet, samt mellom Sørlandet og Østlandet. Havvind og økt forbruk på Østlandet, inkludert Grenlandsområdet, øker flyten inn mot Østlandet, spesielt på vinteren. Forbruk på Sørlandet og en mulig hybrid tilknytning av fase 2 fra Sørlige Nordsjø II øker flyten sørover mot Sørlandet, spesielt om sommeren.

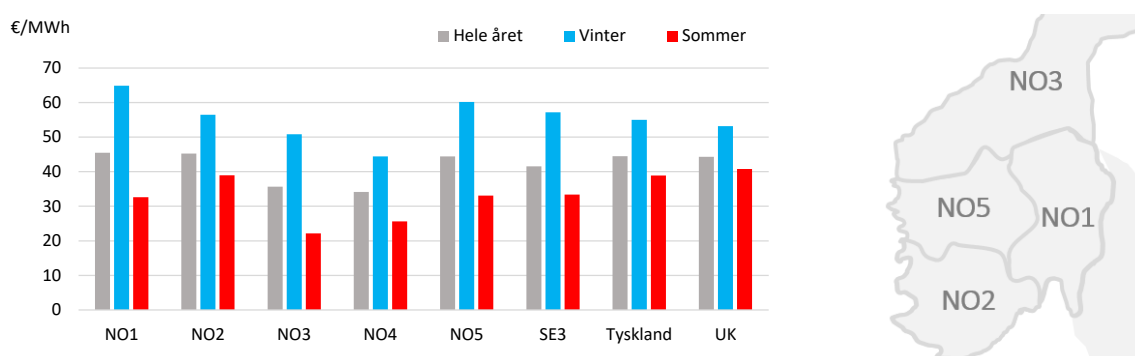
5.1 Kort oversikt over prisbildet i basisdatasettet

Prisene i Europa som vi bruker i Basis i denne analysen er hentet fra 2040-datasettet fra vår siste Langsiktige kraftmarkedsanalyse (LMA 2020). I disse er kraftprisene tilbake på et normalt nivå, mellom 40-50 €/MWh. Bortfall av russiske energileveranser og høyere priser på fossile brensler, spesielt gass, gir et sterkt intensiv til å fremskynde energiomstillingen. Resultatet er at vi trolig enda raskere havner i en prissituasjon i Europa tilsvarende vår Basis fra LMA 2020.

I en periode de neste 10 årene gir imidlertid kombinasjonen av høyere gasspriser og raskere utbygging av fornybar høyere og mer volatile priser enn det vi bruker i denne analysen. Prisene vi tar utgangspunkt i er i en situasjon der vi har havnet i en form for langsiktig likevekt der både gassprisene er normalisert og mer fleksibilitet gjør at mange av de veldig lave prisene forsvinner. Gasskraft slutter dessuten å være den prissettende teknologien i mange timer i løpet av de 10-15 neste årene. I den nye likevekten er prisene mer variable enn det vi så i perioden 2010-2020, men mindre enn det vi ser i perioden frem mot ca. 2030.

Sør-Norge har i datasettet vi tar utgangspunkt i et moderat underskudd på i overkant av 5 TWh. Dette inkluderer all vindkraft i Sørlig Nordsjø II og Utsira Nord, til sammen 4200 MW. Underskuddet bidrar til at prisnivået ligger noe høyere enn i NO3 og SE3, og omtrent på nivå med prisene på kontinentet.

Før havvinden fra Utsira Nord og SNII kommer er det sannsynlig at prisene i Sør-Norge en periode ligger vesentlig høyere relativt til Sverige og NO3. Det skyldes også at i basisdatasettet for denne analysen er overskuddet i Sverige redusert fra over 30 TWh på 2020-tallet til ca. 10 TWh. Det store svenske overskuddet vil dra ned prisene i Sverige relativt til Sør-Norge så lenge det varer. Men det vil også bidra til at prisene i Sør-Norge kan ligge godt under de på kontinentet selv om Sør-Norge isolert sett har et underskudd.



Figur 5-1 Gjennomsnittlig kraftpris over året og fordelt på sesong i vårt basisscenario.

5.2 Vi sammenligner ulike simuleringer uten begrensende snitt for å få frem flytmønsteret

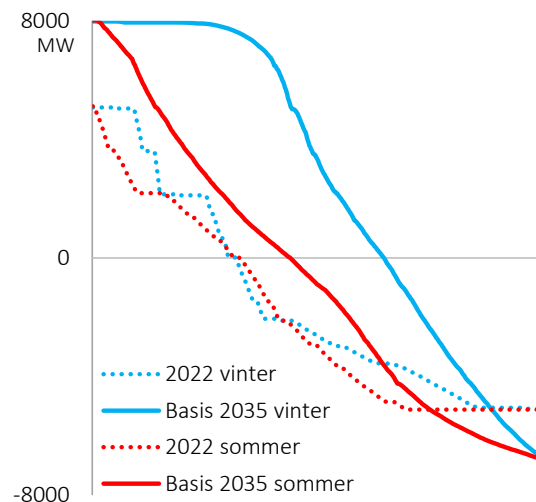
For å illustrere hvordan overføringsbehovet endrer seg sammenligner vi i dette kapitlet dagens situasjon med en situasjon med økt havvind og forbruk mot 2035 i Basis, hvor det ikke er noen bindende

begrensninger internt i NO2. Det betyr at vi i disse simuleringene ikke gir modellen beskjed om å finne en markedsløsning med produksjon og forbruk som overholder de reelle overføringsgrensene i NO2. Det er kun på grensen til NO1 og NO5 fra NO2 vi lar modellen bruke prisområder til dette. Dermed går flyten i mange timer ut over grensene for sikker drift i dagens nett.⁶

Det at vi i resultatene vi presenterer i dette kapittelet ikke har tatt hensyn til flaskehalsene på Sørlandet er selvfølgelig bare noe vi kan gjøre i modellsimuleringer og ikke i virkeligheten. Simuleringene uten begrensningene må derfor tolkes som et analytisk grep for å indikere hvor mye overføringsbehovet øker gitt endringer i forbruk og produksjon. Det kan også ses på som situasjonen etter at nettet er forsterket så mye at flaskehalsene ved intakt nett forsvinner. I kapittel 6 ser vi videre på hvor begrensningene oppstår som følge av det økte overføringsbehovet. Som beskrevet tidligere inkluderer vårt basisnett 420 kV mellom Sauda og Samnanger (NO2-NO5) som gjør at flyten her er høyere enn det som vil være mulig i dagens nett.

5.3 Overføringsbehovet øker nordover på vinteren og sørover på sommeren

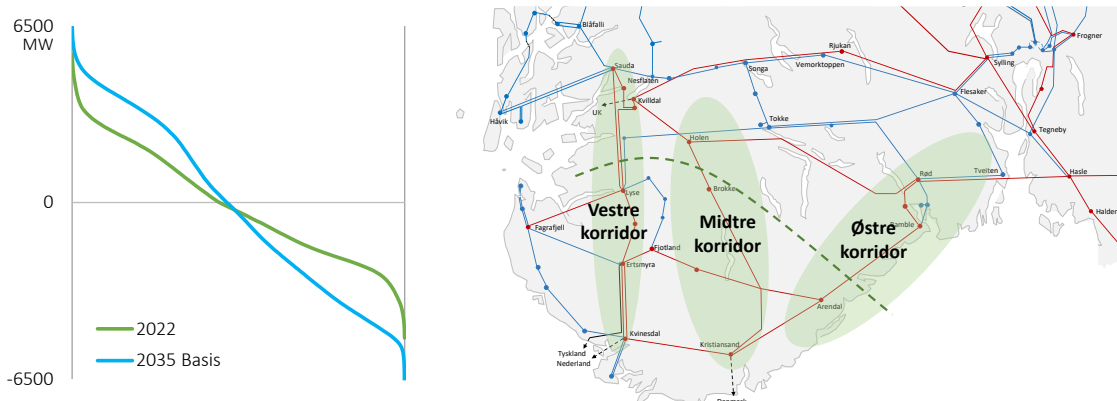
I kapittel 2 viste vi hvordan flytmønsteret på Sør og Østlandet i dag er drevet av samspillet mellom utveksling, vannkraftproduksjon og forbruk. Vi eksporterer mest om sommeren når forbruket er lavere og vi har mer uregulerbar vannkraft, og importerer mest på vinteren når forbruket er høyt og det blåser mye i Europa. Dette utvekslingsmønsteret blir veldig forsterket i vårt basisscenario med mer havvind, forbruk og utvekslingskapasitet inn i systemet og øker belastningen i nettet på land (Figur 5-2). Spesielt gir det mange timer med voldsom mye flyt inn til kysten når vi ser på importen på mellomlandsforbindelsene og havvinden samlet sett.



Figur 5-2 Samlet utveksling mellom kontinentet og NO2, inkludert havvind fra SNII, fordelt på sommer og vinter. Positive verdier er import fra utenlandsforbindelsene samt havvind fra SNII, mens negative verdier er eksport. Maksimal eksport øker i all hovedsak i Basis fordi fase 2 er en hybrid, og at SK12 er 700 MW mot dagens 500.

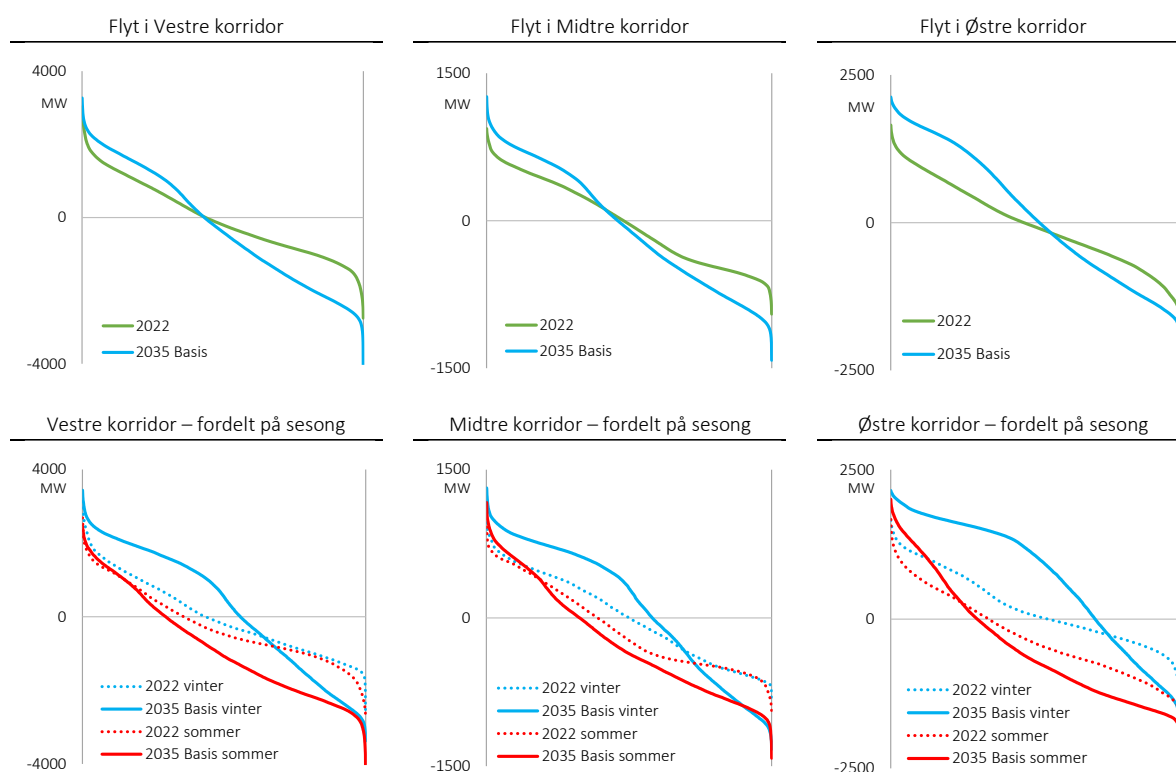
Dette forplanter seg videre innover i nettet på land og effekten er naturlig nok sterkest i nettet på Sørlandet. Av figur 5-3 ser vi at havvind og økt forbruk i Sør-Norge øker flyten både nordover og sørover på Sørlandet, over det vi fra nå av kaller Sørlandssnittet.

⁶ Overføringsgrensene er regnet ut i PSS/E modellen.



Figur 5-3: Varighetskurve for flyt over ledningene fra sør til nord på Sørlandet. Sum kraftflyt over ledningene på den stiplede streken på kartet til høyre, heretter kalt Sørlandssnittet. Positive verdier er flyt fra sør mot nord.

I figur 5-4 har vi delt flyten over Sørlandssnittet inn i de tre transportkorridorene på Sørlandet, Vestre, Midtre og Østre korridor (se kart i Figur 5-3) og ser på variasjonen i kraftflyten mellom sommer og vinter. Vi ser at flyten øker både nordover og sørover i alle de tre korridorene og at det er veldig stor sesongvariasjon i flyten. Den økte søroverflyten er i all hovedsak knyttet til økt flyt om sommeren, mens flyten nordover øker mest om vinteren. Mest flyt er det naturlig nok i Vestre korridor der det er to 420 kV-ledninger og en 300 kV-ledning, mens midtre og østre korridor består av en 420 kV-ledning hver. Vi ser at flyten øker mest sørover i Vestre korridor, men den øker mest nordover i Østre korridor.



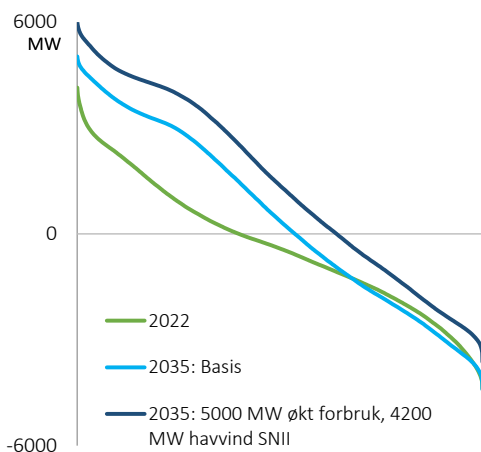
Figur 5-4: Flyt i de ulike korridorene på Sørlandet som utgjør sumflyten over Sørlandssnittet. Positive verdier er flyt fra sør mot nord, mens negative verdier er flyt fra nord mot sør.

5.4 Havvind og forbruk i øst øker flyten fra Sørlandet mot Østlandet i vinterhalvåret

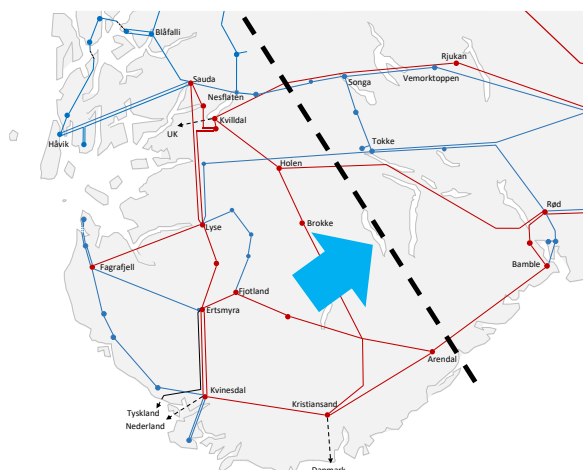
Hovedandelen av økningen i flyten nordover på Sørlandet legger seg som nevnt i forrige avsnitt over 420 kV-ledningen Arendal-Bamble i Østre korridor. Denne knytter Sørlandet direkte med Grenlandsregionen. Figur 5-5 viser samlet simulert flyt inn mot Telemark og Østlandet fra sør og vest i

Basis 2022, Basis 2035 og i en variant av 2035 der forbruket i NO2 er økt med ytterligere 1500 MW i tillegg til at det lagt til 1400 MW mer havvind i Sørlig Nordsjø II. All havvinden er knyttet til på Sørlandet.

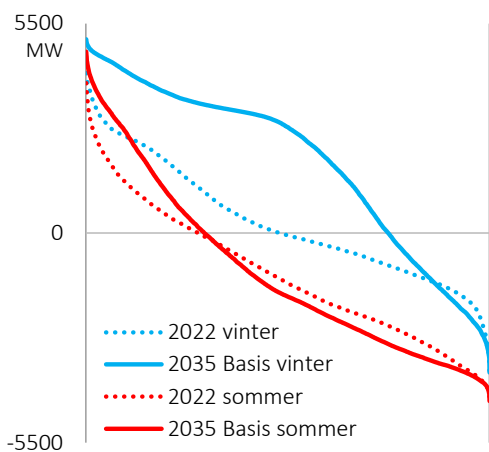
Vi ser at flyten inn mot Telemark fra sør og vest øker kraftig fra 2022 til Basis 2035. I Basis er mye av forbruksveksten i NO2 sør og vest for den stiplede linjen i Figur 5-6. I 2035 varianten med mer forbruk og havvind er 1000 MW av det nye forbruket lagt øst for den stiplede linjen i Grenland. Dermed øker overføringsbehovet nord og østover ytterligere (Figur 5-5). Vekst i forbruket sentralt på Østlandet vil ha tilsvarende effekt som vekst i Telemark, selv om flytfordelingen på de ulike linjene blir litt forskjellig.



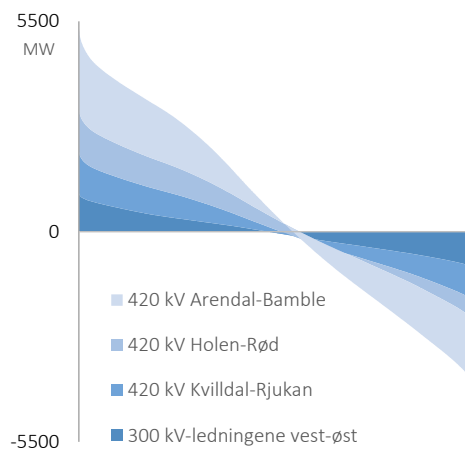
Figur 5-5 Endring i flyt på ledninger inn til Telemark fra sør og vest i Basis og med 5000 MW vekst i NO2 fra 2022, en økning på 1500 MW fra Basis hvorav 1000 MW er økt i Telemark.



Figur 5-6 Når vi ser på flyten inn til Telemark fra sør og vest er det flyten på ledningene markert med den stiplede linjen vi ser på.



Figur 5-7 Endring i flyt på ledninger inn til Telemark fra sør og vest i Basis, fordelt på sesong, sammenlignet med 2022.



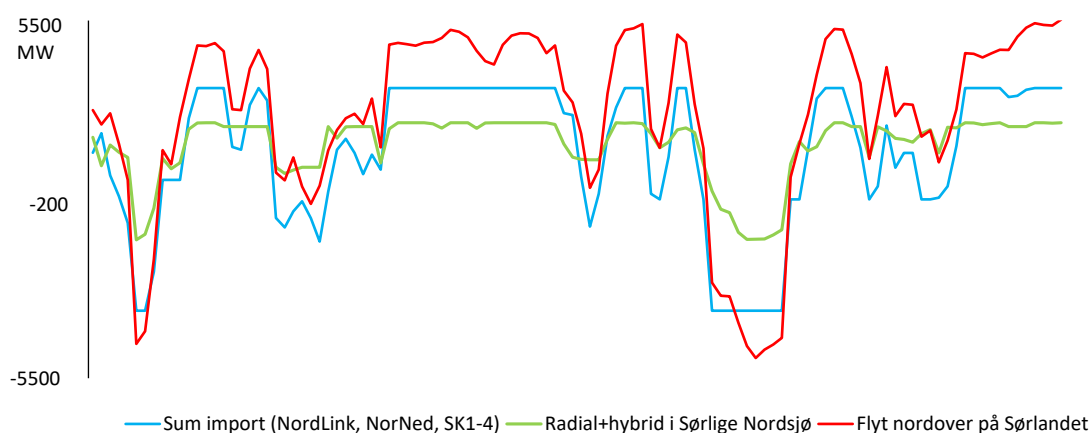
Figur 5-8 Fordeling av flyt på ledningene inn til Telemark i Basis – høyest flyt på Arendal-Bamble.

Videre ser vi av figur 5-7 og figur 5-8 at flyten i all hovedsak øker på vinteren, og at flyten i større grad legger seg på 420 kV-ledningene, enn de to 300 kV-ledningene vest-øst. Det er 420 kV-ledningen Arendal-Bamble hvor overføringsbehovet øker desidert mest. Flyten øker med opp mot 500 MW og står for om lag 40 prosent av den samlede flyten inn til Telemark fra sør og vest i Basis.

Vindkraftproduksjonen i SNII vil være sterkt korrelert med vindkraftproduksjonen på Sør-Vestlandet og på kontinentet. Dette betyr at når det blåser i Nordsjøen vil det ofte også være høy vindkraftproduksjon

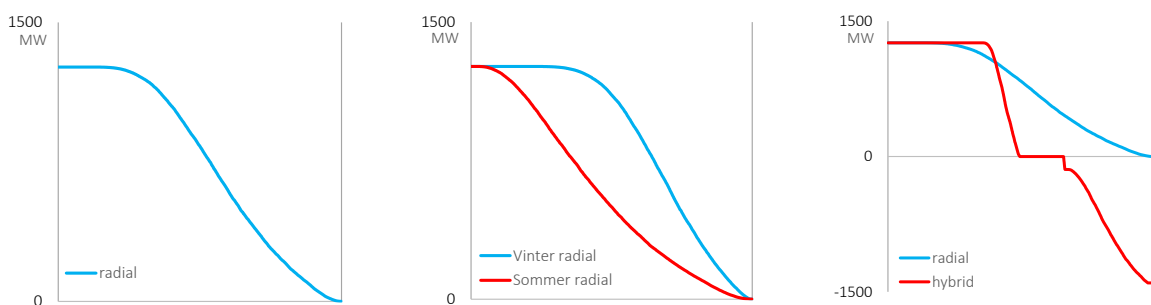
ellers i Nord-Europa – noe som vil gi lave priser, og dermed også import på mellomlandsforbindelsene til Norge (Figur 5-2). I tillegg er det mindre korrelasjon mellom vindkraft i Nordsjøen og i Sverige. Det fører til eksport mot Sverige i timer med relativt mye vind i Nordsjøen og relativt lite øst i Norden. Utvekslingen mot Sverige bidrar derfor til å forsterke flyten mellom Sørlandet og Østlandet begge veier.

På samme måte som med utvekslingen ser vi en tydelig sesongprofil med mye vind og høy vindkraftproduksjon på vinteren og lavere på sommeren (se figur 5-10). Produksjonen vil imidlertid variere fra år til år basert på hvor mye det blåser. I figur 5-9 ser vi et eksempel fra simuleringene på flyten over to uker på vinteren i det historiske væråret 2013. Her ser vi tydelig at det er stor samvariasjon mellom vindkraft, import og høy flyt nordover på Sørlandet.



Figur 5-9: Utveksling, havvind og flyt på Sørlandet for simulert uke 51 og 52 i værår 2013 i Basis. Vi ser at når det er høy flyt nordover på Sørlandet er det ofte høy vindkraftproduksjon og import samtidig.

Havvind fra SNII vil dermed forsterke kraftflyten nordover fra Sørlandet ytterligere når det blåser, og flyten her allerede er høy. Dette gjelder både om tilknytningen av havvind blir som radial eller hybrid. Som vist i Statnetts Fagrapport om havvind i Sørliche Nordsjø II vil uansett det meste av kraften fra en hybrid rent fysisk flytte til Norge, nettopp på grunn av de lave prisene i Europa når det blåser. En hybrid vil trolig føre til at kapasiteten fra havvindparken og inn til Norge er fullt utnyttet i en del flere timer enn ved radiell tilkobling.



Figur 5-10: Varighetskurver for flyt i alle simulerte værår mellom en 1400 MW vindkraftpark i Sørliche Nordsjø II og Norge gitt tilnærmet kraftbalanse i normalåret. Til venstre ser vi flyten på en radial, i midten ser vi flyten på en radial fordelt på sommer og vinter, og til høyre ser vi forskjell i flyt mellom en radial og hybrid over året. Positive verdier er flyt fra vindkraftparken til Norge. Negative verdier er flyt fra Norge mot vindparken (eksport). Vi ser at flyten er høyest om vinteren fordi det er da vindkraftproduksjonen er høyest, og at det sjelden er full eksport fra Norge på hybrid.

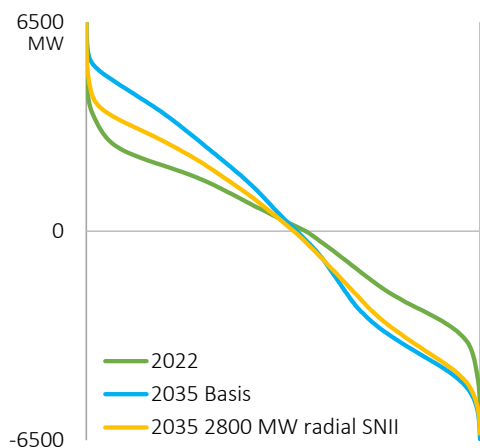
5.5 Hybrid og økt forbruk langs Sørlandskysten øker flyten sørover

Overføringsbehovet sørover øker spesielt mye om sommeren (figur 5-4). Dette er knyttet til at det om sommeren blåser mindre, og det er mer uregulerbar vannkraft både på Øst- og Vestlandet og i indre deler av NO2 som brukes til å forsyne det økte industriforbruket på Sørlandet. I tillegg eksporterer vi som regel mer kraft om sommeren fordi forbruket er lavere og vi har mer uregulerbar produksjon.

