

## Konseptvalgutredning

Nettforsterkning mellom Sørlandet og Østlandet





## Forord

Statnett fullførte høsten 2022 områdestudien *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet*. Studien pekte på begrensninger i transmisjonsnettet mellom Sørlandet og Østlandet. Denne konseptvalg-utredningen (KVU) er basert på, og er en forlengelse av, områdestudien. Konseptvalgutredningen og områdestudien må derfor sees på som en helhet.

Utredningen anbefaler et konsept vi mener løser behovet på den mest rasjonelle måten. Analyse-området utstrekning gjør at utredningen faller under ordningen med konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring for nye store kraftledningsanlegg. Ordningen omfatter kraftledninger med spenningsnivå på minst 300 kV og lengde på minst 20 kilometer. Utredningen skal derfor gjennom ekstern kvalitetssikring. Denne kvalitetssikringen utføres av Multiconsult. Deretter skal utredningen leveres Olje- og energidepartementet (OED).

Utredningen er utarbeidet av Vilde Øverby, Anja Hansteen, Jens Høen Hval, Christina Kvamme, David Karlsen, Katrine Storaker, Mats-Robin Jacobsen og Harris Utne, med bidrag fra flere andre i Statnett.

## Sammendrag

Statnetts mål og samfunnsoppdrag er å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping, og tilrettelegge for bruk av elektrisitet slik at Norges klimamål kan realiseres. Transport-, energi- og industrisektoren i Norge må de neste 10-20 årene omstilles for å redusere utslippene av klimagasser. For å oppnå dette er elektrifisering det viktigste tiltaket. I tillegg er det et stort potensial og mange planer om utvidelser og nye industriprosjekter som også vil bidra til økt kraftforbruk. Økningen i forbruket kommer i stor grad langs kysten, gjerne der det er industri fra før. På produksjonssiden har regjeringen lyst ut områder for havvind i Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord, og senere er det planer om å åpne nye områder for havvind.

Vi må ha et transmisjonsnett som er robust nok til å håndtere denne utviklingen.

### **Nettforsterkning mellom Sørlandet og Grenlandsområdet inngår i en samlet plan**

Områdestudien *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet* viser tydelig at alle planene om forbruksvekst og havvind gir begrensninger i nettet mellom Sør- og Østlandet. Strekingen mellom Sør- og Østlandet består av flere delstrekninger og det er viktig å forsterke hele veien for å unngå at enkelte deler begrenser kraftflyten. På den nordlige delen av strekingen, mellom Tønsberg og Eiker, er Statnett allerede i gang med å forsterke nettet. Statnett planlegger også spenningsoppgradering mellom Bamble og Tønsberg. Denne konseptvalgutredningen tar for seg begrensningene mellom Sørlandet og Grenlandsområdet.

### **Store forbruksplaner og tilknytning av havvind til Sørlandet skaper større flaskehals**

Statnett har de siste årene mottatt en stor mengde søknader om nettilknytning av forbruk. I Grenlandsområdet alene har vi mottatt forespørsler om tilknytning på til sammen 1 700 MW. Av dette er omtrent 280 MW reservert i dagens nett. Til sammenligning er dagens forbruk 700 MW. I Arendalsområdet har vi reservert 450 MW i planlagte nettiltak og vi vet at enda flere aktører ønsker å etablere seg. I Oslo, Akershus og Østfold er det forbruksplaner tilsvarende 1 400 MW. Planene har ulik grad av modenhet.

Når det gjelder havvind åpner regjeringen i første omgang for 1 500 MW fra Sørlige Nordsjø II (SNII), og ytterligere 1 500 MW senere. Regjeringens ambisjon videre er å tildele arealer for 30 000 MW havvind innen 2040. Basert på dette legger vi til grunn stor vekst både innen industri og havvind.