Med en hybrid tilkobling av havvind fra SNII vil det bli mer overføringskapasitet mellom Norge og landet eller landene vi kobler oss til. Hvor mye av kapasiteten på en hybrid som er tilgjengelig for handel, vil avhenge av hvor mye vindkraften stenger for handel og hvor mye kapasitet man har på forbindelsen til hvert land. Som vi ser av varighetskurvene for vindkraftproduksjon i figur 5-10 er det mange timer per år der det er mindre enn full vindkraftproduksjon som gir ledig kapasitet for kraftutveksling. Timene med høy flyt fra fastlandet til hybridene er konsentrert til sommerhalvåret fordi det blåser klart minst da, i tillegg til at det er flere timer med eksport fra Norge i sommerhalvåret (Figur 5-2).

En hybrid gir ikke større nettoeksport enn en radiell tilknytning av vindkraften, men øker utvekslingen av kraft med utlandet. Det blir eksport av større volum på kortere tid i timer med høyere pris i våre naboland, men også større volum import når det er lave priser rundt oss. Sammenlignet med radial vil hybrid gi større overføringsbehov sørover på land i timer med eksport (Figur 5-11). At flyten sørover også øker fra 2022 til 2035 i simuleringen der all vindkraften i SNII er knyttet til med radial skyldes forbruket vi har lagt inn ved kysten helt i sør.

Overføringsbehovet nordover vil trolig også bli noe større med hybrid kontra radial. Dette kommer av at i en del timer med der vindkraftproduksjonen er høy, men under maksimal installert effekt, vil det flyte kraft fra kontinentet til hybridene. Våre simuleringer underdriver nok denne effekten noe. Uansett er forskjellen i flyt nordover langt mindre enn flyten sørover avhengig av om vindkraften knyttes til med radial eller hybrid (Figur 5-11).



Figur 5-11 Varighetskurve for flyt over Sørlandssnittet (se Figur 5-3) fra nord mot sør. Flyten sørover på Sørlandet dempes hvis fase 2 blir radial, mens flyten nordover er tilnærmet uendret.

5.6 Effektutvidelser i vannkraften øker overføringsbehovet

Det er flere planer om effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk. Flere av kraftverkene som er aktuelle ligger i NO2. Mer effekt gjør at kraftverkene i enda større grad konsentrerer produksjonen til timene med høyest pris. Dermed reduseres de høyeste kraftprisene i vinterhalvåret. Dette gjør spesielt at gjennomsnittsprisen alminnelig forsyning betaler går noe ned. Vi ser også at dette øker prisforskjellene mot kontinentet og Storbritannia.

Vi har sett nærmere på hvordan til sammen i underkant av 2000 MW mer effekt i en del aktuelle kraftverk påvirker flyt og flaskehals mellom NO1 og NO2 (tabell 5-1). Kraftverkene ligger i NO2, bortsett fra Mauranger som ligger på grensen mellom NO2 og NO5.

Effektutvidelsene vi har lagt inn øker flyten ut av NO2 i en del timer om vinteren. Flyten i Østre korridor øker, men økningen er relativt beskjeden. Grunnen er blant annet plasseringen til de aktuelle kraftverkene er lenger vest og nord i NO2. Det er også slik at flyten nordover i Østre korridor er høyest når det er relativt lave kraftpriser i NO2 på grunn av mye vindkraft i Sørlig Nordsjø, langs kysten på land og import på mellomlandsforbindelsene i sør. I timer der mer effekt i kraftverkene gjør at kraftverkene flytter produksjon bort fra disse timene kan belastningen på nettet i Østre korridor gå ned. Det betyr at konsekvensene av mer effekt på flyt og flaskehals i denne delen av nettet ikke er entydig.

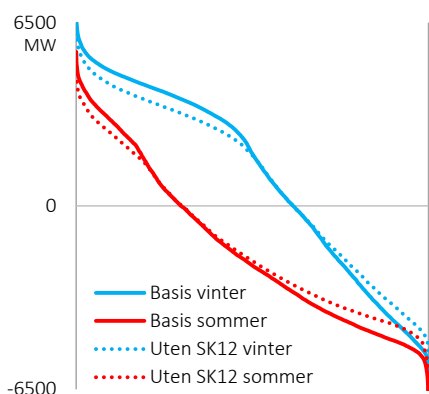
I de delene av nettet flyten øker som følge av de effektoppgraderingene vi har lagt inn, gir det i vår Basis i liten grad utslag i flere timer flaskehals. Dette kan endre seg med større volumer av effektutvidelser, pumpekraft og andre forutsetninger på produksjon og forbruk. I denne analysen har vi ikke gått videre inn på temaet da behovet for nett mellom Sør- og Østlandet i første omgang er så sterkt knyttet opp til forbruksvekst i Telemark og resten av Østlandet og etablering av havvind i Sørlig Nordsjø.

Tabell 5-1: Forutsetninger om effektutvidelser i noen relevante kraftverk

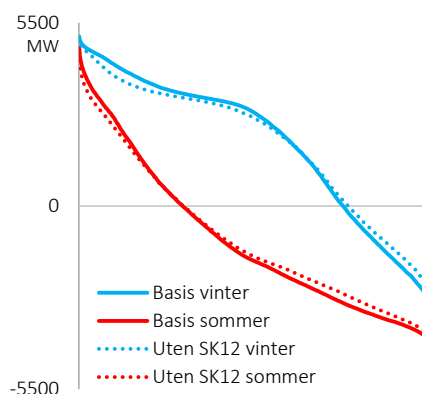
	Effekt i dag	Etter effektutvidelse
Mauranger	250 MW	880 MW
Røldal 1 og Suldal 1	300 MW	600 MW
Solholm, Tjørhom, Tonstad og Åna-Sira	1400 MW	2300 MW

5.7 Tidspunktet for utfasing eller reinvestering av SK12 påvirker flaskehalsene relativt lite

Som beskrevet tidligere nærmer det seg også teknisk levetid for kabelanleggene Skagerak 1&2 (SK12). I Basis har vi lagt til grunn en reinvestering av kablene på 700 MW, en økning på 200 MW fra i dag.



Figur 5-12 Varighetskurve for flyt fra sør mot nord over Sørlandssnittet i Basis fordelt på sesong, med og uten SK12-kablene til Danmark.

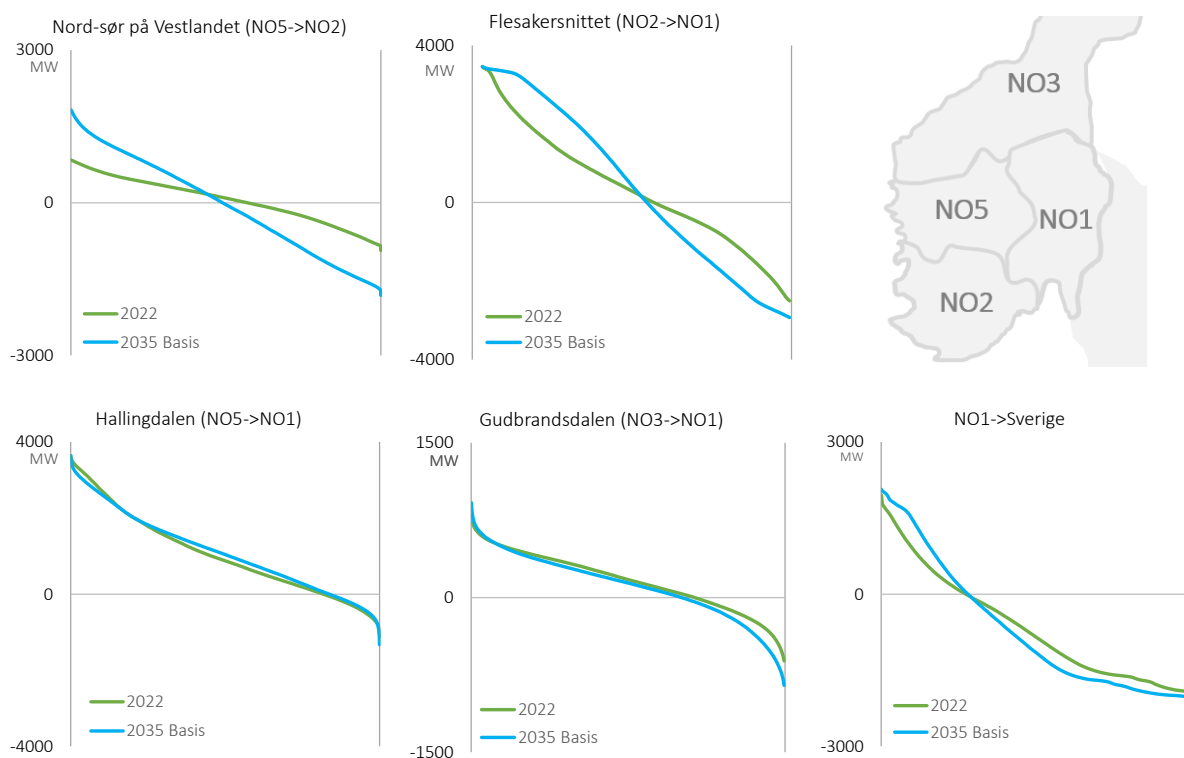


Figur 5-13 Varighetskurve for flyt inn til Telemark fra sør og vest i Basis fordelt på sesong, med og uten SK12-kablene til Danmark.

Kablene bidrar, som de andre utvekslingskablene og en eller flere hybrider, til å øke flyten nordover og sørover på Sørlandet i perioder, og mellom Sørlandet og Østlandet (Figur 5-12 og Figur 5-13). Betydningen av SK12 er imidlertid betydelig mindre enn effekten av 2800 MW havvind inn på Sørlandet, eller økt forbruk i Grenlandsområdet.

5.8 Andre nettførsterkninger påvirker i liten grad behovet for nett mellom sør og øst

Statnett planlegger å oppgradere 300 kV-ledningen mellom Sauda og Samnanger på Vestlandet til 420 kV.⁷ Av Figur 5-14 ser vi at flyten øker mye begge veier mellom NO2 og NO5 som følge av overgangen til 420 kV. Dette bidrar til økt flyt i Vestre korridor, men våre analyser til nå viser at kapasiteten i denne delen av nettet er høy nok til at dette ikke gjør seg utslag i betydelig flere timer med flaskehals. Flyten i Østre korridor og videre mot Østlandet avlastes noe som følge av oppgradering mellom Sauda og Samnanger. Effekten er likevel liten sammenlignet med andre forhold vi belyser i denne analysen.



Figur 5-14: Flyt inn og ut av NO2 og flyt mellom andre relevante prisområder i 2022 og Basis.

Statnett planlegger å oppgradere ledningen i Gudbrandsdalen som forbinder NO1 og NO3 til 420 kV mellom 2030 og 2040. I denne analysen er ikke oppgraderingen lagt inn i nettet vi bruker i Basis. I Analyse av transportkanaler fra 2021 analyserte vi overordnet hvordan denne oppgraderingen ville påvirke flyten mellom Sørlandet og Østlandet. Oppgradering øker flyten mellom NO1 og NO3 vesentlig i begge retninger. Samlet sett vil dette forplante seg sørover og gi noe høyere overføring også mellom Sørlandet og Østlandet. Alt annet likt vil dette derfor gi noe større overføringsbehov i Østre korridor og over Flesakersnittet enn det vi viser i denne rapporten.

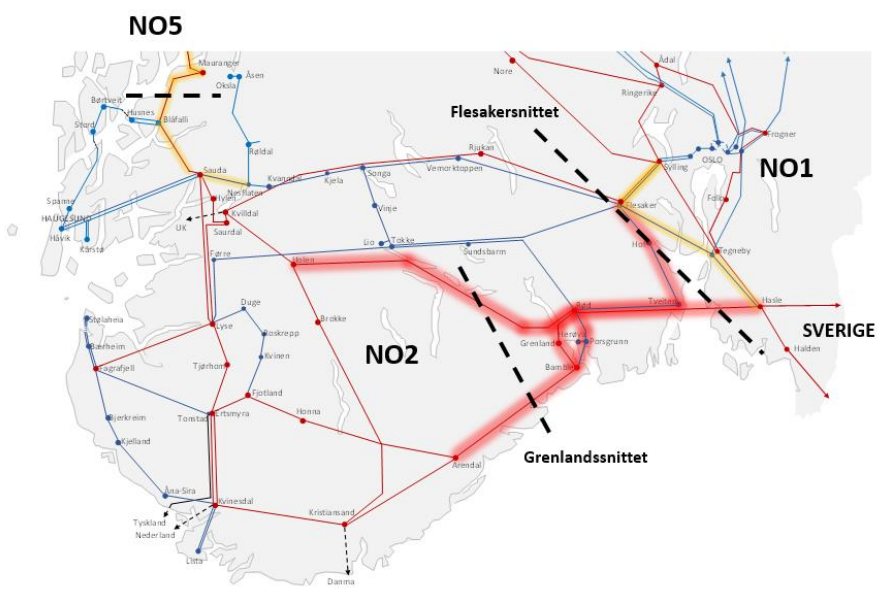
Mellom NO5 og NO1 i Hallingdal forventer vi mindre endringer i flyt og antall timer med flaskehals. Vi ser i denne analysen at mer havvind for eksempel utenfor Bergensområdet kan øke flyten i Hallingdal utover hva kurvene over viser. Dette vil isolert sett gi lavere pris i NO1 på vinteren og noe mindre prisforskjeller mot NO2. Samtidig vil ytterligere forbruksvekst i NO5 trekke i motsatt retning. Samlet sett mener vi det er en robust konklusjon at nettutviklingen i Hallingdal i liten grad vil påvirke nettbehovet i den delen av nettet vi ser på her.

⁷ Fra Statnetts Analyse av transportkanaler 2021.

6 Begrensningene står i kø mellom Sørlandet og Østlandet

I det foregående kapitlet så vi på hvordan overføringsbehovet endrer seg fremover med mer forbruk og havvind Sør-Norge, men også med den generelle markedsutviklingen i resten av Norge, og i landene rundt oss. I dette og neste kapittel ser vi på hvordan dette gir seg utslag i flaskehalser. Vi fokuserer på nettet mellom Sør- og Østlandet⁸.

I dette kapitlet har vi lagt inn overføringsbegrensninger internt i NO2 i våre modellsimuleringer som flyten i nettet ikke kan overskride. I all hovedsak dreier det seg om å sørge for at systemet til enhver tid kan håndtere bortfall av en vilkårlig komponent uten at andre komponenter overbelastes eller at systemet bryter sammen. Begrensningene er bakgrunnen for at det oppstår flaskehalser og prisforskjeller mellom ulike prisområder, dette er beskrevet nærmere i kapittel 3. Her fokuserer vi på hva dette har å si for flyten. I kapittel 7 ser vi mer på markedskonsekvensene, med fokus på pris, men også konsekvensene for aktørene. Blant annet ser vi at for lite overføringskapasitet kan gi så høye priser at vi får en respons i markedet ved at forbruket reduseres.



Figur 6-1: De mest begrensende ledningene i dagens nett med økt industriforbruk og 3-4500 MW havvind i NO2. Prisområdegrensen mellom NO1-NO2 og NO2-NO5, samt Grenlandssnittet er tegnet inn med stiplede grense.

6.1 I sommerhalvåret vil flaskehalser hovedsakelig være knyttet til høy flyt vest- og sørover

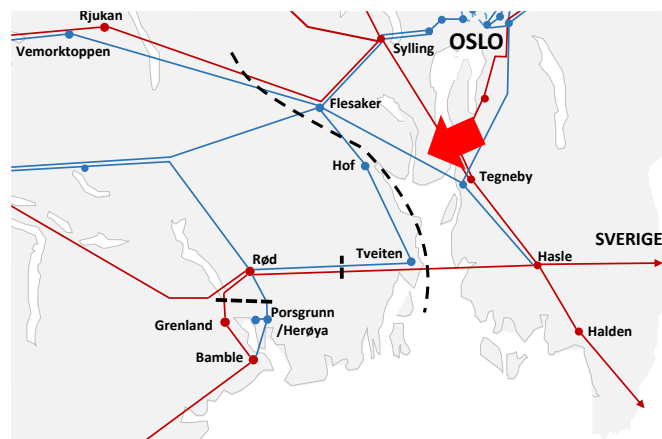
Flesakersnittet, som definerer prisområdegrensen mellom NO1 og NO2, består av flere 300 og 420 kV-ledninger (se figur 6-1). Flesakersnittet er her en samlet betegnelse på flere snitt og ledninger som begrenser overføringskapasiteten mellom NO1 og NO2, begge veier. Kapasiteten for å overføre kraft vestover er lavere enn kapasiteten for å overføre kraft østover.⁹ Her konsentrerer vi oss om begrensningene som oppstår når det er høy flyt mot NO2 i sommerhalvåret.

Vi så store flaskehalser vestover sommeren 2022 slik at prisen i NO2 ble høyere enn i NO1 og NO5. En grunn til dette var idriftsettelsen av Nordlink og NSL. Likevel hadde det også uten de nye forbindelsene oppstått flaskehals vestover drevet av redusert kapasitet i nettet og en spesiell hydrologisk situasjon med veldig lite tilsig i NO2, mens tilsiget var mer normalt på Vestlandet. Prisforskjellene som følge av flaskehalsen ble voldsomt forsterket av det ekstremt høye prisnivået i det europeiske kraftmarkedet.

⁸ Vi forutsetter at 300 kV-ledningen som forbinder dagens NO2 med NO5 er oppgradert til 420 kV.

⁹ Maksimal markedskapasitet mellom NO1 og NO2 vestover er i dag 2200 MW, og 3400 MW østover.

At ledninger får lavere kapasitet ved høye temperaturer er en viktig grunn til flaskehals om sommeren
 Flaskehalsene vestover fra NO1 mot NO2 er både knyttet til begrensninger på termisk kapasitet ved utfall av enkeltledninger og hvor mye som kan overføres over alle ledningene samlet begrenset av spenningsfall, slik som Flesakersnittet. Det at ledninger har lavere kapasitet når temperaturen er høy på sommeren gjør at termisk kapasitet på enkeltledninger ofte begrenser før spenning. Hvilke ledninger som vil begrense mest vil til en viss grad være avhengig av hvor nytt forbruk kommer. Figur 6-2 viser de mest begrensende snittene knyttet til flyt sørover.



Figur 6-2 De mest begrensende snittene for flyt sørover fra Østlandet mot Sørlandet.

Økt forbruk i hele NO2 vil, uavhengig av plassering internt, øke flaskehalsene som oppstår når det er høy flyt vestover fra Østlandet mot Sørlandet. Det er allerede reservert forbruk på i underkant av 3000 MW i NO2, i tillegg til at det er søkt om tilknytning på ytterligere flere tusen MW. Flere ønsker tilknytning allerede før 2030, og dermed før vi forventer særlig vekst i ny produksjon. Det at forbruket hovedsakelig er industri som har høyt uttak, også om sommeren når kapasiteten sørover er lavere, forsterker flaskehalsen.

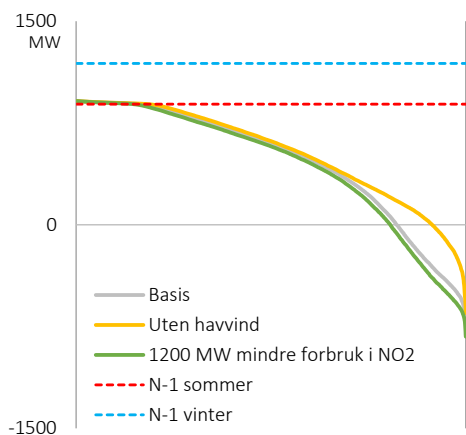
Mer solkraft på Østlandet forsterker ytterligere flyten fra Østlandet til Sørlandet om sommeren. Hvor stor importkapasitet vi har fra Sverige (SE3) påvirker også størrelsen på flaskehalsen. Høy kapasitet¹⁰ gir flere timer med flaskehals vestover og sørover i Norge, mens lavere kapasitet vil gi mindre. Varigheten øker naturlig nok noe med størrelsen på kraftoverskuddet i Sverige.

Den ledningen det er knyttet mest flaskehals til er 300 kV-ledningen mellom Flesaker og Bamble, som har lav kapasitet som sommeren. Ved utfall av nærliggende 420 kV-ledninger, spesielt Hasle-Rød, vil mye av kraften legge seg på 300 kV-ledningen. Høy forbruksvekst i Grenlandsområdet vil også gi et ekstra press på 300 kV-ledningen Rød-Porsgrunn-Bamble ved et utfall på 420 kV-ledningen Rød-Grenland-Bamble. Vi antar imidlertid at vi kan øke kapasiteten noe på disse snittene lokalt ved tilknytning av mye forbruk enten ved temperaturoppgradering eller utskifting av endepunktskomponenter. Figur 6-2 viser flyt på snittet Hasle-Rød + Flesaker-Hof som er snittet som begrenser søroverflyten mest i våre simuleringer. I en gjennomsnittssommer er det flaskehals i 15-20 prosent av tiden. I enkeltår kan begrensningen være større eller mindre.

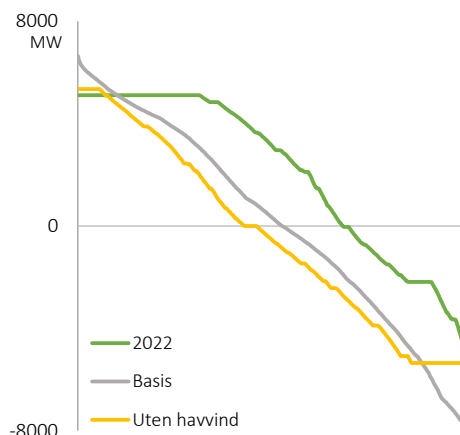
Vi sier at mindre forbruk avlaster flaskehalsen, mens mindre havvind vil øke flaskehalsen. Havvinden vil i noen timer dempe flyten inn mot NO2, spesielt hvis det blir tilknyttet som radial. Effekten er likevel moderat fordi det typisk blåser lite i Nordsjøen i timene med høy eksport om sommeren. Hybrid

¹⁰ Kapasiteten fra Sverige til Norge har vært redusert i mange timer historisk, spesielt de siste årene. I det lange bildet forventer vi at kapasiteten kommer opp mot et mer normalt nivå begge veier når nettet er intakt.

tilkobling av havvinden vil på den andre siden forsterke flaskehalsene fordi denne ofte utnyttes til eksport når det blåser lite i sommerhalvåret.



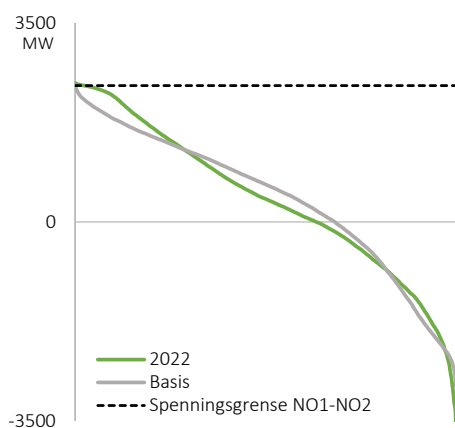
Figur 6-3: Varighetskurve for flyt over N-1-snittet utfall av Hasle-Rød på Flesaker-Hof mellom uke 23 og 35 (sommer) for alle simulerte værår i Basis og i simuleringer uten havvind, eller med 1200 MW mindre forbruk. N-1 sommer og N-1 vinter viser de termiske overføringsgrensene sommer og vinter.



Figur 6-4 Sum utveksling fra NO2 for 2022 og 2035 Basis med og uten havvind mellom uke 23 og 35 (sommer). Positive verdier betyr eksport, mens negative verdier betyr import og flyt fra havvindparken i SNII mot Norge.

Flaskehalsene blir imidlertid ikke like store som de kunne ha blitt fordi stort økt forbruk vil føre til økte priser som igjen vil gi økt import både fra Sverige i øst, og fra utvekslingskablene i sør. Naturlig nok betyr det også at eksporten reduseres betraktelig (se figur 6-4). Det at eksporten avtar når forbruket øker demper naturlig nok veksten i flaskehalsene inn til NO2 fordi det blir færre timer med stor eksport.

I dagens nett vil overføringskapasiteten mellom NO1 og NO2 i mange timer være under 2000 MW. Figur 6-5 viser samlet flyt i sommerhalvåret over alle ledningene som inngår mellom NO1 og NO2. I dag er maksimal markedskapasitet (NTC) mellom disse områdene satt til 2200 MW som er kapasiteten på spenningsnittet. Våre simuleringer viser imidlertid at flyten sjelden blir så høy nettopp fordi kapasiteten på 300 kV-ledningen Flesaker-Bamble typisk begrenser før samlet flyt over ledningene når 2200 MW. I praksis gir dette ofte en maksimal flyt fra NO1 til NO2 på mellom 1500 til 2200 MW.¹¹



Figur 6-5: Varighetskurve for flyt over Flesakersnittet fra NO1 mot NO2 mellom uke 23 og 35 (sommer) for alle simulerte værår i Basis sammenlignet 2022.

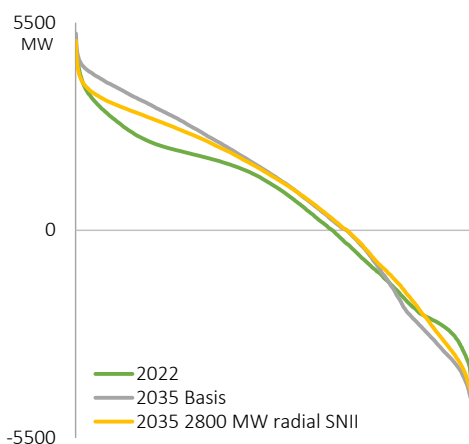
¹¹ 300 kV-ledningen mellom NO5 og NO2 også flyten inn til NO2 om sommeren. Dette kan gi opphav til prisforskjell mellom NO1 og NO2 selv uten flaskehals på ledningene mellom NO1 og NO2. I disse simuleringene er ledningen oppgradert til 420 kV.

Ved høy flyt sørover på Sørlandet blir det mest flaskehals i Østre korridor

Flyten sørover i NO2 forsterker seg på vei mot kysten ettersom mer vannkraftproduksjon kommer til. Dette gir høy flyt i alle de tre korridorene Vestre, Midtre og Østre korridor som vi så i kapittel 5. Vi ser at en stor forbruksvekst i nettet mellom Arendal og Stavanger, kombinert med tilknytning av fase 2 i SNII som hybrid, gjør at det vil oppstå flaskehals i denne delen av nettet.

Flaskehalsene vil imidlertid primært være knyttet til høy flyt på ledningen mellom Bamble og Arendal i Østre korridor.¹² Ledningen inngår i flere snitt, blant annet med Brokke-Kristiansand (Midtre korridor), 300 kV ledningen Førre-Lyse (Vestre korridor), og den oppgraderte 420 kV-ledningen mellom Samnanger og Sauda¹³. Økt forbruk i Grenlandsregionen vil isolert sett avlaste flyten og flaskehalsene knyttet til høy flyt sørover på Bamble-Arendal, og øke flyten motsatt vei.

Tilknyttede hele volumet i SNII som radialer gir dette vesentlig mindre flyt, og få timer flaskehals sørover ved intakt nett med forbruket vi har langs kysten i sør i Basis.



Figur 6-6 Varighetskurve for flyt fra nord mot sør over Sørlandssnittet (Figur 5-3) mellom uke 23 og 35 (sommer) i alle simulerte værår. Søroverflyten øker med nytt forbruk på Sørlandet og utvekslingskapasitet. Hvis fase 2 fra SNII blir radial dempes søroverflyten noe.

Begrensningene i revisjonssesongen vil være betydelig større enn i våre simuleringer med intakt nett

Hver enkelt revisjon krever et eget sett med overføringskapasiteter for hele Sør-Norge, analysebehovet for dette er uoverkommelig stort. Vi simulerer derfor kun med intakt nett. Dette er en forenkling som undervurderer graden av flaskehals i revisjonsperioden, som typisk er i sommerhalvåret. Utkoblinger av så å si alle 420 kV-ledninger inn til og internt i NO2 vil gi redusert kapasitet i nettet.

Generelt ønsker vi i revisjonssesongen å ha mulighet til å koble ut hvilken som helst ledning i nettet, og fremdeles tåle utfall av en annen komponent i systemet (N-1-1). Da kan det oppstå flaskehals selv om overføringen er under grensene ved intakt nett. Det gjør at våre simuleringer vesentlig underdriver flaskehalsene, spesielt i sommerhalvåret. En hybrid vil øke belastningen i nettet sørover, mens radial vil potensielt kunne avlaste. En hybrid kan dermed gi større flaskehals i nettet i revisjonssesongen. Begrensningene ved revisjoner må til dels løses ved å sette ned kapasiteten mellom NO1 og NO2 og/eller på forbindelsene til utlandet direkte, slik som vi gjør i dag. Revisjoner kan også gjøre at det oppstår flere flaskehals ved import og nordoverflyt i sommerhalvåret – da kan både radial og hybrid øke begrensningene. Vi mener imidlertid dette vil være håndterbart.

¹² Vi ser også noen begrensninger i Vestre korridor knyttet til utfall i 420 kV-nett på 300 kV-nettet i Dugeringen.

¹³ Ledningen som utgjør områdegrensen mellom NO5 og NO2.

6.2 I vinterhalvåret er flaskehalsene mest knyttet til høy flyt nordover i Østre korridor

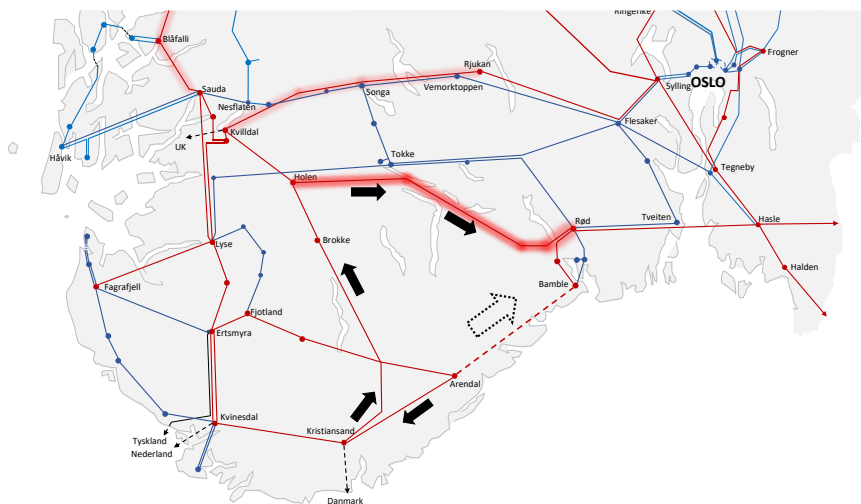
I vinterhalvåret er flaskehalsene i hovedsak knyttet til høy flyt nord og østover mot Østlandet¹⁴. Dette skyldes mest at forbruket på Østlandet er over dobbelt så høyt om vinteren ved lave temperaturer enn om sommeren, men også at det er flere timer med full import på mellomlandsforbindelsene i sør. Etablering av havvind vil forsterke dette mønsteret ytterligere. Et mindre overskudd i Sverige vil øke antall timer høy flyt mot Østlandet fordi transporten av kraft videre østover blir større.

I dag ser vi at flaskehalsen mot Østlandet normalt sett oppstår på Flesakersnittet, mellom dagens NO2 og NO1. Samtidig ser vi at i timer med stor import blir det høy flyt nordover i Østre korridor. Det gjør at vi allerede i dag i enkelte timer har flyt opp mot kapasitetsgrensen inn til Grenlandsområdet fra sør og vest. Dette blir begrenset av kapasiteten på det vi kaller Grenlandsnittet som består av ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød. Den lokale 300 kV-ledningen videre fra Bamble via Porsgrunn til Rød kan og bli en flaskehals, spesielt ved høy vekst i Grenlandsregionen.

Med utviklingen fremover ser vi at flaskehalsen i stadig flere timer flyttes fra Flesakersnittet til Grenlandsnittet. Det er hovedsakelig to drivere for dette. Den ene er mer forbruk vest for Flesakersnittet, men øst for Grenlandsnittet, altså området som grovt utgjør Telemark og Vestfold¹⁵. Den andre er tilknytning av havvind i sør.

420 kV-ledningen Arendal-Bamble inngår i flere begrensende snitt – Grenlandssnittet begrenser mest

Ved høy import og stort forbruk rundt hele Oslofjordområdet blir flyten på ledningen mellom Arendal og Bamble høy, som vist i kapittel 5. Ved utfall av denne ledningen vil kraften i større grad bevege seg oppover Midtre korridor, og over de to 420 kV-ledningene, Kvilldal-Rjukan og Holen-Rød, som går inn mot Telemark og Østlandet, lenger nord i området (se figur 6-7).



Figur 6-7: Begrensende ledninger ved utfall av 420 kV-ledningen Arendal-Bamble. Grenlandssnittet består av ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød.

Det er spesielt summen av flyten på ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød som blir begrensende. I det videre kaller vi summen av flyt på disse ledningene for Grenlandssnittet. I vår Basis begrenser dette snittet flyten i om lag 15-20 prosent i en gjennomsnittlig vinter. I enkeltår kan begrensningsen være større eller mindre. Vi ser også begrensninger knyttet til utfall av Arendal-Bamble med omlagring på

¹⁴ Man har fortsatt høy flyt sørover i timer med mye eksport. Det at alminnelig forsyning langs kysten er høyere forsterker dette. På den andre siden er knapphet på effekt i Sør-Norge med på å begrense eksporten i mange timer. Varigheten av høy flyt sørover om vinteren er langt lavere enn i sommerhalvåret (se Figur 5-4).

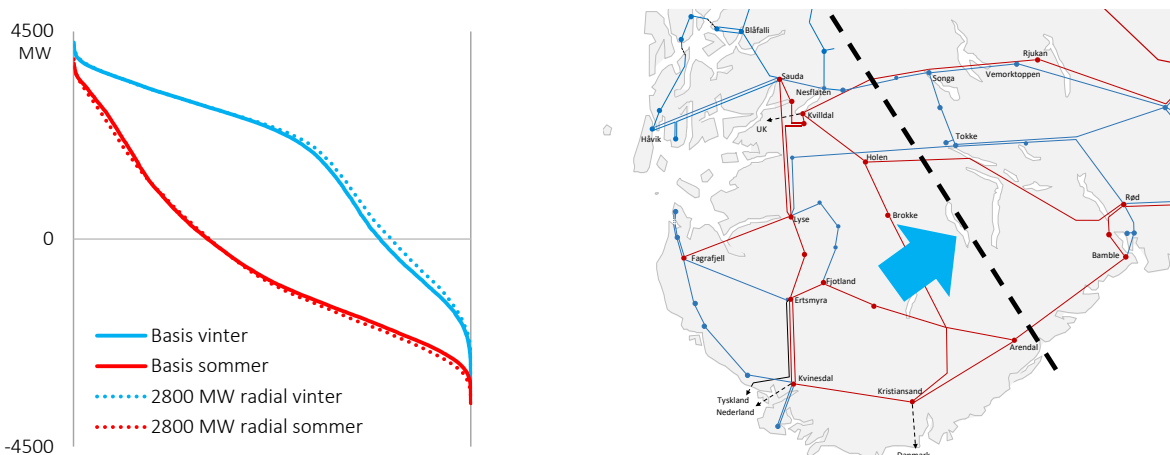
¹⁵ Økt forbruk øst for Flesakersnittet vil også øke flyten i Østre korridor, men vil også forsterke flyten på Flesakersnittet.

Kvilldal-Rjukan og Sauda-Samnanger, selv etter at Sauda-Samnanger er oppgradert til 420 kV. Holen-Rød, Kvilldal-Rjukan og Sauda-Samnanger er lange ledningsstrekninger som begrenses av spenningsforhold, og derfor har lavere kapasitet enn mange andre 420 kV-ledninger.

Kapasiteten inn til Telemark fra vest er rundt 3500-4000 MW

Våre simuleringer indikerer at flaskehalsene på Grenlandsnittet begynner å oppstå når samlet overføring på de to ledningene ligger i intervallet 2000-2300 MW. Dette begrenser samlet overføring på de fem ledningene inn til Telemark fra vest til ca. 3500 MW-4000 MW. Skjevflyt, der mye av kraften legger seg på Arendal-Bamble ved stor import på forbindelsene i sør, gjør at samlet flyt inn til Telemark fra vest og sør er noe mindre i timer det er mye vindkraft og import til kysten i sør, sammenlignet med timer der den høye flyten i større grad skyldes høy produksjon fra regulert vannkraft i dagens NO2.

Figur 6-8 viser samlet flyt inn til Telemark fra sør og vest fordelt på vinter og sommer. Denne viser tydelig at nettet inn mot Telemark og Østlandet er omtrent like høyt belastet uavhengig av om fase 2 fra SNII blir tilknyttet som radial eller hybrid. Grunnen er at flaskehalsene på Grenlandsnittet primært oppstår om vinteren når det blåser mye. Da vil effekten av en radial og en hybrid være tilnærmet lik.



Figur 6-8: Sum flyt på ledninger inn til Telemark fra sør og vest fordelt på sommer og vinter i Basis og i en variant hvor fase 2 også er radial. Flyt inn til Telemark blir begrenset om vinteren på grunn av for lite kapasitet på ledningene inn mot Østlandet. Det er liten forskjell i begrensningene om fase 2 fra SNII blir radial eller hybrid.

Forbruk i øst samt havvind i sør er de viktigste driverne for flaskehalsen i Østre korridor

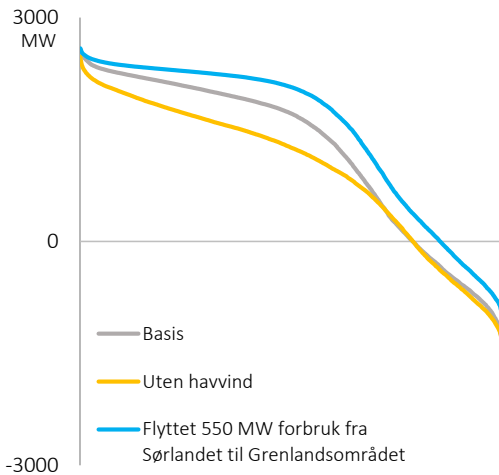
Kommer det mer forbruk i Grenlandsområdet, Vestfold og på Østlandet vil det imidlertid raskere oppstå flaskehals ved flyt nordøst i Østre korridor over Grenlandsnittet som vist i figur 6-9. En konsekvens er at mer forbruk i Telemark og Vestfold reduserer flyten over Flesakersnittet inn til det sentral Østlandet. Høyt forbruk i denne regionen kombinert med flaskehalsene på Grenlandsnittet gjør at det ikke er mulig å utnytte kapasiteten på Flesakersnittet østover. Figur 6-10, som viser flyten over Flesakersnittet i en simulering der vi har flyttet 550 MW forbruk fra Sørlandet til Telemark, illustrer dette.¹⁶ Den blå kurven som viser flyten der 550 MW er flyttet til Telemark ligger vesentlig under flytkurven i Basis.

Den lokale 300 kV-ledningen videre fra Bamble via Porsgrunn til Rød blir også begrensende ved økt forbruk i Grenlandsområdet, på samme måte som 300 kV-ledningen Rød-Porsgrunn ved søroverflyt.

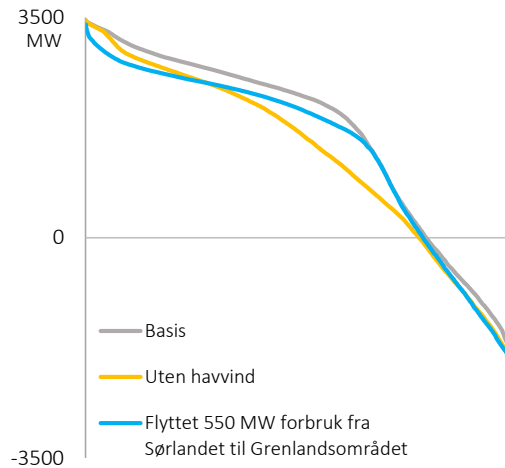
¹⁶ Økt forbruk på Østlandet øst for Flesakersnittet vil forsterke flaskehalsene både over Grenlandsnittet og Flesakersnittet. Når vi ser på summen av flaskehals på Flesakersnittet og Grenlandsnittet har forbruk i Telemark og Vestfold omtrent lik virkning som forbruk øst for Flesaker. Hvor store flaskehalsene blir avhenger derfor av den samlede forbruksvekst øst for Grenlandsnittet.

Som beskrevet tidligere antar vi at vi kan øke kapasiteten noe på disse snittene lokalt ved tilknytning av mye forbruk enten ved temperaturoppgradering eller utskifting av endepunktskomponenter.

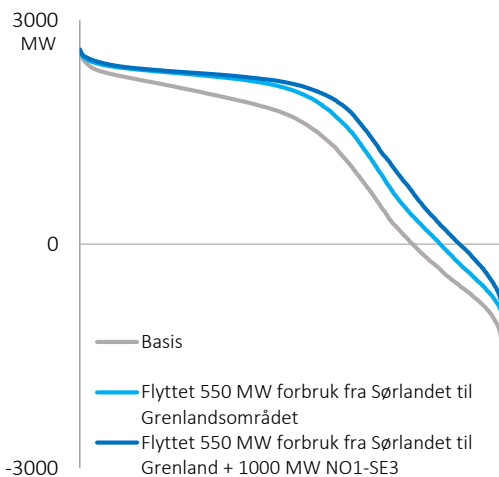
Havvind i sør forsterker flaskehalsene over Grenlandssnittet (Figur 6-9). Av figur 6-10 ser vi imidlertid at havvinden ikke reduserer flyten over Flesakersnittet når denne er høy. I kapittel 7 viser vi at dette gir ulike konsekvenser, mest for aktørene på Østlandet, om flaskehalsen over Grenlandssnittet først og fremst er drevet av mer forbruk på Østlandet øst for snittet, eller tilkobling av havvind helt i sør.



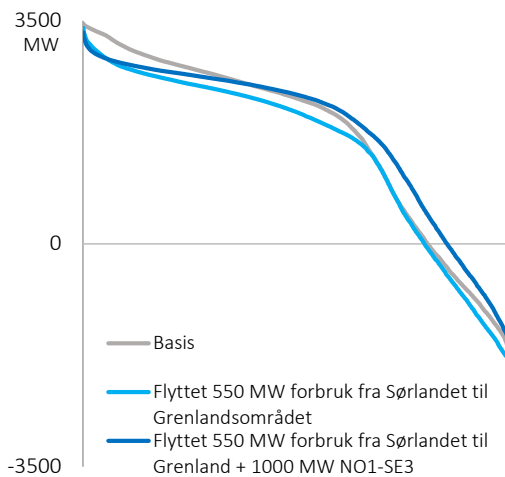
Figur 6-9 Varighetskurve for sum flyt over ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød (Grenlandssnittet) mellom uke 49 og 9 (vinter) for alle værår gitt ulike sensitiviteter. Positive verdier er for flyt fra sør mot øst.



Figur 6-10 Varighetskurve for flyt over Flesakersnittet mellom uke 49 og 9 (vinter) for alle værår gitt ulike sensitiviteter. Positive verdier er flyt fra vest mot øst.



Figur 6-11 Varighetskurve for sum flyt over ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød (Grenlandssnittet) mellom uke 49 og 9 (vinter) i alle værår gitt ulike sensitiviteter. Positive verdier er for flyt fra sør mot øst.



Figur 6-12 Varighetskurve for flyt over Flesakersnittet mellom uke 49 og 9 (vinter) i alle værår gitt ulike sensitiviteter. Positive verdier er flyt fra vest mot øst.

Hvor mye det er mulig å importere fra Sverige inn mot NO1 om vinteren spiller inn på hvor stor flaskehalsene vestfra blir. Figur 6-11 og Figur 6-12 viser at varigheten på flaskehalsene øker når vi setter

ned kapasiteten fra Sverige fra 2000 MW til 1000 MW i vinterhalvåret. I kapittel 7 ser vi at dette har også stor betydning for konsekvensene av flaskehalsene på prisen i NO1.

Relativt få begrensninger i 300 kV-nettet øst-vest

Vi ser få begrensninger i 300 kV-ledningene fra Sauda og Lyse inn mot Flesaker.¹⁷ I Basis utgjør flyten på 300 kV-ledningene om lag 20 prosent av flyten inn mot Telemark når flyten er høy, mens 420 kV-ledningen Arendal-Bamble står for 40 prosent alene (se Figur 5-8). En ledning som kan bli en flaskehals ved høy flyt østover er 300 kV-ledningen Tokke-Flesaker. Samlet sett ser vi likevel ikke noe stort behov for økt kapasitet på 300 kV-ledningene mellom vest og øst med det første. Det er imidlertid viktig å poengtere at disse ledningene er knyttet til flere vannkraftverk og er nødvendige for å få kraften ut. Oppgradering av ledningene vil i større grad være drevet av reinvesteringsbehov.

Nordøst i NO2 ligger flere av de best regulerte vannkraftverkene hvor det kan være aktuelt med mer effekt i første omgang, men også i noen tilfeller pumpekraftverk. Som beskrevet i kapittel 5.6 påvirkes flyten og de flaskehalsene vi ser lite av de effektutvidelsene vi har testet. Det vil i mindre grad belaste flyten i Østre korridor, men i større grad belastet vest-øst nettet og Vestre korridor. Det kan derfor være fornuftig å se reinvesteringer av 300 kV-nettet opp mot planene om mer effekt i kraftverkene.

¹⁷ Unntaket er 300 kV-ledningen Sauda-Nesflaten. Begrensningen handler i stor grad om et stort overskudd og mye produksjon innenfor Nesflaten, i Odda-området, om sommeren. Flyten har økt etter NordLink og NSL kom på drift. Behovet for økt kapasitet her er allerede kjent, og vil følges opp i aktuell Områdeplan.

7 Uten nettførsterkninger får vi prisforskjeller og lavere vekst

I dette kapittelet ser vi nærmere på konsekvensene i kraftmarkedet av de økte flaskehalsene vi beskrev i forrige kapittel. Vi fokuserer mest på flaskehalsene som oppstår nordover i vinterhalvåret da konsekvensene av disse er mer alvorlig enn de som oppstår vestover og sørover om sommeren. Årsaken er at flaskehalsene på Grenlandsnittet begrenser hvor mye som kan overføres inn til hele Østlandsregionen, som på vinteren er et stort underskuddsområde med lite regulerbar vannkraft.

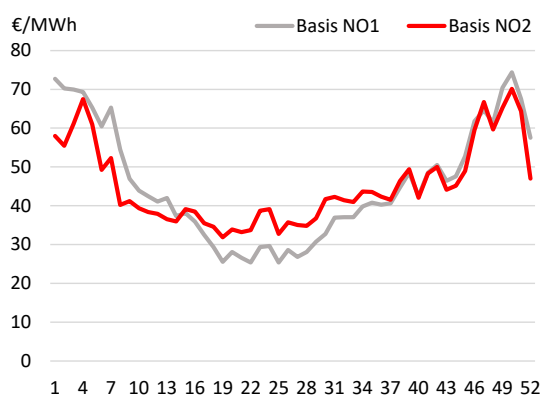
Grenlandsnittet ligger med dagens prisområdegrense internt i NO2. Våre modellsimuleringer indikerer at det blir vanskelig å håndtere en større flaskehals på dette snittet med dagens prisområdeinndeling. Våre simuleringer viser at å flytte prisområdegrensen til Grenlandsnittet demper priskonsekvensen av den fysiske flaskehalsen. Vedtak om en eventuell endring av prisområdegrensen må imidlertid følge standard prosesser.

7.1 NO1 har lavere priser enn NO2 i sommerhalvåret og høyere i vinterhalvåret i Basis

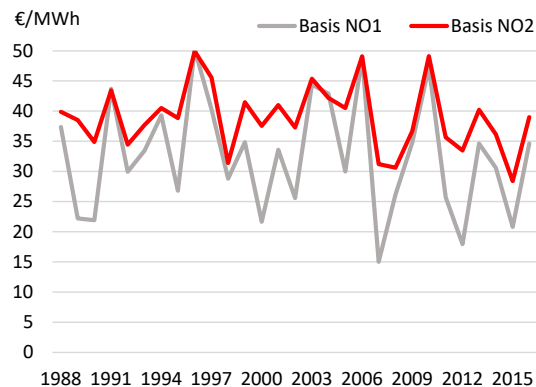
De simulerte kraftprisene i Sør-Norge i Basis slik det er definert i denne analysen, reflekterer mønsteret i flaskehalsene beskrevet i forrige kapittel. Prisene i NO1 er høyere enn i NO2 om vinteren og lavere om sommeren (figur 7-1). Lavere priser om sommeren er i stor grad knyttet til lav kapasitet på ledningen fra Flesaker til Bamble. Samtidig ser vi også en del flaskehals internt i NO2 knyttet til høy flyt sørover i Østre korridor. Disse vil også bidra til lavere pris i NO1. Høyere priser i NO1 på vinteren skyldes i stor grad flaskehals nordover på Grenlandsnittet.

Prisene i NO1 vil være lavest relativt til NO2 i somrene der tilsiget er over normalen

Prisforskjellene som oppstår i sommerhalvåret, varierer betydelig med tilsiget i Sør-Norge (figur 7-2). I år med mindre tilsig enn normalt på Vest- og Østlandet, vil prisene i NO1 og NO2 være tilnærmet like. Det er mest i de våte årene at NO1 får vesentlig lavere pris enn NO2. Tilsig slik vi så våren og sommeren i 2022 med normalt tilsig i NO5, mens det var svært lite tilsig både på Sør- og Østlandet, har vi svært få tilfeller av i værhistorikken vi simulerer. I slike år vil prisforskjellene kunne være ekstra høye.



Figur 7-1 Snittpriser per uke over året i NO1 og NO2 for alle værår i Basis.



Figur 7-2 Snittpriser om sommeren (uke 22-35) i NO1 og NO2 per simulerte værår i Basis.

Flaskehalsene inn mot NO2, og sørover internt i området, håndteres gjennom at prisen i NO2 blir lik nabolandene i sør. Prisen stiger tilstrekkelig til at samlet eksport går ned så mye at flyten vest- og sørover akkurat holdes under kapasitetsgrensene internt i Norge¹⁸. Konsekvensene av flaskehalsen er dermed mindre effektiv handel ved at eksporten flyttes til timer med lavere kraftpriser. Det betyr mer eksport til Sverige og mindre til UK og kontinentet.

¹⁸ Full eksport kan opprettholdes i en del timer hvis vannverdiene i NO2 ligger godt under prisnivået på kontinentet.