Mye nytt forbruk og ny havvind vil gi store flaskehals mellom Sørlandet og Østlandet. Grenlandssnittet, som består av 420 kV-ledningene inn mot Grenlandområdet fra sør og vest, er den største begrensningen. Uten økt kapasitet her vil store mengder nytt forbruk på Østlandet gi flere timer med effektknapphet og høye priser om vinteren. Det er ikke nok tilgjengelig produksjon innenfor området og forbruket må i større grad redusere sitt uttak for å skape balanse. Dette gjør at vi ikke får utnyttet den samlede produksjonskapasiteten best mulig. I tillegg blir systemet mer krevende å drifte. Det innebærer også begrensninger for hvor mye forbruk som kan etablere seg. Ny havvind til Sørlandet vil øke flaskehalsen på Grenlandssnittet og gi større prisforskjeller.

Vi vet ikke hvor høye prisene må bli på Østlandet før forbruksveksten reduseres, eller om det er mulig å bygge ut havvind selv om inntjeningen faller. Vi vet derimot at vi trenger økt kapasitet mellom Sørlandet og Østlandet for å legge til rette for vekst i forbruk og produksjon.

### **To konsepter møter best behovene vi ser i fremover**

I denne utredningen har vi sett nærmere på tre hovedkonsepter:

- Ny 420 kV-forbindelser mellom Sørlandet og Grenlandsområdet (Østre korridor)
- Havvind fra Sørlige Nordsjø II (fase 2) til Grenlandsområdet som hybridforbindelse

- Forskuttert oppgradering av Telemarksnettet fra 300 til 420 kV

Konseptet med Østre Korridor gir opptil 1 300 MW økt flyt mellom Sør- og Østlandet. Dette innebærer nettførsterkninger på land.

Havvind til Grenlandsområdet må være en hybrid tilknytning for å være en løsning som kan sammenlignes med nettførsterkning på land. Det vil si at vi også har en forbindelse til et annet land, slik at vi kan importere kraft når det ikke blåser. Dette konseptet gir omtrent samme mengde økt flyt som nettførsterkning på land.

Vi har også sett på et konsept som innebærer å forskuttere oppgradering av deler av Telemarksnettet fra 300 til 420 kV. Dette konseptet har vi forkastet. Forskuttert oppgradering av Telemarksnettet gir opptil 600 MW økt flyt. Dette løser ikke behovet. Det vil også være krevende å gjennomføre en så stor ombygging i et høyt utnyttet nett.

Vi har undersøkt om tiltak på forbruks- og/eller produksjonssiden (alternativer til nett) kan løse behovene. Vi mener at slike tiltak ikke alene kan legge til rette for en så stor forbruksvekst. Vi forkaster derfor dette som et selvstendig konsept.

#### **Vi mener ny forbindelse i Østre korridor er det mest rasjonelle konseptet**

Østre korridor og hybridforbindelse til Grenland er de konseptene som kan løse behovet. Investeringskostnadene i reelle kroner for de to konseptene er:

- Østre korridor: 1,8-2,7 mrd. kroner
- Hybrid til Grenland: 2,7-4,1 mrd. kroner

Det er usikkerhet knyttet til disse anslagene. For Østre korridor kan konseptet gjennomføres på ulike måter, kostnaden som er oppgitt over er for en av variantene. Vi mener Østre Korridor er et mer rasjonelt konsept å gå videre med enn hybridforbindelse for havvind. Det er flere grunner til dette.

Hybrid til Grenlandsområdet har blant annet høyere investeringskostnader enn ny forbindelse i Østre korridor.

Regjeringen har ikke besluttet om neste fase av havvind skal være en hybridforbindelse, eller når det skal besluttes. Vi vet heller ikke om det er Statnett eller andre aktører som kan utvikle denne typen prosjekter. Det er dermed betydelig usikkerhet rundt tidsløp og politiske beslutninger for en slik løsning.