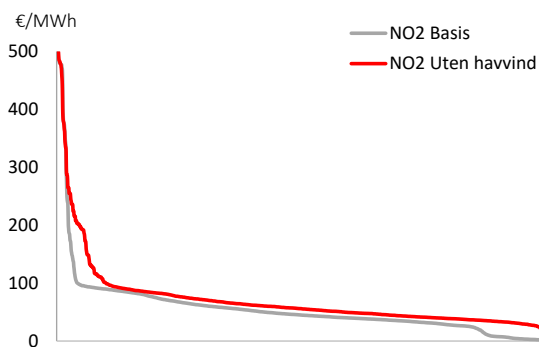
Havvind inn til Sørlandet gir lavere priser i Sør-Norge, men mest i NO2 før vi bygger ut nettet

Hovedtyngden av ny produksjon kommer inn som havvind i NO2. I Basis ligger det inne til sammen 4200 MW, der 2800 MW er i Sørlig Nordsjø og 1400 MW utenfor Utsira. Når det blåser mye i Nordsjøen er det som regel stor import fordi landene rundt oss har lavere priser. Den nye vindkraften kommer altså i tillegg til en allerede stor import.

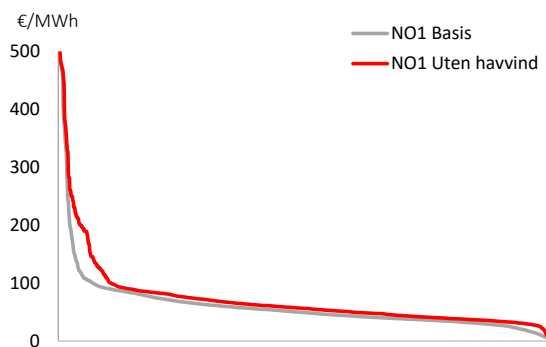
Det er havvinden i Sørlig Nordsjø som bidrar til høy flyt fra Sørlandet mot Østlandet. Hvis det oppstår flaskehals på Grenlandsnittet løser markedet det automatisk gjennom at prisen i NO2 faller. Dermed blir importen til området redusert, i tillegg til at regulert vannkraft produserer noe mindre. Dette skjer inntil flyten nordover over Grenlandsnittet er rett under kapasitetsgrensen. På den andre siden av flaskehalsen, altså i NO1 og resten av Norden, er situasjonen omtrent den samme som før den nye vindkraften kom til. De samme kraftverkene som før havvinden kom inn må produsere omtrent like mye for å dekke forbruket. Dermed blir prisene lite endret.

For å få frem disse poengene har vi simulert basisdatasettet uten den nye havvinden, men beholdt forbruket uendret. Figur 7-3 og figur 7-4 viser varighetskurve for prisen i NO2 og NO1 om vinteren, med og uten 4200 MW havvind.

Uten den nye havvinden er prisene i NO1 og NO2 omtrent like, der snittprisen om vinteren i begge områder ligger på i overkant av 70 €/MWh. Når vi legger til den nye vindkraften faller prisene om vinteren til 57 €/MWh i NO2 og 61 €/MWh i NO1. Økningen i flaskehals ut av NO2 er naturlig nok størst i timer der bidraget fra den nye vindkraften er høyt. Dette fører i 5-10 % av tiden til priskollaps i NO2, mens denne effekten er langt svakere i NO1. De høye prisene i begge områder faller også vesentlig fordi vindkraften bidrar med noe produksjon i så å si alle timer. Dessuten faller naturlig nok vannverdiene når det kommer mye ny produksjon inn. Grunnen til at reduksjonen i de høye prisene er nesten like sterk i NO1 som NO2 skyldes at flaskehalsene på Grenlandsnittet er mindre når bidraget fra vindkraften er fra moderat til lavt.



Figur 7-3 Varighetskurve for pris i NO2 om vinteren (uke 49-9) i Basis med og uten havvind.



Figur 7-4 Varighetskurve for pris i NO1 om vinteren (uke 49-9) i Basis med og uten havvind.

7.2 Mer forbruk i Vestfold og Telemark bidrar til mer knapphet i hele Østlandsregionen

Her utdyper vi nærmere konsekvensene av flaskehalsene ved høy flyt nordover om vinteren. Disse er i stor grad knyttet til at det oppstår flaskehals på Grenlandsnittet ved høy flyt fra Sørlandet mot Østlandet. Det er to hoveddrivere for denne flaskehalsen. Det ene er tilknytning av havvind helt i sør. Det andre er nytt forbruk på Østlandet. Konsekvensene i kraftmarkedet av mer havvind tilknyttet i sør og forbruksvekst er imidlertid forskjellig. Vi konsentrerer diskusjonen mest rundt nytt forbruk i Telemarksregionen. Grunnen til det er både at det er mange konkret planer om nytt forbruk her, og at

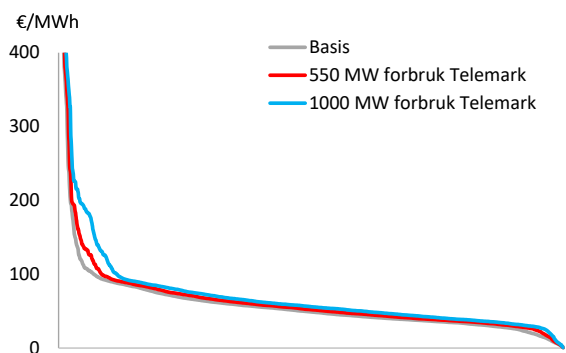
mer forbruk her i enda større grad enn forbruk ellers på Østlandet gir økt flaskehals på Grenlandsnittet.¹⁹

Mer forbruk i Telemarksregionen gjør at prisene i NO1 øker i vinterhalvåret

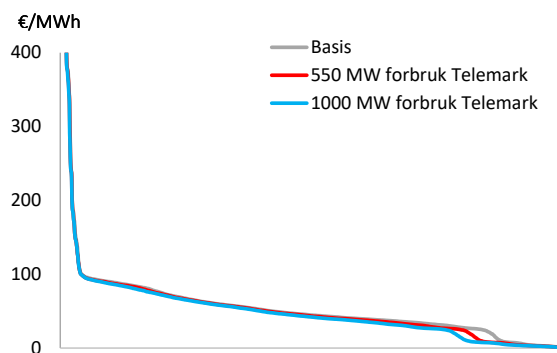
I likhet med mer havvind fører mer forbruk i Telemarksregionen til at antall timer med flaskehals på Grenlandsnittet øker. Det skjer spesielt når forbruket allerede er høyt på Østlandet. Konsekvensene av å øke forbruket er imidlertid mer alvorlig enn når vi legger til havvind. Ved flaskehals på Grenlandsnittet kan ikke import på mellomlandsforbindelsene, havvind i sør eller produksjon vest for flaskehalsen i NO2 bidra til å dekke det nye forbruket. Det nye forbruket må derfor møtes gjennom økt produksjon internt i NO1 eller økt flyt inn fra enten NO5, SE3 eller NO3. Mer produksjon fra kraftverkene som ligger øst for flaskehalsen i NO2 kan også bidra til å løse flaskehalsen, men det forutsetter at prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 flyttes vestover til Grenlandsnittet (se videre diskusjon i 7.3).

For å illustrere dette har vi simulert to varianter av Basis der vi har flyttet henholdsvis ca. 550 MW og 1000 MW forbruk fra Sørlandskysten til Telemark. Her er poenget ikke selve flyttingen, men hvor mye forbruk som kommer i Telemark og Vestfoldregionen. Vi har valgt flytting for å lettere kunne illustrere poenget. Sammenlignet med dagens nivå betyr det at forbruket er økt med ca. 1300 MW og 1800 MW i denne regionen. På grunn av at modellen får store problemer med å løse en større flaskehals på Grenlandsnittet med dagens markedsgrænse er denne i simuleringene flyttet vestover til der den fysiske flaskehalsen ligger.

Figur 7-5 og Figur 7-6 viser hvordan prisene i NO1 og NO2 utvikler seg når vi flytter forbruket. Snittprisen på vinteren øker fra 61 €/MWh i basis til 66 €/MWh når vi flytter 550 MW. Når vi flytter 1000 MW øker snittprisen til 74 €/MWh. Slik kurven i Figur 7-5 viser øker prisene mest i høypristimene. Snittprisen i NO2 synker fra 57 €/MWh til 53 €/MWh når vi flytter 1000 MW til Telemark. Altså ligger prisnivået i et gjennomsnittssår over 20 €/MWh høyere i NO1. I kalde år kan forskjellen være betydelig større. I flere av timene NO1 får høye priser er prisen i NO2 på den andre siden av flaskehalsen lav.



Figur 7-5 Varighetskurve for prisen om vinteren (uke 49-9) i NO1 i Basis og to varianter der henholdsvis 500 MW og 1000 MW industriforbruk er flyttet fra Sørlandskysten til Telemark.



Figur 7-6 Varighetskurve for prisen om vinteren (uke 49-9) i NO2 i Basis og to varianter der henholdsvis 500 MW og 1000 MW industriforbruk er flyttet fra Sørlandskysten til Telemark.

De høye prisene i NO1 smitter også til en viss grad inn i NO5 fordi det sjelden er flaskehals mellom disse to områdene. Likevel blir ikke prisen helt lik, der NO5 typisk får noe lavere priser. Grunnen er at med flytbasert markedskobling kan to områder få ulik pris selv om det ikke er fysisk flaskehals mellom områdene.

¹⁹ Forbruksvekst ellers i Norden vil også bidra fordi det gir flere timer med import på kablene. Men blant annet på grunn av flaskehalsen andre steder i nettet blir effekten svakere. Forbruksvekst langs Sørlandskysten fra Arendal til Stavanger vil isolert sett redusere flyten nordover og dermed flaskehalsen.

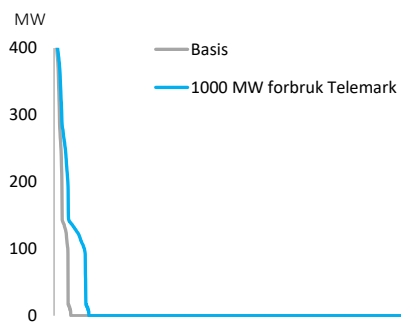
Knapphet i NO1 gjør at forbruket må reduseres for å skape balanse mellom tilbud og etterspørsel

Internt i NO1 og i NO5 er det i mange timer få eller ingen kraftverk som kan regulere opp for å møte det nye forbruket, fordi disse allerede produserer for fullt i timer med høyt forbruk på vinteren. Når det er flaskehals på Grenlandsnittet er det i mange timer derfor utvekslingen mot Sverige som hovedsakelig dekker opp for det nye forbruket. Det skjer enten gjennom redusert eksport fra NO1 til SE3 eller at importen øker. Østlandsregionen blir dermed mer avhengig av import fra Sverige for å dekke forbruket.

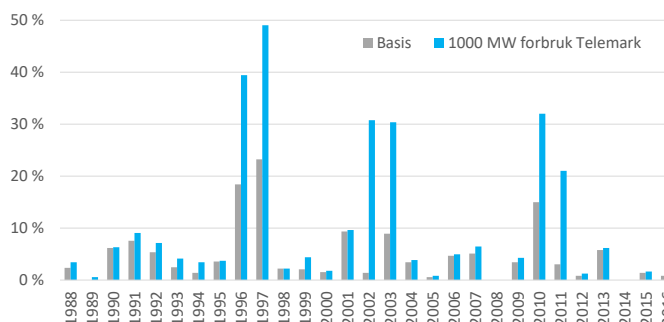
I timer der det ikke er flere kraftverk å regulere opp i Norge samtidig med at det er flaskehals fra Sverige må det bli reduksjon i forbruket i NO1²⁰ for å skape balanse mellom forbruk og produksjon innenfor området. Det betyr at prisen i NO1 stiger så mye at tilstrekkelig mye forbruk bøyer av. Dette kan også bety flytting av forbruk, for eksempel elbillading.

Hvor mye forbruket må reduseres i timer med effektknapphet for å oppnå balanse er avhengig av mange usikre faktorer. Det vi imidlertid kan si er at mer forbruk øst for Grenlandsnittet og i det området som i dag utgjør NO1 vil øke hyppighet og mengden forbruk som må reduseres. Timer med redusert overføringskapasitet fra Sverige kan også resultere i at mer forbruk på Østlandet må reduseres. Når det gjelder prisfølsomheten i forbruket, altså hvor høyt prisene må gå før man får en nedgang – så er dette enda mer usikkert. I våre simuleringer begynner alminnelig forbruk å bøye av når prisene er over 100 €/MWh. En lavere prisfølsomhet enn det vi legger til grunn her ville gitt enda høyere priser i NO1 i timer med effektknapphet isolert til Østlandet.

Figur 7-7 sammenlikner hvor mye forbruk i MW som kobler ut på pris i våre modellsimuleringer om vinteren i NO1 i Basis, med varianten der 1000 MW industriforbruk er flyttet fra Sørlandet til Telemark. Vi ser tydelig at mer forbruk må bøye av i simuleringen der forbruket er flyttet. Årsaken er at det nå oppstår flere timer der de høye prisene er isolert til NO1 og Telemarksregionen, slik som vist i Figur 7-5 over.²¹ I flere timer kan prisene være lave i NO2, mens reduksjon av forbruk setter prisen i NO1. Her er det viktig å presisere at vi i alle datasett har en reduksjon i forbruk på grunn av høye priser²².



Figur 7-7 Varighetskurve for reduksjon av forbruk pga. pris om vinteren (uke 49-9) i NO1 i basis og med flytting av 1000 MW forbruk til Telemarksregionen.



Figur 7-8 Prosentandelen av tiden om vinteren der noe forbruk i NO1 reduseres på grunn av høye priser i Basis (grå) og der 1000 MW er flyttet til Telemarksregionen (blå).

Vekst i forbruket på Østlandet øst for Flesakersnittet, i dagens NO1, vil i stor grad ha samme effekt som forbruk i Grenlandsområdet selv om det er noen forskjeller. Økt forbruk i dagens NO1 vil også gi flere timer med flaskehals på Grenlandsnittet nordover. Men i motsetning til nytt forbruk i Telemark gir forbruk sentralt på Østlandet også økt flaskehals på Flesakersnittet østover. Dette er den ene grunnen til at økningen i flaskehals på Grenlandsnittet er noe mindre. Den andre er at flytfordelingen på

²⁰ Reduksjon i forbruket i NO5 kan i mange tilfeller også bidra fordi det sjelden er flaskehals mellom NO1 og NO5.

²¹ Dette slår også til dels inn i NO5 fordi det er få timer med flaskehals mellom NO5 og NO1.

²² Selv om Sverige har et stort energioverskudd og generelt lave priser, kan spesielt Sør-Sverige oppleve et effektproblem i en del timer på vinteren. I disse timene vil de høye prisene så å si alltid smitte inn i NO1 og NO5 fordi det ikke er flaskehals mellom NO1 og SE3.

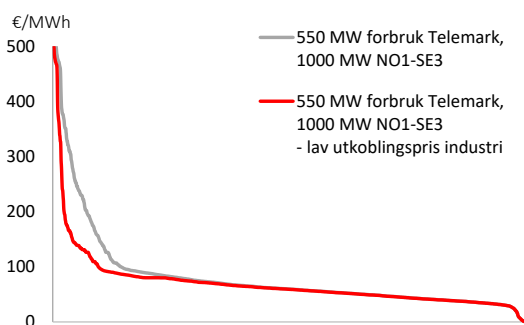
ledningene fra Sørlandet og inn til Telemark fra vest er gunstigere med tanke på Grenlandsnittet med forbruk sentralt på Østlandet kontra i Telemark.

Utkoblingsprisen påvirker prisforskjeller, men ikke volum forbruk som må ut

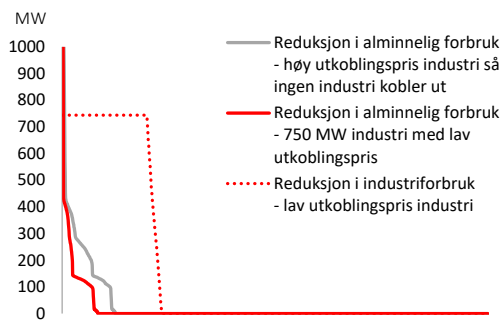
Når det er reduksjon i forbruket som skaper balanse i kraftmarkedet vil prisene dette forbruket responderer på være avgjørende for hva prisen blir. Det betyr at i timer med effektknapphet isolert til Østlandet blir prisen bestemt av hvor høyt kraftprisen må gå for at tilstrekkelig mengde av det lokale forbruket reduseres. Det er knyttet stor usikkerhet i priselastisiteten til forbruket, både for alminnelig forsyning og industri.

For å belyse dette prinsipielt har vi simulert en variant der 750 MW av det nye industriforbruket i Telemark kobler ut når kraftprisen blir over 80 €/MWh. For å få frem poenget tydelig har vi valgt å vise dette i en variant der vi har flyttet 550 MW fra Sørlandet til Telemark i tillegg til at vi har redusert kapasiteten fra SE3 til NO1 fra 2000 MW til 1000 MW om vinteren. I denne simuleringen har NO1 mange timer med høye priser. Når 750 MW industrilast kobler ut på 80 €/MWh reduserer det naturlig nok innslaget av høye priser vesentlig (Figur 7-9). I Figur 7-10 ser vi hvordan det igjen gjør fører til at alminnelig forsyning i mindre grad reduserer forbruket sitt på grunn av høye priser.

Det er viktig å presisere at prisene med utgangspunkt i vår Basis blir regelmessig over 80 €/MWh uten at dette trenger å være forbundet med noen form for knapphet. Det betyr også at når utkoblingsprisen på industriforbruk settes såpass lavt som 80 €/MWh vil det koble ut relativt ofte om vinteren, slik som vises i Figur 7-10.



Figur 7-9 Varighetskurve for pris om vinteren i NO1 i varianten der 550 MW industri er flyttet til Telemark og med 1000 MW kapasitet fra SE3 til NO1. I den røde kurven er utkoblingsprisen for 750 MW industri i NO1 satt til 80 €/MWh.



Figur 7-10 Varighetskurve for reduksjon av forbruk om vinteren i NO1 i varianten der 550 MW industri er flyttet til Telemark og med 1000 MW kapasitet fra SE3 til NO1. I den grå kurven som viser høy utkoblingspris i industrien er all reduksjonen i forbruk knyttet til alminnelig forsyning. Når vi legger inn en lav utkoblingspris på deler av industrien ser vi at denne kobler ut i ca. 10-15 prosent av timene på vinteren. Dette reduserer prisene og dermed volumet av alminnelig forsyning som kobler ut (heltrukken rød linje).

7.3 Effektiv håndtering av Grenlandsnittet forutsetter trolig endring i prisområdegrensen

I Norge er prisområder et sentralt tiltak for å håndtere strukturelle flaskehalser i nettet (se kapittel 3.3). Og med den kommende innføringen av flytbasert markedskobling kan flaskehalser som ligger internt i et prisområde fortsatt bli løst effektivt gjennom prisene i markedet. Våre modellsimuleringer tilsier imidlertid at dette ikke gjelder for flaskehalsen som oppstår nordover på Grenlandsnittet. Denne blir liggende inne i dagens NO2 og her har modellen store utfordringer med å finne gyldige markedsløsninger når vi simulerer med dagens prisområdegrense mellom NO1 og NO2. Når vi derimot

simulerer med en forutsetning om områdegrensen er flyttet til Grenlandsnittet, blir flaskehalsen håndtert mer effektivt og med mindre priskonsekvens.

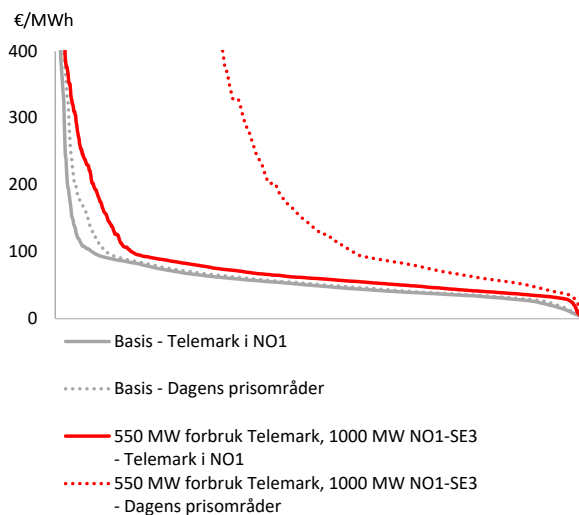
Dagens områdegrense gir lite treffsikre prissignaler for å løse en flaskehals nordover på Grenlandsnittet

Når det oppstår en flaskehals på Grenlandsnittet er det gunstig at produsenter øst for flaskehalsen i NO2 produserer mer, mens produsenter vest for flaskehalsen produserer mindre. For forbrukere gjelder naturlig nok det motsatte. Men fordi det bare kan gis ett prissignal til alle forbrukere og produsenter i hele NO2, kan ikke markedet gi ulike signaler til de østlige og vestlige delene av NO2. Videre er det normalt at produksjon og forbruk nærmest flaskehalsen bidrar mest til å påvirke flyten på den. Dette gjelder ikke bare for vår modell, men vil også være en utfordring i virkelig drift. Samlet sett indikerer våre simuleringer at dagens prisområdegrense er uegnet til å håndtere en flaskehals på Grenlandsnittet.

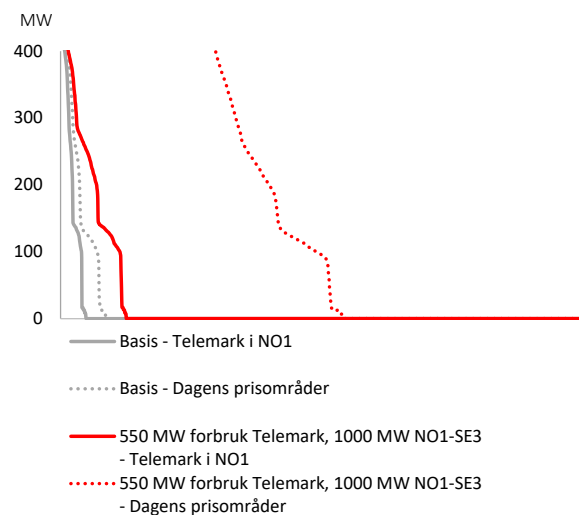
For å vise dette sammenligner vi simuleringer med dagens områdegrense, og der denne er flyttet til Grenlandsnittet. Vi har valgt å gjøre dette i Basis og i varianten der 550 MW industri er flyttet til Telemark samtidig med at importkapasiteten fra Sverige er redusert fra ca. 2000 MW til 1000 MW.

Med forbruksnivået som i Basis er det relativt få timer der Grenlandsnittet gir knapphet isolert til Østlandet. Dermed er naturlig nok effekten av å flytte prisområdegrensen relativt liten. I Figur 7-11 er dette vist ved at den heltrukne og den stiplede grå kurven ligger nært hverandre.

Når vi så flytter forbruk fra Sørlandet til Telemark og reduserer kapasiteten fra Sverige ser vi at prisene i NO1 med dagens prisområdegrense løper løpsk (Figur 7-11). Dette er en konsekvens av at modellen ikke klarer å løse flaskehalsen som oppstår nordover på Grenlandsnittet på en fornuftig måte med dagens prisområdegrense. Konsekvensen er langt mer høye priser og forbruksreduksjon i NO1 enn størrelsen på flaskehalsen egentlig tilsier. Forskjellen på simuleringene med dagens grense og der denne er flyttet lenger vest er enorm.



Figur 7-11 Varighetskurve for kraftpris i NO1 uke 49-9 (vinter) i Basis og i en variant med 550 MW forbruk flyttet fra Sørlandet til Telemark. Heltrukne linjer viser med prisområdegrensen flyttet til Grenlandsnittet, mens stiplede linjer viser med dagens prisområdegrense.



Figur 7-12 Varighetskurve for reduksjon av forbruk på grunn av høye kraftpriser i NO1 uke 49-9 (vinter) i Basis og i en variant med 550 MW forbruk flyttet fra Sørlandet til Telemark. Heltrukne linjer viser med prisområdegrensen flyttet til Grenlandsnittet, mens stiplede linjer viser med dagens prisområdegrense.

Gitt at man skulle beholdt dagens prisområde måtte man i det virkelige kraftsystemet forsøkt å løse flaskehalsen på en annen måte enn å legge inn Grenlandsnittet som en del av snittene som inngår i markedsklareringen. Eksempler på dette er systemvern på forbruk eller mothandel i driftstimen.

Utfordringen er at våre analyser til nå viser at det blir vanskelig å håndtere forbruket med systemvern. Mothandel, der Statnett i praksis må kjøpe nedregulering på kontinentet, er heller ikke gjennomførbart.

Når vi flytter prisområdegrensen til Grenlandsnittet, får vi en mer effektiv flaskehalsåndtering

Når vi simulerer med en flytting av NO₂/NO₁ fra Flesakersnittet til Grenlandsnittet blir reduksjonen i forbruket lavere og priskonsekvensen mindre. Figur 7-12 viser dette for Basis og varianten med mer forbruk i Telemark og lav kapasitet fra Sverige. Kurvene for forbruksreduksjon i NO₁ i figur 7-12 inkluderer nå forbruk som ligger i Telemarksregionen. Her ser vi for det første at prisene og mengden forbruk som reduseres i det utvidede NO₁ synker noe også når vi flytter grensen i Basis, men at effekten er relativt liten. Det er logisk da en liten andel av de høye prisene i NO₁ skyldes flaskehals på Grenlandsnittet. I varianten der vi både har flyttet forbruk til Telemark og redusert importkapasiteten fra SE3 er derimot effekten av å flytte grensen til der den fysiske flaskehalsen ligger enorm. Grunnen er at modellen går fra å ikke klare å håndtere flaskehalsen med dagens grense til å gjøre det effektivt.

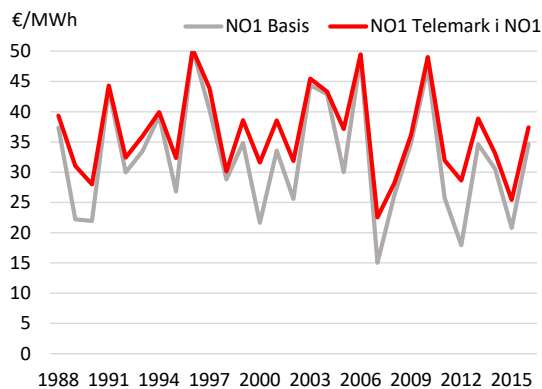
Det er viktig å huske at selv om flytting av områdegrensen gir en langt mer effektiv flaskehalsåndtering og bedre utnyttelse av nettet, løser det ikke effektproblemet som finnes i det utvidede NO₁. I simuleringen med mer forbruk i Telemark og redusert kapasitet fra Sverige må det signifikant mer forbruksreduksjon til i dette området for å skape balanse mellom produksjon og forbruk i mange timer, selv om flaskehalsen ligger på prisområdegrensen. Det ser vi gjennom at den heltrukne røde linjen i Figur 7-12 ligger lenger ut til høyre enn den heltrukne grå linjen.

En ekstra gevinst med å flytte områdegrensen som vi i mindre grad har tatt hensyn til her er at industriforbruket i Telemark trolig er mer prissensitivt enn alminnelig forsyning. I disse simuleringene er industriforbruket lagt inn med en veldig høy utkoblingspris. Det betyr at selv om forbruket nå får riktig prissignal bidrar det ikke til å løse flaskehalsen fordi betalingsvilligheten er så høy. Hvis derimot dette forbruket er mer prisfølsomt vil det i mange timer føre til at prisene i NO₁ ikke blir så høye i timer med flaskehals. At for eksempel industriforbruk er mer prisfølsomt vil naturlig nok generelt redusere høye priser i hele det norske og nordiske markedet også i timer uten flaskehals.

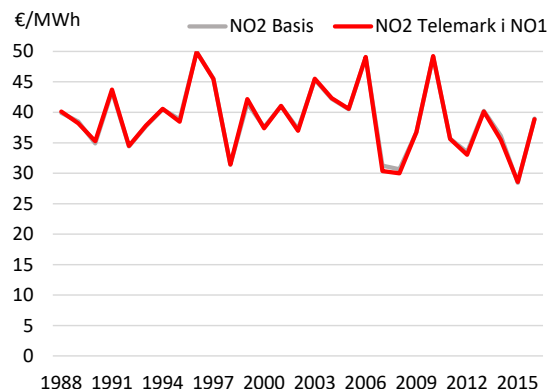
Flaskehalsene vestover på Flesakersnittet håndteres effektivt selv om den blir liggende internt i NO1

Ved en flytting av prisområdegrensen NO₁/NO₂ til Grenlandsnittet blir flaskehalsene på sommeren ved høy flyt vestover på Flesakersnittet liggende internt i NO₁. Våre simuleringer indikerer likevel at dette i liten grad påvirker hvor effektivt disse håndteres. Samtidig er det slik at flaskehalsene ved høy flyt sørover i Østre korridor blir bedre håndtert med prisområdegrensen nærmere disse flaskehalsene.

Figur 7-13 og figur 7-14 sammenligner snittprisene i NO₁ og NO₂ i sommersesongen over alle simulerte værår med begge variantene av områdegrensene. Prisene i NO₂ er omtrent like i begge varianter. Når grensen flyttes lenger vest blir prisene i NO₁ høyere i en del værår. Dette indikerer at flaskehalsåndteringen samlet sett blir mer effektiv. Årsaken er at flaskehalsene sørover i Østre korridor blir bedre håndtert. Det er viktig å huske at resultatene her skal tolkes som en indikasjon og ikke en fasit på hva som skjer. Andre forutsetninger på produksjon og forbruk kan også nyansere resultatene.



Figur 7-13 Snittpriser om sommeren i NO1 (uke 22-35) per simulerte værår i Basis med og uten Telemark som en del av dagens NO1.



Figur 7-14 Snittpriser om sommeren i NO2 (uke 22-35) per simulerte værår i Basis med og uten Telemark som en del av dagens NO1.

7.4 Uten forsterkninger og nettkapasitet blir det lavere vekst i forbruk og produksjon

Veksten i etterspørselen etter kraft er høy, og det er ingen tvil om at kraftforbruket vil øke både på Sør- og Østlandet. Listen over bedrifter som har fått eller står i kø for å få tilknytning er lang og volumet er mye større enn hva vi har simulert med i vårt basisdatasett i denne analysen. Usikkerheten handler om hvor mye og hvor fort forbruket vil øke, og hvordan den geografiske fordelingen blir.

For den mer prissensitive forbruksveksten innen ulike typer næring og industri vil det ha mye å si hvor mye ny produksjon som kommer inn – og om det blir bygget ut nok nettkapasitet. Høy vekst i forbruket uten verken ny produksjon eller mer nettkapasitet gir svakere energibalanse og dermed også høyere kraftpriser relativt til andre land og regioner. Etter hvert vil dette medføre at bedrifter og industriprosjekter utsettes, skrinlegges eller flytter til andre områder med bedre tilgang på kraft og med lavere priser.

Selv om flaskehalsene som oppstår med mer havvind ikke gir like alvorlige konsekvenser, har det mye å si for inntjeningen til havvind. Uten tiltak vil kraftprisene i NO2 gå ned. Dermed får den tilknyttede havvinden lavere lønnsomhet.

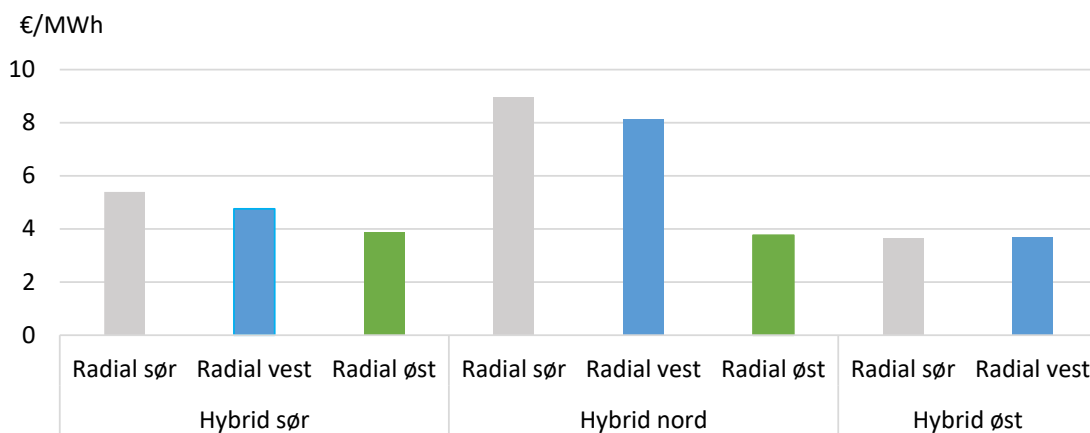
Vi kjenner ikke hvor høye prisene må bli øst for Grenlandssnittet før forbruksveksten bøyer av, eller hvorvidt det er mulig å bygge ut havvind selv om inntjeningen faller. Det vi imidlertid kan slå fast er at det mest sannsynlig vil bli lavere vekst både i forbruk og produksjon hvis vi ikke bygger ut nettet mellom Sør- og Østlandet. Dette gir et samfunnsøkonomisk tap som det er vanskelig å anslå størrelsen på. Vi kan imidlertid si at det gjør det tyngre å oppnå Norges klimamål.

8 Tilknytningspunkt for havvind påvirker flyt og flaskehals

Hvor havvind og forbruk kommer inn i nettet påvirker kraftflyten i systemet og hvor flaskehalsene oppstår. I det foregående har vi sett på ulike geografisk plassering av forbruket, mens havvinden har vært tilknyttet på Sørlandet. I dette kapitlet ser vi nærmere på en annen geografisk tilknytning av havvinden fra Sørlege Nordsjø II, både fase 1 og fase 2.

Oppsummert ser vi at det er små forskjeller mellom tilknytningspunkt på Sørlandet, Sør-Vestlandet og lenger inn i landet i importsituasjoner. Vi ser de samme begrensningene og flaskehalsene mellom Sørlandet og Østlandet som med havvinden tilknyttet på Sørlandet. Tilknytning av hybrid lenger inn i landet avlaste flyten sørover i de tre korridorene på Sørlandet. En hybrid til Grenland vil i motsetning til de andre tilknytningspunktene avlaste flyten i Østre korridor begge veier når denne er høy. En radial til Grenland vil redusere flaskehalsene som oppstår på Grenlandsnittet nordover, men vil øke flaskehalsene knyttet til høy flyt sørover i Østre korridor om sommeren. Med en radial er det heller ikke gitt at det er produksjon tilgjengelig i de timene det faktisk er behov – det vil avhenge av om det blåser eller ikke. En hybrid er i så måte en sikrere tilgang på kraft, men vil også avhenge av kraftsituasjonen i landet det handles med.

Havvind tilknyttet som radial vil avlaste flaskehalsen vi ser vestover over Flesaker uavhengig av tilknytningspunkt. Virkningen er imidlertid moderat fordi flaskehalsen typisk oppstår når det er lite vind. Hybridtilknytning vil derimot forsterke flaskehalsene vestover med alle tilknytningspunktene vi har sett på. Vi ser derfor uansett behov for å øke kapasiteten mellom Bamble og Flesaker, og videre mot Oslo. 420 kV mellom Flesaker og Bamble ligger til grunn når vi har sammenlignet ulike tilknytningspunkt. Vi kommer tilbake til virkningene av denne oppgraderingen isolert sett i neste kapittel.



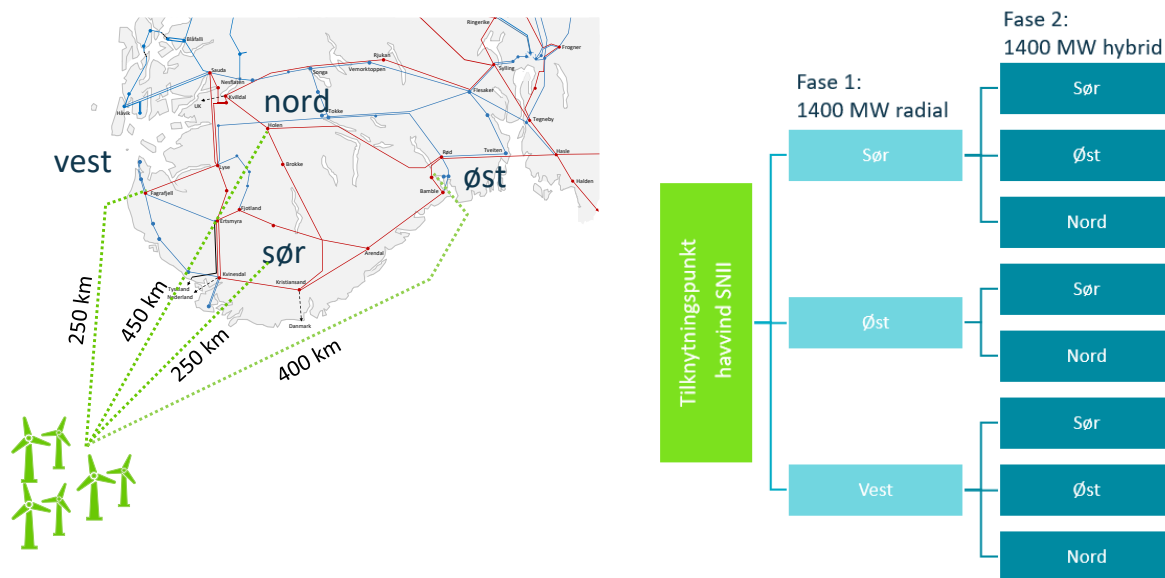
Figur 8-1: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom NO1 og NO2 for basisscenario. Inkluderer 420 kV mellom Flesaker og Bamble og er simulert med dagens prisområdegrensene.

8.1 Mange mulige kombinasjoner av tilknytning av fase 1 og 2 fra Sørlege Nordsjø II

Det finnes veldig mange mulige kombinasjoner av tilknytningspunkt for havvind fra Sørlege Nordsjø II. Vi fokuserer her på fase 1 og fase 2 fra SNII. Det vil imidlertid trolig komme betydelig mer havvind langs kysten på Sør- og Sørvestlandet på sikt. I kapittel 9 ser vi på betydningen av enda mer havvind.

For å snevre inn utfallsrommet har vi valgt oss ut noen sterke punkter i et større geografisk område inndelt i nord, sør, øst og vest. På denne måten får vi analysert effekten av tilknytningspunkt på transportkanalnivå, men også lokalt inn til de aktuelle punktene vi har sett på. Vi utelukker imidlertid ikke at det kan være andre bedre punkter lokalt.

Uavhengig av om det er radial eller hybrid er det hensiktsmessig å tilknytte i et sterkt punkt i nettet, men det er aller viktigst for hybrid. Med et sterkt punkt mener vi et punkt som minst er tilknyttet to 420 kV-ledninger, og gjerne tre for å kunne håndtere bortfall eller vedlikehold på en av ledningene og fortsatt kunne tåle en feil. To 300 kV-ledninger vil ikke være tilstrekkelig for å kunne håndtere bortfall av én ledning gitt tilknytning av 1400 MW havvind. I denne analysen har vi derfor utelukket tilknytning i 300 kV-stasjoner i Sør-Norge før disse er oppgradert.



Figur 8-2: Kombinasjoner av tilknytningspunkt vi har vurdert i våre modellsimuleringer

Øst er begrenset til Grenlandsområdet, og nord er begrenset til Holen. Videre har vi testet Fagrafjell i vest. Disse punktene sammenligner vi med vår Basis hvor havvinden er tilknyttet i Kvinesdal og Kristiansand. Tilknytning i Fagrafjell har vi vurdert som mest aktuelt for radial, i hvertfall inntil 300 kV-ledningene i området er oppgradert²³, mens Holen kun er vurdert som aktuell for hybrid. Holen ligger nord i NO2 i et område med mindre forbruk, men mye regulerbar vannkraft. Fordi det er lite forbruk her, i tillegg til at det vil være et mer kostbart alternativ, anser vi det som mindre aktuelt for tilknytning av radial. I tillegg kan det være gunstig å plassere utvekslingskapasitet i nærheten av de store vannkraftressursene.

I tillegg til hvordan ulike tilknytningspunkt påvirker flyt og flaskehals, vil lokale forhold være avgjørende for valg av spesifikt tilknytningspunkt for havvind (se kapittel 9.1).

8.2 Havvind i vest og nord i NO2 gir i stor grad de samme begrensningene som i sør

Radial til Fagrafjell demper flyten inn til Stavangerområdet – men det kan bli vanskelig å få kraften ut

I vest har vi vurdert Fagrafjell stasjon som det mest egnede tilknytningspunktet. Etter 420 kV-ledningen Lyse-Fagrafjell er på plass går det tre ledninger inn til stasjonen, én 420 kV-ledning og to 300 kV-ledninger. I tillegg forsyner stasjonen stort forbruk i Stavanger by.

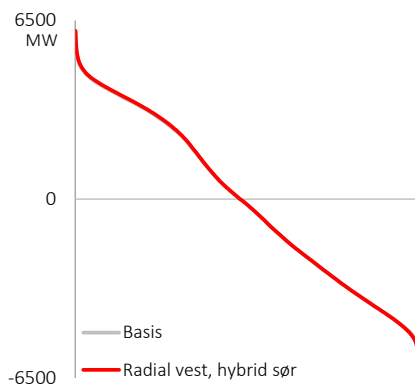
Vi ser at en radial til Fagrafjell i kombinasjon med hybrid til Sørlandet gir små forskjeller på kraftflyten i Sør-Norge sammenlignet med både radial og hybrid til Sørlandet. En radial til Fagrafjell avlaste flyten

²³ Tilknytning av havvind langs 300 kV-ledningen mellom Kvinesdal og Fagrafjell har vi ikke vurdert fordi det ikke er aktuelt før ledningen eventuelt er oppgradert. Flere av disse stasjonene er også allerede innmatingsstasjoner for vindkraft med lite forbruk. Havvind inn her vil derfor ytterligere vil forsterke overskuddet når det blåser.

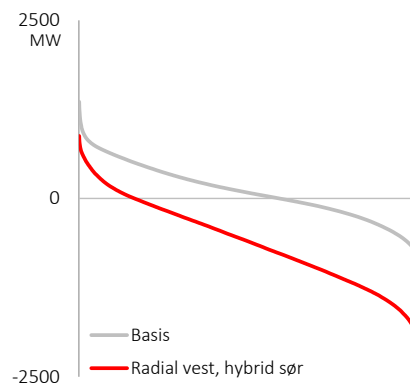
nordover i Østre- og Midtre korridor noe fordi mer av havvinden flyter i Vestre korridor og østover på ledningene lenger nord i området. Vi ser likevel de samme flaskehalsene og begrensningene mellom Sørlandet og Oslo som ved radial og hybrid til Sørlandet.

Stavanger er imidlertid et underskuddsområde og den største virkningen av en radial hit er knyttet til at havvind avlaster kraftflyten på ledningene inn mot Stavangerområdet. Faktisk blir flyten ut av området større enn inn til området når det blåser. I våre analyser ser vi at vi kan få problemer med å få ut all vindkraften fra området hvis 420 kV-ledningen Lyse-Fagrafjell er utkoblet. Dette er knyttet til at det er mye annen vindkraft i området som belaster 300 kV-ledningene samtidig, og markedet har lite eller ingen reguleringsressurser for å redusere flyten ut av området. Effekten vil imidlertid avhenge av hvor mye forbruk som vil etableres i området, og kan også være mulig å løse med et systemvern. En hybrid til Fagrafjell ville dempet flyten ut av området noe, men også økt flyten inn til området betydelig. Tilknytning av en hybrid er uansett ikke aktuelt før 300 kV-ledningene inn til området er oppgradert.

På sikt kan imidlertid Fagrafjell eller andre punkter i Sør-Rogaland være et interessant å vurdere for tilknytning av havvind. For å møte ambisjonene om 30 GW havvind kan det også være det etter hvert åpnes havvindområder nærmere kysten av Sør-Vestlandet.



Figur 8-3 Varighetskurve for flyt på Sørlandssnittet (fra sør mot nord) i Basis sammenlignet med når vi har flyttet fase 1 (radial) til Fagrafjell.



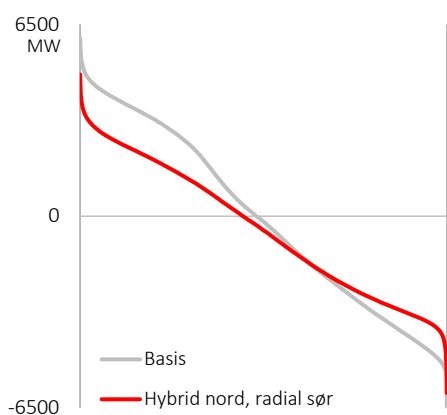
Figur 8-4 Varighetskurve for flyt på de tre ledningene inn mot Fagrafjell i Basis sammenlignet med når vi har flyttet fase 1 (radial) til Fagrafjell.

Hybrid til Holen demper flyten i de sørlige delene av nettet – men øker flaskehalsen på Grenlandsnittet

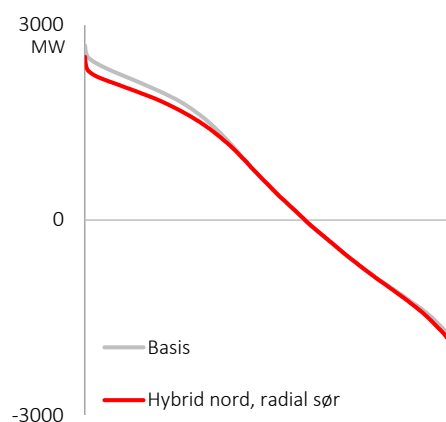
Holen stasjon ligger nord i NO2 i et område med mye regulerbar vannkraft, og mindre forbruk. Stasjonen er tilknyttet tre 420 kV-ledninger som går videre vest, sør og øst. En tilknytning her vil i praksis si det samme som å bygge en ny ledning i Midtre korridor. Tilknytning av hybrid til Holen demper flyten nordover og sørover i de tre korridorene på Sørlandet (se figur 8-5). Likevel ser vi at en tilkobling her gir større flaskehals og prisforskjeller samlet sett enn en hybrid helt i sør, hvis den første radialen kommer i sør eller vest.

Forklaringen på dette er at en hybrid til Holen gir vesentlig mer flyt på ledningen Holen-Rød i begge retninger. Dette er spesielt uheldig med tanke på hvor mye som kan overføres nordover på Grenlandsnittet. Når en del flyt flyttes fra Arendal-Bamble til Holen-Rød går hvor mye som kan overføres på dette snittet samlet sett litt ned slik som vist i figur 8-6. Dermed øker flaskehalsen her ytterligere. En hybrid til Holen er åpenbart dyrere, og vi ser ikke en betydelig større nytte av å flytte hybridene lenger inn i landet, sammenlignet med en hybrid til Sørlandet.

Det kan imidlertid være et aktuelt område å vurdere for en hybrid eller mellomlandsforbindelse på et senere tidspunkt når nettet er forsterket, og hvis det for eksempel investeres i store effektutvidelser og/eller pumpekraftverk.



Figur 8-5 Varighetskurve for flyt på Sørlandssnittet (fra sør mot nord) i Basis sammenlignet med når vi har flyttet fase 2 (hybrid) til Holen.



Figur 8-6 Varighetskurve for flyt over Grenlandssnittet fra sør mot østi Basis sammenlignet med når vi har flyttet fase 2 (hybrid) til Holen.

8.3 Radial eller hybrid tilknyttet i Grenlandsområdet demper flaskehalsene i Østre korridor

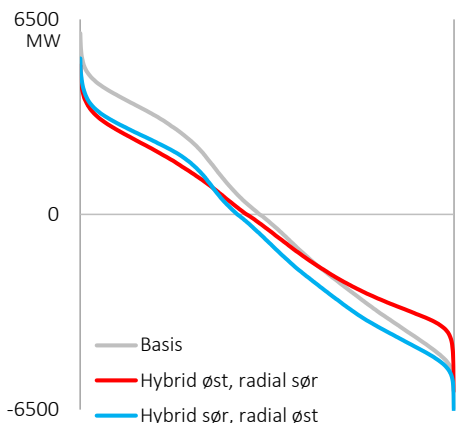
Tilknytning av 1400 MW av havvinden lenger øst har en rekke fordeler med tanke på flyt og flaskehalsen i nettet sammenlignet med i sør. Fordelen er helt klart størst med hybrid fordi denne avlaster flyten både ved høy flyt sørover på Sørlandet og over Grenlandssnittet nordover. En radial i øst avlaster flyten over Grenlandssnittet tilsvarende som en hybrid, men i motsetning til en hybrid pålaster den og øker flaskehalsene knyttet til høy flyt sørover i Østre korridor. I tillegg vil en radial kun avlaste i timene det faktisk blåser, mens en hybrid gir muligheten til å importere i timer med behov for kraft, men lite vind. Dette vil imidlertid også avhenge av kraftsituasjonen i landet vi handler med.

Hybrid til Grenland demper flyten med ca. 1400 MW i begge retninger, mens radial øker flyten sørover

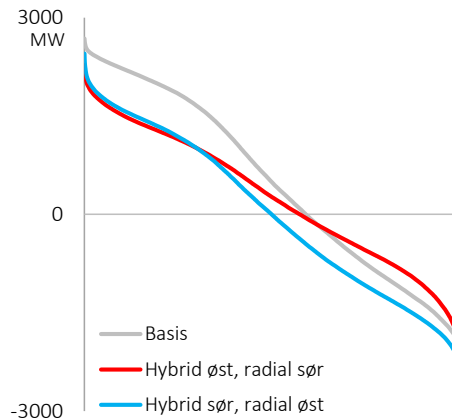
Varighetskurvene i Figur 8-7 og Figur 8-8 illustrerer hvordan hybrid eller radial til Grenlandsområdet påvirker flyten på de sentrale snittene sammenlignet med både fase 1 og fase 2 tilknyttet Sørlandet. I Figur 8-7 ser vi at en radial til Grenland gir høyere flyt sørover på Sørlandet enn om både radialen og hybridene er helt i sør (negative verdier). Dette er naturlig da en radial i sør avlaster flyten sørover, mens en radial til Grenlandsområdet blir liggende rett nord for Østre korridor og derfor øker flyten sørover.

En hybrid i øst har naturlig nok en veldig gunstig effekt på flyten sørover da den i timer med stor eksport gjennom hybrid flytter 1400 MW til nord for de tre korridorene på Sørlandet. Dette avlaster spesielt flyten sørover i Østre korridor. Da mange av flaskehalsene som oppstår ved høy sørover flyt på Sørlandet oppstår i forbindelse med høy flyt i denne korridoren er dette ekstra gunstig.