Østre korridor vil gi et mer fleksibelt kraftsystem ved å ha flere kilder til kraftproduksjon. I et lengre perspektiv med storstilt utbygging av havvind er det også viktig å ha et robust nok nett på land til å håndtere dette. De to konseptene med nettførsterkning på land og hybridforbindelse til havs utelukker ikke hverandre. Fremtidige havvindfelt kan tilknyttes Grenlandsområdet. Vi mener allikevel at det er mest rasjonelt å bygge ny ledning på land først.

#### **Forsterkning av Østre korridor kan løses på flere måter**

Vårt anbefalte konsept innebærer forsterkning av Østre korridor, fra Kristiansandsområdet til Grenlandsområdet. Områdestudien fremhevet begrensningen på strekningen mellom Arendal og Grenlandsområdet og pekte på at også 420 kV-ledningen Kristiansand-Arendal kan bli begrensende. Dette har vi sett nærmere på i arbeidet med denne utredningen og vi ser nå behov for å forsterke korridoren hele veien fra Kristiansandsområdet.

Vi har vurdert to varianter av dette konseptet. Den ene varianten er en forsterkning fra Kristiansandsområdet via Arendal til Grenlandsområdet. Den andre varianten innebærer en ny forbindelse fra

Grenlandsområdet til en ny stasjon ved Skåreheia, som også kobler sammen eksisterende 420 kV-ledninger Kristiansand-Brokke og Honna-Arendal. Variantene er illustrert i Figur- 1.

Disse to variantene har ganske like investeringskostnader. Varianten hvor vi bygger hele veien til Kristiansand innebærer lenger ledning, mens vi i den andre varianten må bygge en ny stasjon ved Skåreheia. Denne varianten gir litt mindre økning i flyt mellom NO2 og NO1, men samtidig gir ny stasjon med transformering andre nyttevirkninger som for eksempel mulighet for besparelser i Glitre Netts regionalnett.

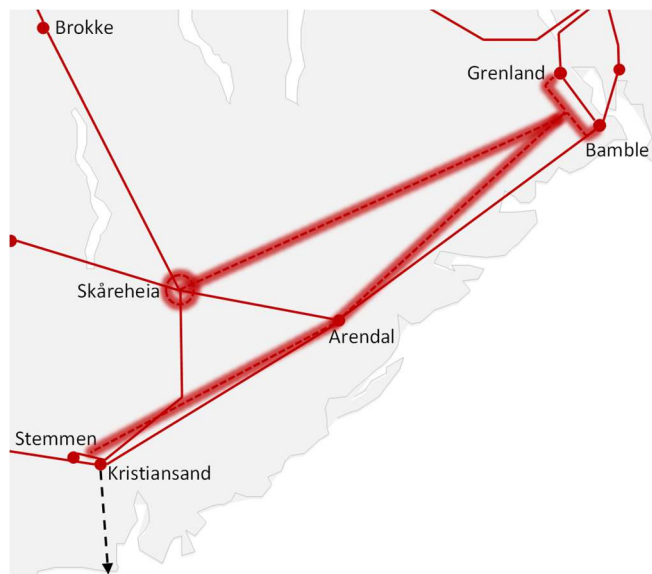
Løsningen via Arendal åpner for trinnvis utvikling. Varianten kan bygges i to trinn, der trinn 1 består av ny ledning fra Arendal til Grenlandsområdet og trinn 2 er ledning fra Kristiansandsområdet til Arendal. Videre tilknytning av havvind og lokalisering av nytt forbruk kan påvirke behovet for trinn 2. Vi

kan dermed dele opp gjennomføringen og tilpasse tidspunkt til når vi har mer informasjon om forbruksveksten og produksjon. Disse og andre avveininger må vurderes og modnes videre mot løsningsvalg. Basert på det vi vet i dag ser varianten med ledning via Arendal ut som det beste alternativet av disse to.

#### Konseptvalgutredningen sendes til OED

Denne konseptvalgutredningen har vært gjenstand for ekstern kvalitetssikring. Videre oversendes utredningen til Olje- og energidepartementet (OED) som vil gi en prosessledende uttalelse. I etterkant av dette kan Statnett starte en prosess med melding og konsesjonssøknad.