Figur 8-8 viser at både hybrid og radial har meget gunstig effekt på flyten mot øst og nord over Grenlandssnittet. Når flyten er høy reduseres denne med omtrent en til en ved å flytte havvinden til nordøst for snittet. Det betyr at flyten synker med om lag 1400 MW. Effekten kan faktisk være enda noe sterkere fordi tilknytning i Grenland til en viss grad bidrar til bedre flytfordeling på ledningene inn til Telemark fra vest. Radial og hybrid avlaster flyten over snittet omtrent like mye. En fordel med hybrid, som ikke flytkurvene viser, er at den gir mulighet for å kjøpe kraft fra kontinentet når det er stort samlet underskudd på Østlandet samtidig med at havvinden ikke produserer for fullt.



Figur 8-7 Varighetskurve for flyt over Sørlandssnittet (fra sør mot nord) i Basis sammenlignet med når vi flytter fase 2 (hybrid) til Grenlandsområdet, eller fase 1 (radial) til Grenlandsområdet.

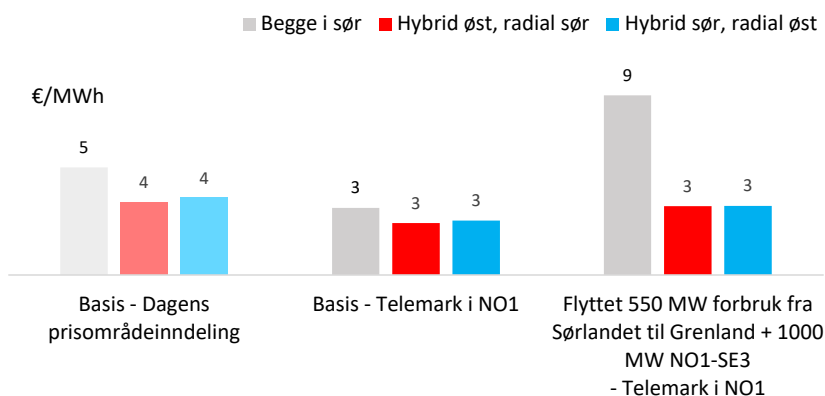


Figur 8-8 Varighetskurve for flyt over Grenlandssnittet (fra sør mot øst) i Basis sammenlignet med når vi flytter fase 2 (hybrid) til Grenlandsområdet, eller fase 1 (radial) til Grenlandsområdet.

Når det gjelder flaskehalsene som oppstår over Flesakersnittet vil en hybrid til Grenland øke disse begge veier. Med tanke på flaskehalsene som oppstår fra Østlandet mot Sørlandet over Flesakersnittet om sommeren er det liten forskjell på tilknytning i Grenlandsområdet kontra langs kysten lengst i sør, men tilknytning av hybrid til Grenland kan gi noe økte flaskehals.

Havvind til Grenlandsområdet demper prisforskjellene mellom NO1 og NO2 på vinteren

Med 1400 MW havvind til Grenland, og nivået av forbruk og produksjon som i vår Basis, får vi at flaskehalsen knyttet til høy flyt nordover i Østre korridor mellom Sørlandet og Telemarksregionen blir borte. Konsekvensene er naturlig nok at prisforskjeller mellom NO1 og NO2 som skyldes flaskehals i på Grenlandsnittet forsvinner (Figur 8-9). I vår Basis med dagens prisområde grense gir dette vesentlig mindre prisforskjell mellom NO1 og NO2.²⁴ Med prisområdegrensen på Grenlandsnittet er reduksjonen mindre da flaskehalsene i utgangspunktet håndteres mer effektivt.

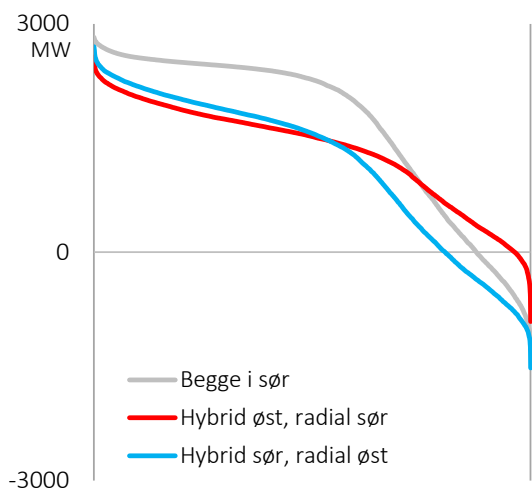


Figur 8-9 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO1/NO2 i Basis og varianten hvor vi har flyttet 550 MW forbruk fra Sørlandet til Grenlandsområdet. 420 kV mellom Flesaker og Bamble ligger inne i alle varianter.

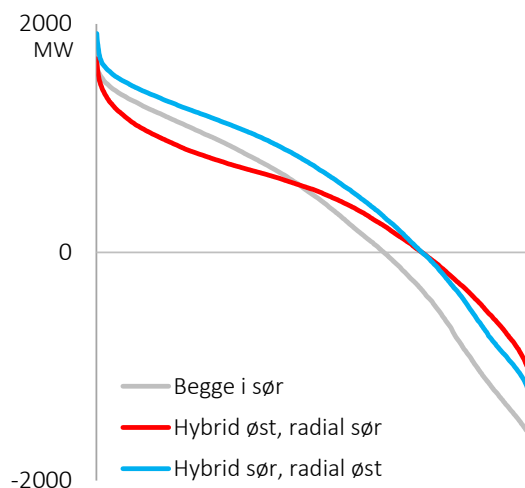
For å få frem virkningen bedre viser figur 8-9 også virkningen i en variant med mye større prisforskjell enn i Basis. Vi har valgt varianten der 550 MW forbruk er flyttet til Telemark og kapasiteten fra Sverige er redusert. Vi kunne også valgt varianter med mer forbruk på Østlandet, mer havvind i sør eller lavere

²⁴ Det er fortsatt prisforskjell, men denne skyldes flaskehals på andre steder.

kapasitet fra Sverige. I denne varianten faller prisforskjellen tilbake til Basis fordi flytting av havvinden til Grenland fortsatt fjerner hele flaskehalsen i Østre korridor. Vi ser dessuten av Figur 8-10 at flyten over Grenlandsnittet fortsatt er vesentlig under kapasiteten i de fleste timer. Det betyr at det for eksempel kan knyttes til mer forbruk på Østlandet uten at det oppstår flere timer med flaskehals på snittet.



Figur 8-10 Varighetskurve for flyt over Grenlandsnittet (fra sør mot øst) mellom uke 49 og 9 i alle værår (vinter) i varianten hvor vi har flyttet 550 MW forbruk fra Sørlandet til Grenlandsområdet, og har 1000 MW handelskapasitet SE3-NO1. Sammenligner tilknytning av fase 1 og fase 2 fra SNII til Sørlandet med radial eller hybrid til Grenlandsområdet. Her er prisområdegrensen NO1/NO2 flyttet vest for Telemark.



Figur 8-11 Varighetskurve for flyt sørover på 420 kV-ledningen fra Bamble til Arendal mellom uke 23 og 35 (sommer) i alle værår i Basis. Sammenligner tilknytning av fase 1 og fase 2 fra SNII til Sørlandet med radial eller hybrid til Grenlandsområdet.

Når det gjelder forskjellen i prisforskjell mellom NO1 og NO2 er denne omtrent lik om vi har hybridene i Grenlandsområdet og radialen i sør, eller motsatt. Likevel mener vi det er mer gunstig med hybridene til Grenland enn det som kommer frem av simuleringene. Figur 8-11 viser flyten sørover i Østre korridor om sommeren. Vi ser at den er betydelig større med radialen i nord. Dette gir mer flaskehals sørover, men disse er ikke store nok til at det får nevneverdig utslag på prisforskjellene. Vi ser imidlertid bort fra at utkoblinger om sommeren gir lavere kapasitet når det er mange timer med stor flyt sørover. Hvis vi hadde tatt hensyn til dette ville forskjellen i flyt i større grad slått inn som økte prisforskjeller i varianten med radialen til Grenland. Det gir også større marginer med tanke på ytterligere forbruksvekst helt i sør.

9 Vi bør forsterke sammenhengende mellom Sør- og Østlandet

Det maskede nettet på Sør- og Østlandet henger tett sammen, og det er ikke ett enkelt tiltak som løser behovet. For å håndtere en realistisk vekst i forbruk og havvind må vi derfor forsterke hele korridoren mellom Sørlandet og Østlandet. Dette krever i korte trekk:

- Oppgradere 300 kV-nettet mellom Flesaker og Bamble til 420 kV, og videre mot Oslo og Østfold.
- Øke kapasiteten i Østre korridor

Forskuttet oppgradering av 300 kV-nettet mellom Flesaker og Bamble gir høy nytte til en moderat kostnad, og er en forutsetning for å få full utnyttelse av de videre nettiltakene i området. I tillegg ser vi fortsatt behov for å oppgradere 300 kV-nettet østover til Oslo og Østfold til 420 kV.

Med en ny 420 kV-ledning i Østre korridor på ca. ti mil i tillegg, blir det mulig å knytte til minst to hybrider eller radialer med havvind til Sørlandet – utover første radial i fase 1 – og vi kan øke forbruket vesentlig i Telemark og resten av Østlandet – og på Sørlandet. Det vil likevel fortsatt være perioder med større flaskehals og prisforskjell enn vi har vært vant med historisk på grunn av uregulerbar produksjon og revisjoner i nettet – men ut fra analysene vi har gjort virker dette å være håndterbart.

Et alternativ til å bygge en ny ledning i Østre korridor er å trekke en hybrid fra Sørlege Nordsjø til Grenland. I våre modellsimuleringer gir dette omtrent samme resultat på flaskehals og prisforskjeller. En ny ledning på land vil imidlertid ha flere nyttevirksomheter som våre modeller ikke fanger opp, blant annet ved å gi økt kapasitet ved feil og revisjoner. Videre vil det å etablere en hybrid trolig ta lengre tid og være mer komplisert å gjennomføre da dette er ny teknologi og vil involvere lengre prosesser med partnere i andre land. En hybrid vil dessuten være avhengig av tidsplanen for å utvikle fase 2 i Sørlege Nordsjø. Dette forsinker ytterligere dette alternativet.

I lys av at flere av industriaktørene i Telemark, Vestfold og ellers på Østlandet planlegger å øke forbruket innen få år, taler dette for at det er bedre å bygge en ledning på land. En hybrid fra SNII til Grenlandsområdet vil også gi en betydelig lengre og dyrere sjøkabel, og det er trolig ikke et billigere alternativ til en ny ledning på land. Til slutt er det per nå ikke innenfor Statnetts mandat å sette i gang med å planlegge for en hybrid. Gitt alt dette mener vi derfor det er bedre og mer robust å planlegge for en ny ledning på land i Østre korridor.

I fortsettelsen av denne analysen er Statnett i gang med å utarbeide en KVV for ny ledning. Her ser vi nærmere på blant annet kostnader og gjennomførbarhet av en DC-link direkte til Grenland som et alternativ i tilknytning av fase 2 fra Sørlege Nordsjø II.

9.1 Fase 1 til Sørlandet er minst kostbart og passer inn i videre utvikling

Regjeringen har sagt at første radial fra Sørlege Nordsjø II skal komme "i god tid" før 2030. Det er usikkert både hvor mye forbruk og hvor mye nett som er på plass før den første radialen kommer. Fase 1 vil øke belastningen på nettet i importsituasjoner, men avlaste nettet i eksportsituasjoner. Hvordan dette igjen påvirker flaskehalsene i nettet avhenger av hvor mye forbruk som kommer, og den geografiske plasseringen av forbruket.

Fase 1 kan tilknyttes uten større ledningstiltak – tilknytning til Sørlandet gir laveste tilknytningskostnad
Sørlandet er nærmeste område på land fra havområdene i Sørlege Nordsjø II. Med forbruket vi legger til grunn i vårt basisscenario fører etablering av første fase i SNII hit til liten økning i flaskehals. Kommer det mindre forbruk på Sørlandet, eller mer forbruk i eksempelvis Telemarksregionen, kan det oppstå flere timer med flaskehals i Grenlandsnittet ved tilknytning av første fase i SNII. Men også i et slikt scenario mener vi det er mulig å tilknytte fase 1 på Sørlandet uten behov for større ledningstiltak. Det

vil imidlertid ikke være kapasitet til store volum forbruk og havvind utover 1400 MW på Sørlandet før nytt nett er på plass. En radial helt i sør vil også ha fordeler da den demper flaskehalsene om sommeren når det blåser. Gevinsten ved dette kommer i liten grad til syne i våre simuleringer fordi de primært vil være knyttet til utkoblinger i sommersesongen.

I og med at vi ser små forskjeller mellom tilknytningspunkt for den første radialen er det vanskelig å argumentere for å trekke fase 1 fra SNII helt til Grenlandsområdet da det vil kreve en betydelig lengre og dermed dyrere sjøkabel. Merkostnaden er grovt estimert til om lag 2 mrd. kroner. En radial til Grenlandsområdet vil dempe flyten inn mot Østlandet når det blåser, men det er ikke gitt at det blåser i de timene behovet er størst. I tillegg vil flaskehalsene knyttet til høy flyt sørover på Sørlandet forsterkes. Vi ser heller ingen åpenbare fordeler ved å legge første radial til Fagrafjell eller Holen. Det er store ambisjoner for å åpne flere områder for havvind, utover SNII og Utsira. Det er dermed sannsynlig og mulig at det vil åpnes flere havvindområder utenfor kysten av Sør-Vestlandet, og også lenger øst nærmere Grenlandsområdet og Østlandet. Det virker derfor mest rasjonelt å tilknytte første radial mot Sørlandet.

Lokale forhold vil være avgjørende for spesifikt tilknytningspunkt

I tillegg til hvordan ulike tilknytningspunkt påvirker flyt og flaskehals, vil lokale forhold være avgjørende for valg av spesifikt tilknytningspunkt for havvind. Dette inkluderer kostnader, tilgjengelighet på areal både i AC-stasjon og til nytt HVDC-anlegg, kabeltrasé, gjennomføringstid, miljøkonsekvenser mm. I tilknytningspunktet er det behov for 1-2 nye bryterfelt for å koble stasjonen til HVDC-anlegget. Omformeranlegget vil ha et betydelig fotavtrykk (opp mot 200 m x 250 m). Valg av tilknytningspunkt må derfor hensynta fysisk plassering og miljøinngrep. Hvis HVDC-anlegget plasseres langt unna tilknytningspunktet vil det bli behov for lengre ledninger mellom HVDC-anlegget og tilknytningspunktet.

På Sørlandet er det flere aktuelle tilknytningspunkt da store deler av nettet har blitt oppgradert de siste årene: Kvinesdal, Ertsmyra, Kristiansand, Arendal og ny Mosby stasjon som er under planlegging i nærheten av Kristiansand. Alternativt kan vi bygge en ny stasjon, men dette vil både være mer kostbart og tidkrevende. Lista stasjon kan også være aktuell, men vil trolig kreve oppgradering av stasjonen og 300 kV-ledningene mellom Kvinesdal og Lista. Hvis Lista forblir tilknyttet direkte til Kvinesdal blir det systemteknisk veldig likt en tilknytning direkte i Kvinesdal. Er det forbruk i samme punkt vil dette bidra til å dempe kraftflyten videre ut i nettet når det blåser.

I Kvinesdal, Ertsmyra og Kristiansand kan det bli et spørsmål om størrelsen på stasjonen da dette er stasjoner med større HVDC-forbindelser. Dersom det skal knyttes til en ny 1400 MW kabel i en av disse stasjonene må vi gjøre en grundig vurdering av risikoen dette medfører for kraftsystemet og vurdere om denne risikoen er akseptabel. Det er særlig i en situasjon med mye import på både utenlandskabelen og fra havvinden at systemet blir sårbart. Dimensjonerende utfall av produksjon/import i det nordiske systemet er 1400 MW og dersom en feil fører til at systemet mister mer enn 1400 MW netto overskudd i løpet av veldig kort tid kan dette få store konsekvenser. Det finnes imidlertid muligheter for å begrense risikoen i utformingen av anlegget. Vi har derfor ikke utelukket punkter basert på dette.

Uheldige samvirkninger mellom eksisterende og nye HVDC-anlegg kan også ha betydning for både plassering og utforming av omformersystemet til havvinden. Dette har vi ikke sett nærmere på her, men vi ønsker å understreke at det er viktig å være klar over at dette kan føre til utfordringer hvis det ikke blir tatt hensyn til tidlig nok.

9.2 420 kV fra Flesaker til Bamble gir høy nytte til lav kostnad, men er ikke tilstrekkelig alene
300 kV-ledningen mellom Flesaker og Bamble begrenser kapasiteten fra Østlandet til Sørlandet. Ledningen går via stasjonene Flesaker, Hof, Tveiten, Rød, Porsgrunn til Bamble og er viktig for å forsyne

forbruk i Oslo, Vestfold og Telemark. Oppgradering gir høy nytte til en moderat kostnad, og er en forutsetning for å få full utnyttelse av de videre netttiltakene mellom Sør og Østlandet.

Vi må oppgradere hele strekningen fra Flesaker til Bamble for å få økt kapasitet

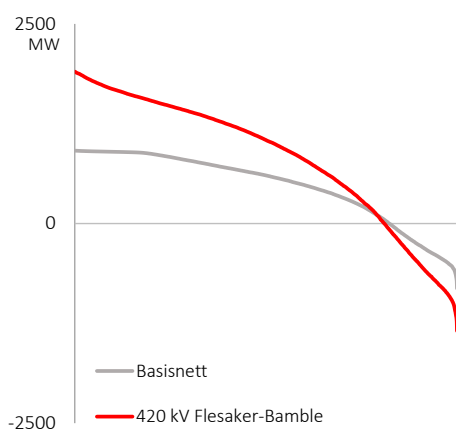
I første omgang er det den termiske kapasiteten på 300 kV-ledningen Flesaker-Hof som begrenser flyten fra NO1 til NO2 om sommeren, som vist i kapittel 6.1. Vi får imidlertid ingen økt kapasitet ved å oppgradere denne ledningen isolert sett. Oppgraderer vi kun en del av denne strekningen møter vi raskt på neste begrensning i 300 kV-nettet, noe avhengig av hvor det kommer nytt forbruk. Det er derfor først når nettet er oppgradert til 420 kV hele veien til Bamble vi får en reell kapasitetsøkning og flaskehalsen sårerover reduseres.

Det kan ta tid å før alle stasjonene er klagjort for 420 kV og vi får oppgradert hele strekningen. Temperaturoppgradering av 300 kV-ledningen Rød-Porsgrunn-Bamble og utskifting av endepunktskomponenter er imidlertid tiltak som potensielt raskere kan øke kapasiteten på denne strekningen noe. Dette vurderer vi nærmere i det videre arbeidet med områdeplanen for Vestfold og Telemark.

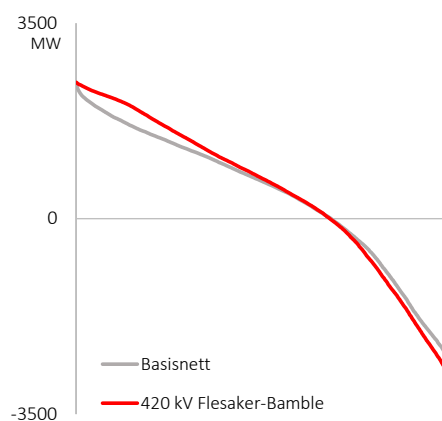
Oppgraderingen gir økt kapasitet fra Østlandet til Sørlandet, men Grenlandssnittet begrenser fortsatt

Våre simuleringer viser at en oppgradering av 300 kV-ledningen mellom Flesaker og Bamble i mange timer gir økt kapasitet inn til NO2. Kapasiteten på det mest begrensende snittet, Hasle-Rød + Flesaker-Hof, øker med om lag 1000 MW med spenningsoppgradering (Figur 9-1). Oppgraderingen øker også kapasiteten mellom Rød, Porsgrunn og Bamble betydelig.

Den nye kapasiteten øker flyten begge veier over Flesakersnittet som utgjør dagens prisområdegrense mellom NO1 og NO2 (Figur 9-2). Virkningen er naturlig nok størst med tanke på flyten vestover om sommeren. Denne konklusjonen gjelder for alle varianter av forbruk og produksjon vi har vurdert i denne studien, inkludert ulike tilknytningspunkt for forbruk og havvind.

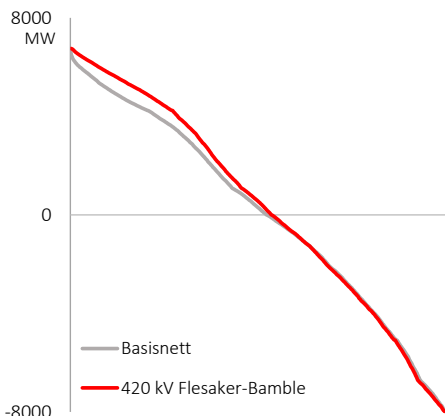


Figur 9-1 Varighetskurve for flyt om sommeren (uke 23-35) for alle simulerte værår på N-1-snittet ved utfall av Hasle-Rød på Flesaker-Hof i Basis med og uten 420 kV mellom Flesaker og Bamble.



Figur 9-2 Varighetskurve for flyt over Flesakersnittet om sommeren (uke 23-35) for alle simulerte værår for Basis med og uten 420 kV mellom Flesaker og Bamble. Positive verdier er flyt fra NO1 mot NO2.

Økt kapasitet mellom NO1 og NO2 gjør at det blir flere timer med større samlet eksport fra NO2 om sommeren (figur 9-3). Den økte eksporten mot kontinentet motsvares av redusert eksport blant annet til Sverige i timer med lavere kraftpriser.



Figur 9-3 Samlet utveksling fra NO2 mot kontinentet om sommeren (uke 23-35) for alle simulerte værår i Basis med og uten 420 kV mellom Flesaker og Bamble. Positive verdier er eksport, mens negative verdier er import inkludert havvind fra fase 1 og 2 SNII.

Oppgradering av Flesaker-Bamble demper de samlede flaskehalsene i Sør-Norge. Likevel er det slik at flaskehalsene til en viss grad flytter seg til andre steder i nettet. For eksempel vil igjen spenningsbegrensningen på sumflyten over ledningene i Flesakersnittet i flere timer bli begrensende for hvor høy kraftoverføring vi kan ha fra Østlandet til Sørlandet. Når flyten fra NO1 til NO2 øker blir det også flere timer med flaskehals sørover på Sørlandet ved utfall av Bamble-Arendal, som beskrevet i kapittel 6.1. I et scenario med høy forbruksvekst i Telemarksregionen vil naturlig nok flaskehalsene ved høy flyt sørover på Bamble-Arendal være betydelig mindre.

Vi ser også at oppgraderingen av ledningen til en viss grad øker flyten fra Sørlandet og inn mot Telemark og videre over Flesakersnittet om vinteren selv om oppgraderingen i seg selv ikke gir mer kapasitet over det begrensende Grenlandsnittet. Årsaken er mer gunstig fordeling av kraftflyten på ledningene Holen-Rød og Arendal-Bamble som er ledningene som inngår i dette snittet. For å få en vesentlig økning i kapasiteten må nettet sør for Bamble også forsterkes.

En tilleggsgevinst er at oppgradering gir økt kapasitet lokalt gjennom Grenlandsområdet fra Bamble til Rød via stasjonene Porsgrunn og Grenland. I våre simuleringer har vi antatt at flaskehalsene her før oppgradering løses via en kombinasjon av temperaturoppgradering, utskifting av endepunktskomponenter og eventuelt systemvern på nytt forbruk i området.

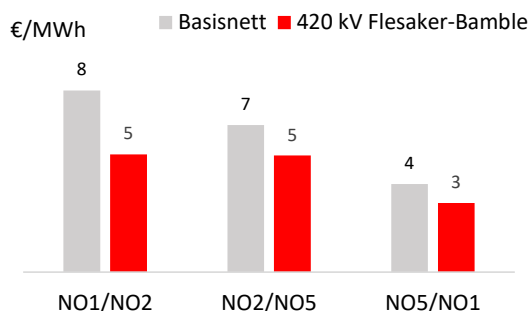
Tiltaket demper prisforskjellene i Sør-Norge på sommeren

Da tiltaket reelt sett gir en kapasitetsøkning er det også vesentlige priseffekter av tiltaket. Priseffekten er naturlig nok størst mellom NO1 og NO2 der kapasiteten øker (figur 9-4 og figur 9-5). I Basis dempes absolutt prisforskjell mellom disse to områdene fra rundt 8 €/MWh til 5 €/MWh. Prisforskjellen dempes også mellom NO2 og NO5 og NO5 og NO1.

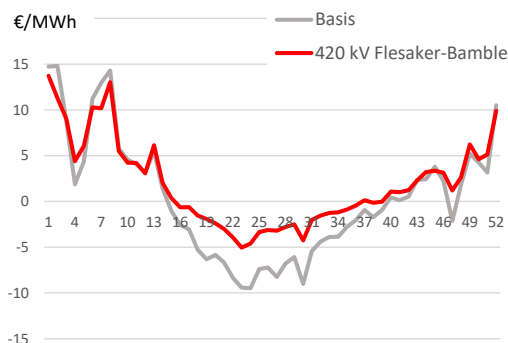
Grunnen til at prisforskjellene dempes er primært at prisene i NO1 øker i sommerhalvåret da tiltaket primært reduserer flaskehalsene som oppstår fra øst til vest. Prisforskjellene motsatt vei om vinteren blir naturlig nok i mindre grad påvirket, men dempes noe som følge av bedre flytfordeling på ledningene inn mot Telemarksregionen vestfra.

De resterende prisforskjellene etter oppgradering mellom Flesaker og Bamble er blant annet knyttet til flaskehalsen på Grenlandsnittet om vinteren og gjenværende flaskehals sørover mot Sørlandet, spesielt knyttet til høy flyt i Østre korridor. Med flytbasert markedskobling er det også slik at flaskehals

andre steder i nettet kan gi ulik prispåvirkning i NO1 og NO2. For eksempel kan flaskehals mellom NO3 og NO1, NO2 og NO5 eller NO1 og SE3 føre til at NO1 og NO2 får ulik pris.



Figur 9-4 Gjennomsnittlig absolutt prisdifferanse time for time for alle simulerte værår for Basis med og uten 420 kV mellom Flesaker og Bamble.



Figur 9-5 Gjennomsnittlig prisdifferanse mellom NO1 og NO2 over året i Basis med og uten 420 kV mellom Flesaker og Bamble. Positive verdier betyr høyere pris i NO1. Med økt kapasitet reduseres prisdifferansen.

Markedsnyttens er en indikator på reduserte flaskehalskostnader, den reelle nytten er høyere

I dette kapittelet viser vi en del direkte nytteeffekter som oppstår i markedet når netttiltakene vi ser på gir økt kapasitet og mindre prisdifferanser²⁵. Dette kalles også reduserte flaskehalskostnader. I Analyse av transportkanaler både fra 2019 og 2021 er dette forklart mye mer detaljert.

Kostnadene med flaskehals er som oftest knyttet til at disse gjør at den samlede kraftverksparken i hele det nord-europeiske kraftsystemet utnyttes mindre effektivt. Prisdifferansen i markedet som oppstår som følge av en flaskehals sier noe om potensialet for hvor mye produksjonskostnader man kan spare inn. Det er fordi prisdifferansen indikerer forskjellen i marginalkostnad hos de prissettende kraftverkene på hver sin side av flaskehalsen.

I denne analysen ser vi også som forklart i kapittel 7 på flaskehals som delvis løses av at forbruk på Østlandet reduseres. Da er også nytten av tiltakene knyttet til at mer overføring av kraft til Østlandet gjør at mer forbruk med relativt høy betalingsvillighet blir dekket. Hvor stor denne nytten er avhenger blant annet av priselastisiteten i alminnelig forbruk og industri. Hvilken kraftpris de må betale er også avgjørende. Er det liten forskjell i marginalkostnaden til kraftverket som setter prisen og betalingsviljen til forbruket, kan nytten fortsatt være relativt lav.

I Analyse av transportkanaler forklarer vi også at en andel av den direkte førsteordens nytten av å bygge ned en flaskehals i Norge kan havne i utlandet. Hovedgrunnen til dette er at når vi bygger ned en betydelig flaskehals i Norge flyttes store flaskehalsinntekter internt til de eksterne forbindelsene. Disse flaskehalsinntektene fordeles likt mellom Norge og handelspartnerne.

Den direkte markedsnyttens som oppstår ved å sammenlikne simuleringer med og uten netttiltaket gir imidlertid ikke et komplett bilde av reelle nytteeffektene:

- Forbedret forsyningssikkerhet er lite dekket gjennom analysene i denne rapporten.
- Verdien av å kunne tilknytte nytt forbruk eller produksjon er ikke inkludert.
- Dynamiske tilpassinger er i mindre grad kvantifisert. Disse øker blant annet andelen nytte som havner i Norge på sikt.

²⁵ I Analyse av transportkanaler både fra 2019 og 2021 er dette forklart detaljert.

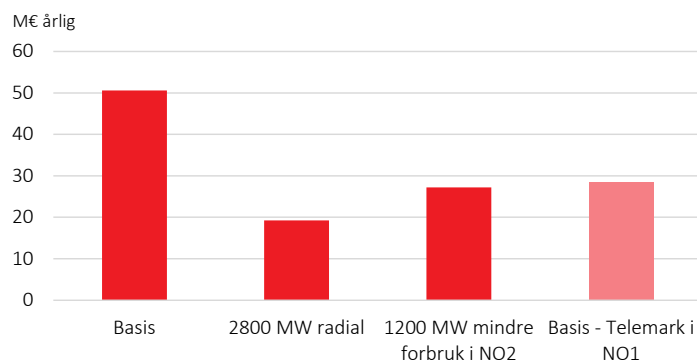
- I våre simuleringer løses alle flaskehalsar med bruk av prisområde, mens i virkeligheten brukes flere andre virkemidler.
- Usikkerheten i analysen er høy siden vi ser på så mange tiltak at må vi begrense antall sensitiviteter, scenarioer og årstall vi ser på.

En utfordring når vi ser på etablering av store industrienheter og havvind, slik som her, er at det ikke er opplagt hva det skal sammenlignes med – altså hva som er det relevante 0-alternativet. For eksempel kan etablering av mye havvind gi flaskehalsar. Hvis disse skal løses i markedet primært med bruk av prisområder kan prisen havvind oppnår, bli lav. Dette kan føre til at utbyggere trekker seg hvis vi ikke bygger nett. Det samme gjelder for industriaktører. Et annet eksempel er at vi ikke vet nå om det er driftsmessig forsvarlig å knytte til en del av forbruket vi ser på. Alt dette gjør at det ikke er opplagt hva det reelle 0-alternativet er.

Forskuttet reinvestering av 300 kV-nettet har høy nytte til en relativt lav kostnad

300 kV-ledningen mellom Flesaker og Bamble består hovedsakelig av ledninger bygd før 1970-tallet. Basert på en forventet levetid på 80 år for ledninger tilsier dette at ledningene først har behov for reinvestering på 2050-tallet. Kostnaden for å forskuttere reinvesteringen av ledningene med ca. 20 år til 2030 er grovt estimert til om lag 500-700 MNOK i nåverdi 2022-kr²⁶. Statnett er allerede i gang med planleggingen av reinvestering og klargjøring av stasjoner på strekningen for 420 kV. Først ut er Eiker og Tønsberg stasjon som skal erstatte dagens stasjoner Flesaker og Tveiten.

Da oppgradering av Flesaker-Bamble demper prisforskjellene oppstår det også betydelige nyttegevinster i kraftmarkedet. Figur 9-6 viser den isolerte kraftmarkedsnyttens i Basis sammenlignet med et lite utvalg av sensitivitetene vi har sett på. I Basis er samlet kraftmarkedsnytte 50 M€ årlig. Vi presiserer her at norsk andel av den beregnede nytten er lavere, fordi tiltaket innebærer at mye flaskehalsinntekt blir flyttet fra interne forbindelser til mellomlandsforbindelsene. Tilknytning av fase 2 i SNII som radial i sør vil redusere markedsnyttens da flaskehalsene vestover blir mindre. Virkningen av mindre industriforbruk i NO2 er tilsvarende. Vi ser også at å flytte områdegrensene vestover gir lavere nytte da dette reduserer prisforskjellene mellom NO1 og NO2.



Figur 9-6 Samlet årlig markedsnytte for oppgradering av Flesaker-Bamble til 420 kV gitt ulike sensitiviteter. Med Telemark som en del av NO1 reduseres nytten fordi flaskehalsene i utgangspunktet løses mer effektivt.

De beregnede nyttetallene gir som nevnt over en indikasjon på den samfunnsøkonomiske nytten som oppstår gjennom en mer fri handel i markedet. Det er imidlertid viktig å sette disse tallene i et større perspektiv og den tekniske virkningen med lavere norsk andel i markedsnyttens bør ikke vektlegges for

²⁶ 135 km ny 420 kV-ledning er grovt estimert til ca. 1450-1950 MNOK i reelle kr. Kostnaden av oppgradering av stasjoner er ikke tatt med da oppgradering av flere av stasjonene allerede er under planlegging. Forskutteringskostnaden er basert på differansen i nåverdi 2022-kr av reinvestering i 2050 og 2030 med en realrente på 4%.

mye. Det mest sentrale er at nettiltakene vil utløse og bidra til en videre utviklingen i kraftmarkedet som i sin tur skaper store nytteverdier. Sammenhengen i dette tilfellet er sterkere enn normalt fordi planene er så store. Som beskrevet i kapittel 7.4 vil både nytt forbruk, produksjon og utvekslingskapasitet i praksis være avhengig nettiltak for å bli etablert. Den samfunnsøkonomiske nytten består derfor i hovedsak av at det gjennom tiltakene blir mulig å få til en mye større vekst i både produksjon og forbruk. Tiltakene vil også gjøre det mer lønnsomt å investere i ny utvekslingskapasitet til utlandet gjennom en eventuell hybrid eller som reinvestering i SK12.

Våre simuleringer tar ikke hensyn til driftstanser og at kapasiteten spesielt om sommeren ofte er redusert. Oppgradering til 420 kV vil også bidra til å gjøre det enklere og mindre kostbart å koble ut ledninger i området for vedlikehold og revisjon. Dette fanger ikke modellen opp og kan utgjøre betydelige nytteverdier.

9.3 Ny ledning i Østre korridor er trolig det mest effektive tiltaket for å få økt nettkapasitet

Mer havvind helt i sør – og økt forbruk i Telemark, Vestfold og ellers på Østlandet, gir høy flyt fra sør til nord i Østre korridor. Flaskehalsene knyttet til Grenlandsnittet begrenser hvor mye kraft som kan overføres fra Sørlandet til hele Østlandsregionen. Dette snittet er derfor hovedårsaken til at mer forbruk i hele denne regionen resulterer i flere timer med effektknapphet på Østlandet. Den mest opplagte måten å øke kapasiteten på er å bygge en ny ledning i Østre korridor.

I denne analysen har vi fokusert på alternativet med en ny ledning mellom Arendal og Bamble i parallell med eksisterende ledning, som skissert i Nettutviklingsplanen. Dagens ledningstrasé mellom Arendal og Bamble er på om lag 70 kilometer. Løsningsvalget kan bli annerledes, men vi legger til grunn at løsningsvalget uansett vil gi omtrent like mye kapasitet over Grenlandsnittet og med hensyn på flaskehalsene som oppstår ved høy flyt sørover. En ny ledning i Østre korridor på 80-100 kilometer er grovt estimert til å koste om lag 0,8-1,5 mrd. kroner²⁷.

Reaktiv kompensering for å øke kapasiteten over Grenlandssnittet på kort sikt er ikke en god løsning

Grenlandsnittet er et spenningsnitt. Det betyr altså at spenningsforhold reduserer hvor mye som kan overføres samlet over de to ledningene som inngår før ledningene går fulle sammenlignet med termisk kapasitet. Reaktiv kompensering kan i noen tilfeller være et rimelig og raskt tiltak for å øke kapasiteten på spenningsnitt opp mot termisk grense. Vi har vurdert om reaktiv kompensering i stasjonene rundt Grenlandssnittet kan bidra til å øke kapasiteten her, men selv den beste plasseringen av kompenseringssanleggene gir liten kapasitetsgevinst.

For hver 100 MVar kompensering øker kapasiteten med bare 20 MW. Som tommelfingerregel sier vi at virkningen av reaktiv kompensering bør være minst 1 MW per tilført MVar, her har vi i beste tilfelle 0,2. Den lave virkningen tyder på at systemet er høyt utnyttet, og det er ingen enkle, lokale tiltak som kan utbedre det.

Enkle vurderinger av seriekompensering tyder på at det i større grad bedrer spenningsforholdene, men det er krevende å få til en kapasitetsøkning i praksis. Seriekompensering reduserer impedansen til ledningen, noe som fører til at ledningen overtar en del effektflyt fra resten av øst-vest-ledningene. Dette fører til at den termiske kapasiteten til ledningen blir begrensende ved et lavere overføringsnivå totalt sett. Det er viktig å ha i mente at ledningene som inngår i Grenlandssnittet allerede står for veldig mye av den samlede flyten inn til Telemark vestfra i timer med mye import og høyt bidrag fra vindkraften i Sørlig Nordsjø.

²⁷ I kostnaden er det kun lagt til grunn ett nytt 420 kV-felt i stasjon i hver ende av den nye ledningen.

En ny ledning i Østre korridor er raskere og bedre enn å oppgradere 300 kV-nettet øst-vest

I de nordlige delene av NO2 går det tre 300 kV-ledninger fra vest til øst. På sikt vil det være behov for å oppgradere disse ledningene. En forskuttert oppgradering av 300 kV-ledningene øst-vest kan avlaste Grenlandsnittet noe ved at mer av kraften fordeler seg over 420 kV-ledninger lenger nord. Samtidig er det slik at en slik oppgradering ikke i tilstrekkelig grad avlaster flyten i Østre korridor fordi den elektriske koblingen mellom importen og havvinden i sør og forbruk rundt Oslofjorden lenger nord er så sterk.

Dessuten ser vi at det er høy flyt nord-sør på Sørlandet begge veier gjennom hele året. Med en oppgradering av dagens ledninger fra vest til øst vil det fortsatt bare være fire ledninger nord-sør. Dette er spesielt problematisk i sommersesongen med mange driftstanser.

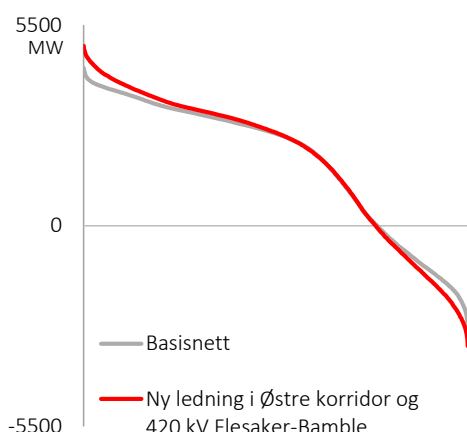
I tillegg til at oppgradering øst-vest er et betydelig dårligere alternativ med tanke på kapasitet i nettet tar det i tillegg lenger tid å gjennomføre og koster trolig mer. Et eksempel på et første trinn for å oppgradere 300 kV-nettet øst-vest er mellom Holen, Tokke og Flesaker, som skissert i Statnetts nettutviklingsplan. Tiltaket innebærer minst 200 kilometer ny 420 kV-ledning, og flere nye stasjoner. Forskutteringskostnaden av å reinvestere 300 kV-nettet vil trolig være dyrere enn en ny ledning, og i tillegg vil det være mer krevende å få plass innen rimelig tid.

9.4 Økt kapasitet mellom Sør- og Østlandet muliggjør stor vekst i forbruk og produksjon

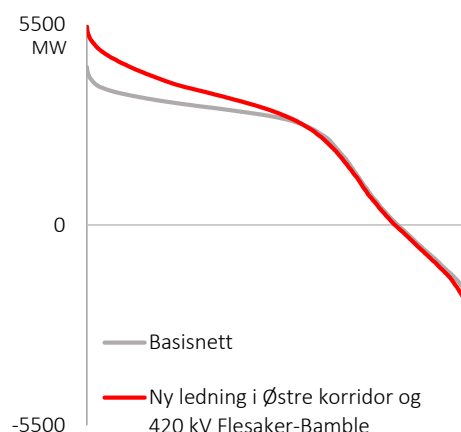
I vår Basis er det en del timer med flaskehals på Grenlandsnittet, men disse er fortsatt moderate i våre simuleringer. Mye av nytten av en ny ledning ligger i å legge til rette til for mer forbruk i Telemarksregionen og ellers på Østlandet.

En ny ledning øker kapasiteten inn mot Østlandet vestfra med over 1000 MW i mange timer

Ny ledning i Østre korridor og inn mot Telemark gir en ekstra ledning inn mot Østlandsregionen og øker antall sterke 420 kV-ledninger nord-sør på Sørlandet til fem. Figur 9-7 og figur 9-8 viser den samlede flyten inn til Telemark vestfra (flyten over den stiplede linjen i kart i figur 6-8). Flytkurvene indikerer at den samlede kapasiteten inn til Telemark fra sør og vest øker med ca. 1000 MW til opp mot 5500 MW. Effekten av tiltaket er klart størst hvis mer av forbruksveksten kommer i Telemarksregionen.



Figur 9-7 Varighetskurve for flyt inn til Telemark fra sør og vest mellom uke 49 og 9 (vinter) for alle simulerte værår i Basis med og uten nettførsterkninger.

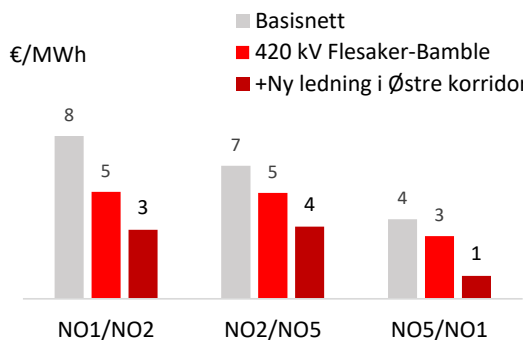


Figur 9-8 Varighetskurve for flyt inn til Telemark fra sør og vest mellom uke 49 og 9 (vinter) for alle simulerte værår i varianten hvor vi har flyttet 550 MW forbruk fra Sørlandet til Grenlandsområdet med og uten nettførsterkninger.

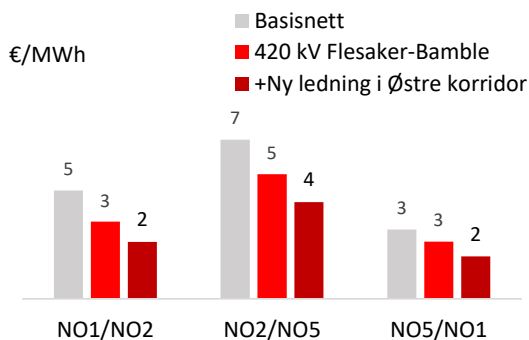
Med ny ledning i Østre korridor i tillegg til oppgraderingen mellom Flesaker og Bamble reduseres gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO1 og NO2 fra 8 €/MWh til 3 €/MWh i Basis (figur 9-9).

Prisforskjellene reduseres tilsvarende mellom NO2 og NO5. Virkningen på NO1 og NO5 er litt svakere. Reduksjonen i prisforskjeller er mindre i tilfellet der prisområdegrensen er flyttet lenger vest fordi de er mindre i utgangspunktet (figur 9-10).

Med ny ledning i Østre korridor øker altså flyten inn til Telemarksregionen fra vest vesentlig. Det fører til en viss grad til at flaskehalsen inn til det sentrale Østlandsområdet på Flesakersnittet gjenoppstår før vi har fått økt kapasiteten her. Det er imidlertid planer om å oppgradere ledningene østover fra Flesaker omtrent på samme tidspunkt. Vi har ikke eksplisitt modellert disse forsterkningstiltakene her, men disse vil redusere prisforskjellene ytterligere.



Figur 9-9 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time i Basis med og uten økt kapasitet med dagens prisområdegrense.



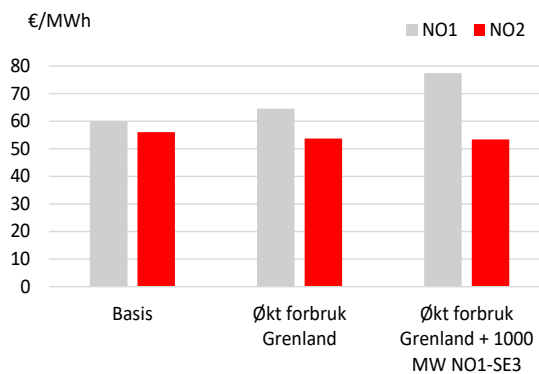
Figur 9-10 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time i Basis med og uten økt kapasitet hvor prisområdegrensen NO1/NO2 er flyttet til vest for Telemark.

Ny ledning øker kapasiteten inn til Østlandet og reduserer antall timer forbruk setter prisen

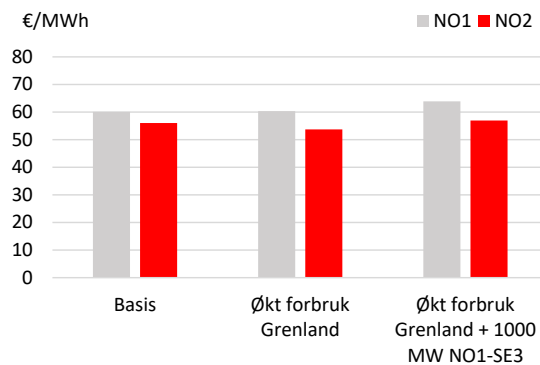
I vår Basis er det relativt få timer der vi på grunn av flaskehals har høye priser isolert til Østlandet, men med mer forbruk i Telemark og på Østlandet oppstår dette i stadig flere timer. Det samme gjelder hvis mulighetene for import fra Sverige er redusert. Hvordan dette slår ut i knapphet avhenger naturlig nok av hvor stor forbruksveksten blir. Den viktigste flaskehalsen som begrenser flyten inn mot Østlandet ligger på Grenlandsnittet. Her viser vi at en ny ledning i Østre korridor i stor grad vil normalisere prisene selv i en variant som i utgangspunktet har mye knapphet og høye priser isolert til Østlandet.

Figur 9-11 og figur 9-12 viser vinterprisene i NO1 og NO2 i Basis, og i varianten der 550 MW forbruk er flyttet til Telemark, og den der vi i tillegg har tatt ned kapasiteten fra Sverige i simuleringer med basisnett. Vi ser at snittprisene i NO1 øker fra ca. 60 €/MWh i Basis opp til nærmere 80 €/MWh i varianten med mer forbruk i Telemark og redusert kapasitet fra Sverige. Prisene i NO2 synker noe fra ca. 55 €/MWh til 53 €/MWh. I snitt ligger altså prisene i NO1 rundt 25 €/MWh over de i NO2 om vinteren. I kalde år med høyere forbruk kan forskjellen være vesentlig større enn dette.

Når vi forsterker nettet mellom Sørlandet og Flesaker faller prisene i NO1 ned mot NO2 selv i varianten med mer forbruk i Telemark og redusert kapasitet fra Sverige (figur 9-12). Årsaken er at en ny ledning i Østre korridor gir tilstrekkelig kapasitet til å unngå flaskehals over Grenlandsnittet i så å si alle timer, selv i denne varianten. De resterende prisforskjellene knyttet til høyere pris i NO1 er som nevnt tidligere knyttet blant annet til flaskehals på ledningene fra Flesaker inn mot det sentrale Østlandet. Statnett har planer om å oppgradere disse ledningene. Hadde vi inkludert disse forsterkningene ville prisene i enda større grad blitt utjevnet.

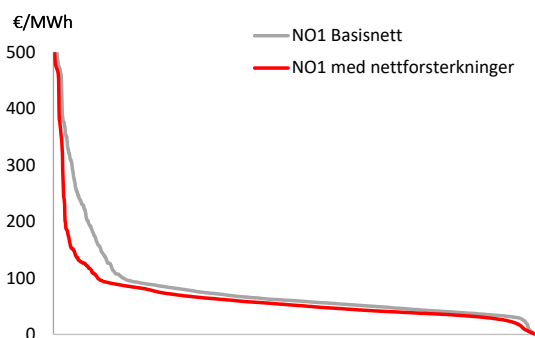


Figur 9-11 Snittpriser i NO1 og NO2 på vinteren (uke 49-9) uten nettførsterkninger i Basis, variant med mer forbruk i Grenland samt mer forbruk i Grenland og redusert kapasitet fra SE3. Telemark er en del av NO1 i disse simuleringene.

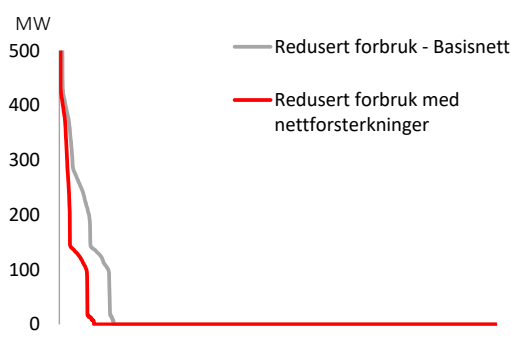


Figur 9-12 Snittpriser i NO1 og NO2 på vinteren (uke 49-9) med Flesaker-Bamble på 420 kV samt ny ledning i Østre korridor i Basis, variant med mer forbruk i Grenland samt mer forbruk i Grenland og redusert kapasitet fra SE3. Telemark er en del av NO1 i disse simuleringene.

Figur 9-13 sammenligner varighetskurven for pris i NO1 om vinteren i varianten med mer forbruk i Telemark og redusert kapasitet fra Sverige med og uten nettførsterkningene. Priskurvene viser at prisreduksjonen er klart størst når prisene er høye på grunn av effektknapphet isolert til Østlandet. Figur 9-14 viser hvordan dette gir seg utslag i at mindre forbruk går ut på pris.



Figur 9-13 Varighetskurve for prisen i NO1 om vinteren (uke 49-9) over alle simulerte værår i varianten med økt forbruk i Telemark og redusert kapasitet fra Sverige med og uten Flesaker-Bamble oppgradert og ny ledning i Østre korridor. Grensen NO1/NO2 er flyttet til vest i Telemark.