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Det anbefalte konseptet legger til rette for dette. Denne utredningen er basert på veilederen for konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker. Hvordan de omtalte nettførsterkningene passer inn i en helhetlig utvikling er beskrevet i Statnetts områdeplaner. Dette gjelder spesielt *Områdeplan Sør-Rogaland og Agder* og *Områdeplan Telemark og Vestfold*.



Figur- 1 Kart som viser de ulike variantene av forsterkninger i Østre korridor

## Innhold

<b>1</b>	<b>Innledning og bakgrunn</b>	<b>1</b>
1.1	Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping	1
1.2	Store planer om industrivekst og havvind øker overføringsbehovet i Sør-Norge	2
1.3	Utredningen er en del av en større plan om økt kapasitet mellom Sør- og Østlandet	2
1.4	Ekstern involvering har gitt nyttige innspill og dekket informasjonsbehov	4
<b>2</b>	<b>Behovsanalyse</b>	<b>5</b>
2.1	Kraftflyt, forbruk og produksjon i dagens nett	5
2.2	Dagens nett med planlagte oppgraderinger danner utgangspunktet for utredningen	8
2.3	Store planer om forbruksvekst og havvind	9
2.4	Økt industriforbruk og havvind gir effektknapphet og større prisforskjeller	16
<b>3</b>	<b>Mulighetsstudie</b>	<b>23</b>
3.1	Mål og rammer danner mulighetsrommet som konseptene blir vurdert innenfor	24
3.2	Nullalternativet er referansen som konseptene skal sammenliknes med	25
3.3	Alternativer til nett løser ikke behovet	27
3.4	Konsept 1 – Ny ledning i Østre korridor løser behovet	28
3.5	Konsept 2 – Forskuttet reinvestering i Telemarksnettet løser ikke behovet	32
3.6	Konsept 3 – Havvind fra SNII som hybrid til Grenlandsområdet løser behovet	34
3.7	Vi tar med konsept 1 og konsept 3 videre fra mulighetsstudien til alternativanalysen	35
<b>4</b>	<b>Alternativanalyse og samlet vurdering</b>	<b>38</b>
4.1	Vi anbefaler å bygge ny ledning i Østre korridor	38
4.2	Usikkerhetsanalysen er i favør ny forbindelse i Østre korridor	40
4.3	Forsterkning av Østre korridor gir mulighet for trinnvis gjennomføring	46
<b>5</b>	<b>Forutsetninger for en vellykket gjennomføring</b>	<b>47</b>
<b>V1</b>	<b>Bibliografi/kildeliste</b>	<b>49</b>
<b>V2</b>	<b>Tilknytningsforespørsler</b>	<b>51</b>
<b>V3</b>	<b>Mål og rammer</b>	<b>55</b>
<b>V4</b>	<b>Alternativer til nett</b>	<b>58</b>
<b>V5</b>	<b>Verdsetting av virkninger</b>	<b>65</b>
<b>V6</b>	<b>Fordelingsvirkninger</b>	<b>79</b>





# 1 Innledning og bakgrunn

Bakgrunnen for denne utredningen er den enorme økningen i forespørsler om økt kraftforbruk vi ser på Sør- og Østlandet. Dette følger i stor grad av Norges klimamål, hvor vi skal kutte utslipp av klimagasser. Tilknytning av havvind er også en sentral del av bakteppet. Denne konseptvalgutredningen (KVU) springer ut fra områdestudien *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet* (Statnett 2022). Videre omtaler vi denne som områdestudien og den anses å utgjøre en del av denne konseptvalgutredningen. Statnetts *Områdeplan Telemark og Vestfold* (desember 2022) og *Områdeplan Sør-Rogaland og Agder* (mars 2023) er også sentrale, de beskriver en trinnvis utvikling av nettet i disse områdene.