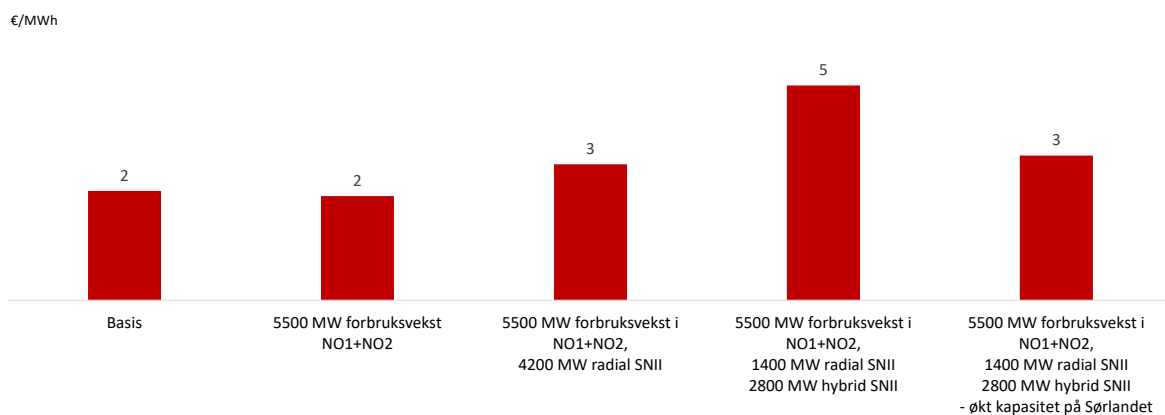
Figur 9-14 Simulerte forbruksreduksjon i NO1 om vinteren (uke 49-9) over alle simulerte værår i en variant med økt forbruk i Telemark og redusert kapasitet fra Sverige med basisnettet og med Flesaker-Bamble oppgradert og ny ledning i Østre korridor. Grensen NO1/NO2 er flyttet til vest i Telemark.

Tilknytning av 4200 MW havvind på Sørlandet gir behov for ytterligere tiltak lokalt

Når vi ser på en større vekst i forbruk og havvind enn i Basis får vi etter hvert også et mulig behov for ytterligere forsterkninger helt sør på Sørlandet. Figur 9-15 viser gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO1 og NO2 i en rekke varianter med høyere vekst enn Basis og hvor nettførsterkningstiltakene i Østre korridor og videre mot Flesaker ligger inne. I den første har vi økt forbruket med om lag 1850 MW fra Basis slik at samlet forbruksvekst fra i dag i området som utgjøres dagens NO2 er på om lag 5000 MW eller ca. 45 TWh²⁸. Forbruket er fordelt på om lag 1800 MW i Telemark, og 3200 MW i resten av NO2, hvor en stor andel er lokalisert på Sørlandet. Vindkraften er fortsatt som i Basis.

²⁸ I vår Basis er industriforbruket i det området som utgjør NO1 økt med ca. 500 MW fra i dag. Det betyr at samlet forbruksvekst på Østlandet innenfor det begrensede Grenlandsnittet er på til sammen 2350 MW fra i dag i varianten der forbruket i NO2 er økt med 5000 MW.

I denne simuleringen øker flaskehalsen så lite at prisforskjellene holdes på samme nivå som med forbruk og produksjon som i Basis gitt at vi har forsterket nettet. Sammenlignet med Basis øker flaskehalsene knyttet til høy flyt vestover på Flesakersnittet noe. Kapasiteten over Grenlandsnittet er tilstrekkelig høy til å unngå flaskehals på vinteren etter at ny ledning er på plass, selv med vekst på ca. 1800 MW i forbruket i Telemarksregionen.



Figur 9-15 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO1 og NO2 time for time for ulike nivåer av utvikling på Sør- og Østlandet gitt oppgradering mellom Flesaker og Bamble og ny ledning i Østre korridor.

I de tre stolpene til høyre i Figur 9-15 er det i tillegg til økt forbruk koblet til et tredje trinn fra SNII som innebærer totalt 4200 i Sørlig Nordsjø II. Hvis hele volumet er knyttet til radielt er de fleste flaskehalsene knyttet enten til høy flyt på ledningene ut fra Kristiansand og Kvinesdal, samt på ledningene som utgjør dagens prisområdegrense fra NO2 til NO1 og NO5. Flaskehalsene helt i sør er mye knyttet til 420 kV-ledningen Kristiansand-Arendal i kombinasjon med høy flyt på 420 kV-ledningene Kristiansand-Brokke eller Holen-Rød. Hvor store de lokale flaskehalsene blir vil avhenge av i hvilke stasjoner havvinden faktisk tilknyttes, og hvor forbruket kommer.

Hvis 2800 MW havvind i stedet tilknyttes som hybrid helt i sør øker prisforskjellene en del mer enn ved radiell tilknytning. Dette skyldes blant annet av at hybrid øker flaskehalsene knyttet til høy flyt inn mot NO2 og sørover på Sørlandet, mens en radial avlaster disse. Hybrid gir også litt større flaskehals i timene med mye vind, stor import og høy flyt nordover om vinteren.

I den siste sensitiviteten har vi sett bort fra flaskehalsene helt i sør. Denne viser at disse står for en stor andel prisforskjellen time for time mellom NO2 og NO1, som synker fra 5 €/MWh til 3 €/MWh. Det vil trolig være vanskelig å løse begrensninger helt sør på Sørlandet med prisområde. Vi bør derfor vurdere om en ny ledning i Østre korridor betyr å forsterke hele veien fra Kristiansand til Grenlandsområdet. Eventuelt om det finnes andre steder å knytte til mer havvind. Vi må legge til at dette behovet kan oppstå allerede ved tilknytning av andre trinn i sør, og at dette blant annet avhenger av hvor forbruket kommer, men med 4200 MW er dette mye mer tydelig.

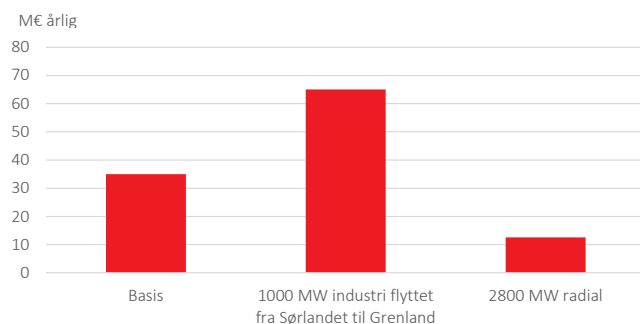
Nytten av økt kapasitet øker når forbruket øker og hvis havvinden knyttes til som hybrid

Her ser vi på simulert markedsnytte samlet sett av å oppgradere mellom Flesaker og Bamble samt ny ledning i Østre korridor. I Basis ligger den samlede simulerte nytten på 30-40 M€²⁹. Også her er norsk andel lavere siden store flaskehalseinntekter flyttes fra internt i Norge til forbindelsene til utlandet.

²⁹ Her er prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 flyttet til Grenlandsnittet. Bruker vi dagens områdegrense får vi langt høyere nytteverdier, slik som for eksempel vist i Figur 9-6. I simuleringene med mer vekst i Telemarksregionen får vi en enorm nytte i simuleringene med dagens prisområde. Grunnen er at modellen ikke klarer å løse en større flaskehals over Grenlandsnittet med dagens områdegrense (Se diskusjon i kapittel 7). Det betyr også at nytten av nettfosterkingene blir enorme.

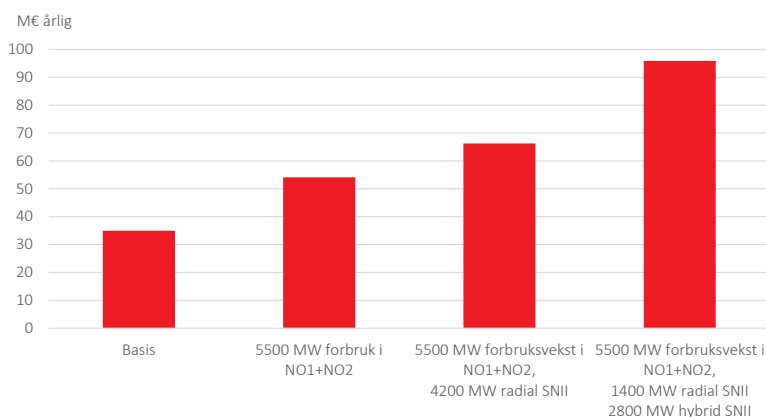
Simuleringene under tar ikke hensyn til utkoblinger av nettanlegg. Vi viser ikke dette eksplisitt i denne rapporten, men våre analyser til nå tyder på at den ekstra kapasiteten tiltakene gir spesielt i revisjonssesongen om sommeren vil gi betydelig økt nytte. Radiell tilknytning gir mindre flaskehals og dermed lavere nytte.

Nytten øker naturlig nok når vi øker forbruket i Telemark. I varianten der vi flytter 1000 MW fra Sørlandet til Telemark dobler samlet nytte seg til nærmere 70 M€. De samlede nytte tallene skjuler store fordelingsvirkninger. I denne simuleringen øker konsumentoverskuddet i Norge ca. 380 M€ i et gjennomsnittsår, der alt dette kommer på Østlandet inkludert Telemarksregionen. Produsentoverskuddet i Norge synker med nesten 200 M€ der mye av nedgangen naturlig nok er i den samme regionen der konsumentoverskuddet øker mye. Statnett sine samlede flaskehalsinntekter synker i dette scenarioet med ca. 160 M€ årlig.



Figur 9-16 Samlet årlig markedsnytte av å oppgradere Flesaker-Bamble og bygge en ny ledning i Østre korridor i ulike varianter av basisscenarioet med 3500 MW forbruk og 2800 MW havvind fra SNII.

Figur 9-17 viser nytten i tre av variantene forklart i forbindelse med Figur 9-15. Høy vekst i forbruket gir høy nytte som forsterkes med mer vindkraft i Sørlig Nordsjø. Hybrid tilkobling gir som vist gjennomgående i rapporten større prisforskjeller i Norge, og dermed høyere nytte av tiltakene enn ved radial.



Figur 9-17 Samlet årlig markedsnytte av å oppgradere Flesaker-Bamble og bygge en ny ledning i Østre korridor i ulike varianter av større vekst enn basisscenario

Figur 9-16 og Figur 9-17 viser bare et lite utvalg sensitiviteter. Mange forhold vil påvirke nytten. Et forhold vi vil nevne er priselastisiteten i forbruket. Dette er viktig når forbruket kommer på marginen i knapphetstimer. Mindre priselastisitet i alminnelig forbruk vil øke nytten av tiltakene. Mye fleksibilitet i den nye industrien vil gi lavere nytte.

Et annet forhold som vil påvirke nytten er utviklingen i prisene i Europa. Høyere og mer volatile kraftpriser i Europa smitter inn i Norge og gi høyere prisforskjeller også mellom norske områder. Det øker nytten av interne forsterkninger. Lavere og mindre volatile priser har motsatt effekt. I det tidsperspektivet vi ser disse forsterkningstiltakene i vil teknologikostander knyttet til havvind, hydrogen, batteriteknologi osv. få stadig større betydning for prisene.

Vi ser behov for de samme tiltakene om fase 2 blir radial eller hybrid

I kapittel 6 viste vi at flaskehalsene ved høy flyt nordover over Grenlandsnittet er omtrent de samme om fase 2 fra SNII blir tilknyttet som radial eller hybrid. Vi ser derfor i stor grad behov for de samme tiltakene uavhengig om fase 2 blir tilknyttet som radial eller hybrid.

Som beskrevet tidligere er forskjellen mellom radiell og hybrid tilknytning knyttet til muligheten for handel når det er mindre produksjon ved havvinden er mindre enn installert effekt. En hybrid øker derfor flyten sørover i de timene hvor det blåser lite i Nordsjøen og i Nord-Europa, typisk om sommeren når det også er høy eksport på de andre utenlandskablene. En hybrid vil derfor øke belastningen i nettet om sommeren mer enn en radial, og kan gi større flaskehals i nettet, spesielt i perioder om sommeren når vi har revisjoner. Også om vinteren kan hybrid gi noe større belastning på nettet når det er relativt mye produksjon på vindparken, men det i tillegg kommer import fra landet på andre siden.

En ny ledning gir en femte ledning nord-sør på Sørlandet og har dermed en større nytte knyttet til økt kapasitet ved utkoblinger og revisjoner. Denne nytten er trolig betydelig og kommer i tillegg til modellresultatene vi viser her.

9.5 Hybrid til Grenland er et alternativ, men ny ledning i Østre korridor er trolig enklere

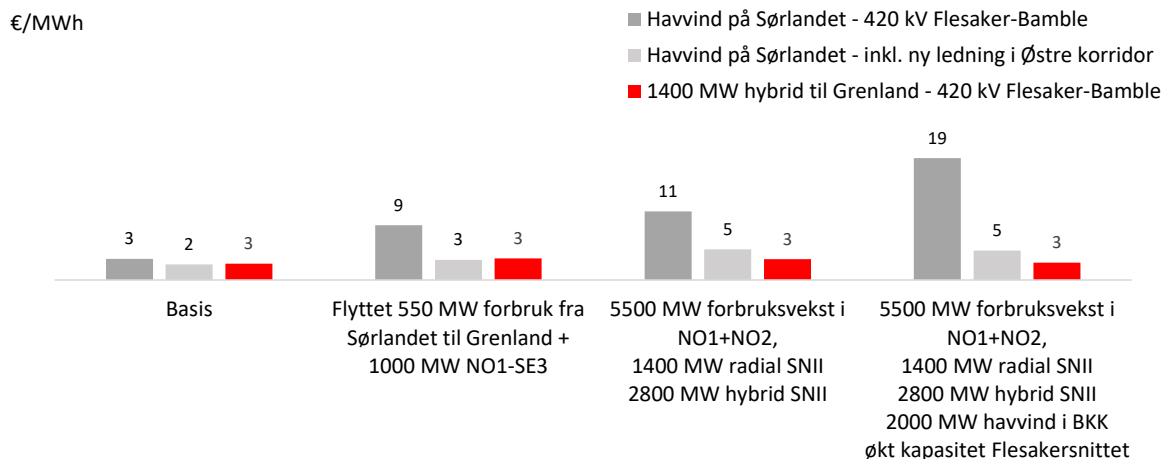
Her sammenligner vi overordnet ny ledning i Østre korridor og 2800 MW havvind i sør, med en variant uten ny ledning i Østre korridor, men der 1400 MW hybrid er flyttet lenger øst til Grenlandsområdet. I begge tilfellene er 300 kV-ledningen mellom Flesaker og Bamble oppgradert til 420 kV. Vi sammenligner også med en variant med 4200 MW havvind tilknyttet i sør.

Hybrid til Grenlandsområdet gir i stor grad samme virkning som en ny ledning i Østre korridor

Disse to løsningene gir omtrent samme kapasitet mellom Grenland og kysten helt i sør. Våre simuleringer indikerer at kapasiteten inn til Telemark fra vest typisk øker med 1000-1400 MW med en ny ledning i Østre korridor. Effekten med tanke på høy flyt sørover på Sørlandet er tilsvarende. Dette er omtrent like mye som en 1400 MW hybrid i øst avlaster flyten i begge retninger som vist i kapittel 8.

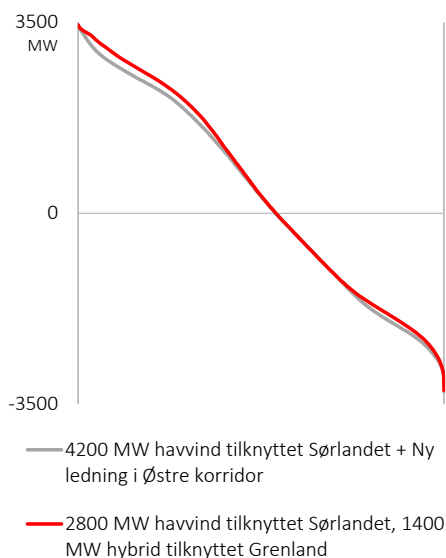
Figur 9-18 sammenlikner prisforskjellene mellom NO1 og NO2 i flere varianter for forbruk og produksjon blant annet med ytterligere en hybrid i sør og mer forbruksvekst, spesielt i Telemarksregionen. Denne illustrer at størrelsene på prisforskjellene blir på samme nivå i de to alternativene, og langt lavere enn der vi bare oppgraderer mellom Flesaker og Bamble. Dette er naturlig da de i stor grad gir samme kapasitet mellom Sørlandet og Grenlandsregionen.

Vi ser at prisforskjellene med ny ledning blir større enn hybrid i øst når vi legger til ytterligere en hybrid helt i sør. Det siste betyr altså at to hybrider samt radialen er knyttet til helt i sør, totalt 4200 MW. Dette gjør at det oppstår flere timer med flaskehals ut fra Kristisand/Kvinesdalsområdet i timer med mye vind (se diskusjon i kapittel 9.4). Med en av hybridene i øst er det mindre problemer med å få kraften ut av området helt i sør. Vi ser derimot en tendens at det igjen begynner å oppstå flaskehals over Grenlandsnittet når vi får 2800 MW vindkraft helt i sør, selv om en hybrid går til Grenland med kun eksisterende ledning i Østre korridor. De samlede tapene i nettet blir noe lavere med hybrid til Grenland.

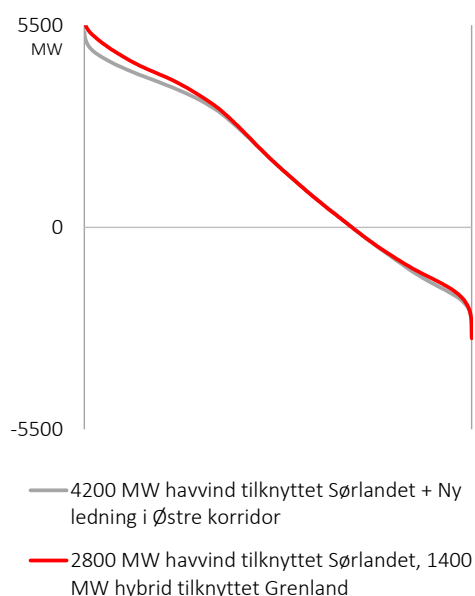


Figur 9-18: Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO1-NO2 for ulike sensitiviteter. Sammenligner effekten av en ny ledning i Østre korridor når all havvinden er tilknyttet Sørlandet med å legge 1400 MW hybrid til Grenlandsområdet. I alle variantene er prisområdegrensen NO1/NO2 flyttet til vest for Telemark.

I figur 9-19 og figur 9-20 sammenligner vi flyten internt i Norge inn til Telemark fra sør og vest og østover over Flesakersnittet i simuleringene med 5500 MW forbruksvekst i NO1 og NO2, samt 4200 MW havvind fra SNII hvorav 2800 MW er tilknyttet som hybrid. Vi ser at flyten over begge snittene er veldig lik uavhengig av om vi knytter til all vindkraften i sør og bygger ny ledning i Østre korridor, eller om vi knytter til den ene hybrid til Grenland, uten ny ledning i Østre korridor.



Figur 9-19 Varighetskurve for flyt over Flesakersnittet fra NO2 mot NO1 i caset med 5500 MW forbruksvekst i NO1+NO2 og 4200 MW havvind fra SNII, hvorav 2800 MW er hybrid. Sammenligner case hvor all havvind er tilknyttet på Sørlandet og vi har en ny ledning i Østre korridor med en variant hvor vi har lagt 1400 MW hybrid til Grenlandsområdet uten ny ledning.



Figur 9-20 Varighetskurve for flyten inn til Telemark fra sør og vest i caset med 5500 MW forbruksvekst i NO1+NO2 og 4200 MW havvind fra SNII, hvorav 2800 MW er hybrid.

Grunnen til at nettet er mer utnyttet i varianten med hybrid til Grenland skyldes i stor grad flaskehalsene som oppstår knyttet til å få kraften ut av området i sør når så mye kommer inn i nettet her. Slik som forklart i 9.4 blir dette trolig løst gjennom lokale tiltak. Eventuelt å se på andre tilknytningspunkt. I

praksis betyr dette trolig omtrent det samme. Hvis vi hadde tatt hensyn til dette ville flytkurvene i de to figurene vært enda likere.

Ny ledning gir mer robust kapasitet inn til Østlandsregionen enn en hybrid til Grenland

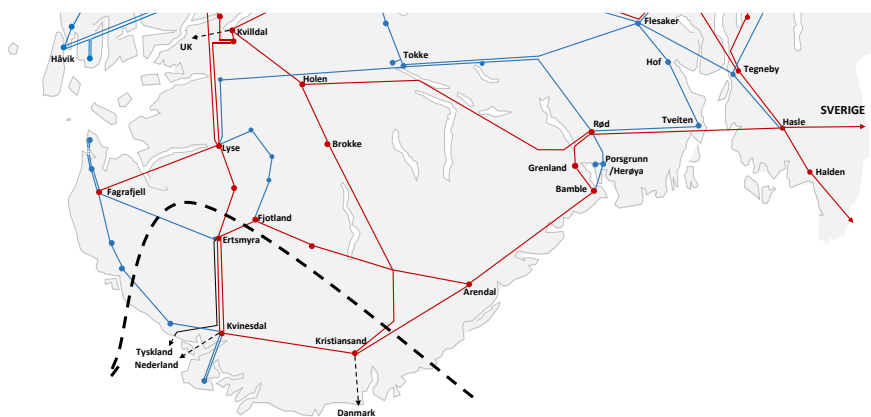
Forbruk på Østlandet og særlig i Telemark er en viktig driver for behovet for mer kapasitet inn til hele denne regionen. Og i lys av at det raskt er behov for økt overføringskapasitet, om vi skal unngå stor effektknapphet, taler dette for at det er bedre og mer gjennomførbart å bygge en ny ledning på land. Statnett kan i utgangspunktet ikke gå i gang med en hybrid før det er avklart noe mer om fase to i Sørliche Nordsjø, og det tar etter planen lengre tid. En hybrid er i tillegg mer komplisert å bygge og det å trekke kabelen til Grenland betyr også lengre ledning og større kostnader.

En ny ledning på land har videre en del fordeler over hybrid til Grenlandsområdet som ikke kommer frem i våre simuleringer. En hybrid vil trolig ha mer feil og lenger reparasjonstider enn en ny ledning på land. En ny ledning på land kobler også i sterkere grad Østlandet med de andre forbindelsene i sør. Det gir også noe sterkere tilknytning til de store vannkraftverkene vest i NO2. Selv om det siste i seg selv ikke er en sterk driver for nett i Østre korridor mener vi alt i alt ny ledning trolig gir en mer robust løsning for å ha en stabil høy kapasitet inn mot Østlandsregionen.

Det kan være gunstig å spre havvind i sør hvis det kommer mer enn 2800 MW i Sørliche Nordsjø II

I denne analysen har vi sett på totalt 5600 MW økt havvind i NO2, med opptil 4200 MW i Sørliche Nordsjø II og 1400 MW utenfor Utsira. I tillegg er kablene til Danmark, Nederland og Tyskland tilknyttet her. Hvis all vindkraften i SNII blir tilkoblet innenfor den stiplede ledningen i figur 9-21 gir det en samlet flyt ut av dette området på ca. 8000 MW i perioder med mye vindkraft. Det blir krevende å få ut denne kraften.

Hvis 2800 MW vindkraft kommer som hybrid blir i tillegg flyten inn til området meget høy i perioder med lite vind og høy eksport. Ved en utbygging utover de to første trinnene i Sørliche Nordsjø II burde en tilknytning for eksempel i Grenlandsområdet vurderes selv om det er bygget en andre ledning i Østre korridor. Det er også en mulighet at nye havvindprosjekter kommer lenger nord hvor det er naturlig å trekke landingspunktet til sterke punkter rundt Oslofjorden.



Figur 9-21: Hvis 4200 MW vindkraft fra SNII blir tilknyttet på Sørlandet, innenfor den sorte stiplede linjen gir det en samlet flyt på ca. 8000 MW i perioder med mye vindkraft. Ved hybrid kan flyten inn til området bli opp mot 6500 MW i perioder med lite vind og høy eksport.

9.6 Fortsatt behov for oppgradering videre inn til Oslo, Østfold og resten av Flesakersnittet

Når vi spenningsoppgraderer mellom Flesaker og Bamble og bygger ny ledning i Østre Korridor, eller eventuelt tilknytter deler av havvinden til Grenlandsområdet, vil Flesakersnittet igjen bli flaskehals mellom NO1 og NO2 begge veier. Begrensningene øker blant annet på ledningene mellom Flesaker og Sylling, og 300 kV-ledningene fra vest mot øst nord i NO2. Disse ledningene inngår også i snitt med ledningen fra Samnanger og Sauda som forbinder NO5 og NO2.

Det inngår mange ledninger i Flesakersnittet. I tidligere studier har vi sett på hvilken rekkefølge vi bør oppgradere ledningene som inngår i snittet for å øke overføringskapasiteten. Rekkefølgen har betydning for hvor mye overføringskapasitet de forskjellige trinnene gir. Vi kan faktisk risikere å redusere overføringskapasiteten dersom vi oppgraderer ledningene i feil rekkefølge. Årsaken til dette er at vi ved å bygge nye ledninger, eller spenningsoppgraderer eksisterende ledninger påvirker impedansforholdene i nettet, som igjen påvirker hvordan kraftflyten fordeler seg. Dette kan i noen tilfeller slå uheldig ut.

Neste ledning som er planlagt oppgradert er 300 kV-ledningen Flesaker-Tegneby. Denne må ses i sammenheng med nettutviklingen rundt Tegneby stasjon. Da vil vi få tre sterke forbindelser over Oslofjorden. Etter Flesaker-Tegneby kan vi avhengig av behov øke overføringskapasiteten mellom Flesaker og Sylling ved å oppgradere ledningen 300 Flesaker-Sylling til 420, eller forsterke nettet mellom Flesaker og Rød ytterligere ved å bygge Flesaker-Reskjem-Rød. Vi har ikke sett nærmere på dette i analysen.