For å gi et tydelig bilde av bakteppet vil vi først omtale noen overordnede utviklingstrekk i kraftsystemet. Deretter beskriver vi utviklingen og behovet i det aktuelle analyseområdet.

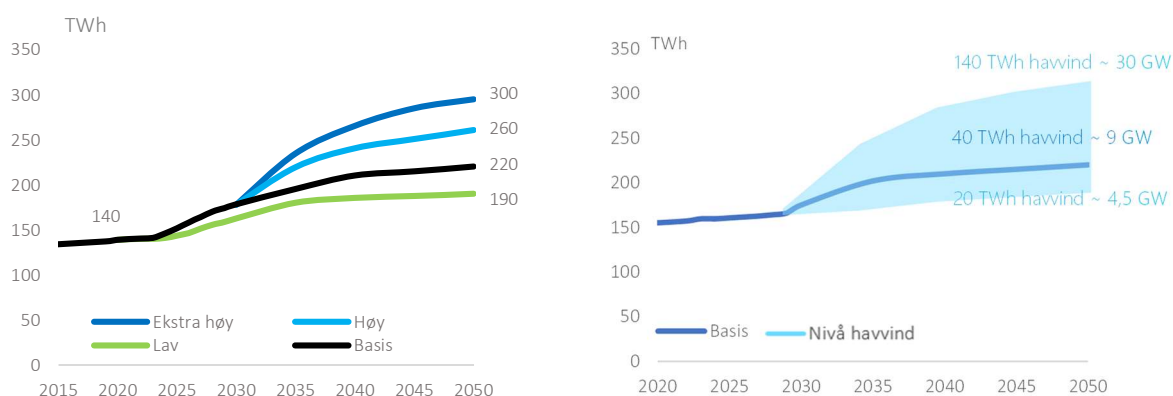
## 1.1 Statnett skal legge til rette for elektrifisering og ny grønn verdiskaping

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Dette samfunnsoppdraget innebærer å sikre strømforsyningen, bidra til verdiskaping og å legge til rette for elektrifisering slik at Norges klimamål kan realiseres.

Forventningene våre til omstillingen mot nullutslippssamfunnet har økt betydelig de siste årene. EUs "Klar for 55"-pakke, FNs sjette klimarapport fra IPCC og den sterke økningen i CO<sub>2</sub>-prisene bekrefter utviklingen. Det samme gjør Norges egen klimapolitikk. I tillegg til konkretiseringen av klimamål, ser vi at teknologiutvikling vil gjøre at ny grønn industri raskt kan etablere seg fremover.

De neste 10-20 årene må transport-, energi- og industrisektoren i Norge omstille seg for å redusere utslippene av klimagasser. Omstillingen til et nullutslippssamfunn og den økte etterspørselen etter fornybar kraft gjør betydningen av kraftnettet svært stor. Statnett skal være en drivkraft for nullutslipp i 2050 ved å legge til rette for elektrifisering og grønn verdiskaping.

I Figur 1-1 viser vi henholdsvis forbruks- og produksjonsutvikling frem mot 2050.



Figur 1-1 Venstre: Scenarier for norsk forbruksutvikling fra Statnetts *Langsiktige Markedsanalyse 2022-2050*. Alle scenarioene tar Norge til nullutslipp i 2050. Høyre: Basisprognose på produksjon sammen med ulike nivåer på havvind. Kilde: "Forbruksutviklingen i Norge 2022-2050", Statnett

Statnett må være forberedt på at veksten i kraftforbruket vil være stor. Vi mener det er flere grunner til at det er rasjonelt å planlegge for en stor forbruksvekst. Mange forbruksplaner har relativt korte ledetider, mens netttiltak normalt har lange ledetider. Det er viktig at Statnett planlegger for stor vekst i forbruk og produksjon slik at ikke verdiskaping går tapt som følge av at kunder må flytte, utsette eller skrinlegge sine planer. Med klare mål knyttet til utslippskutt og elektrifisering er det rasjonelt å modne

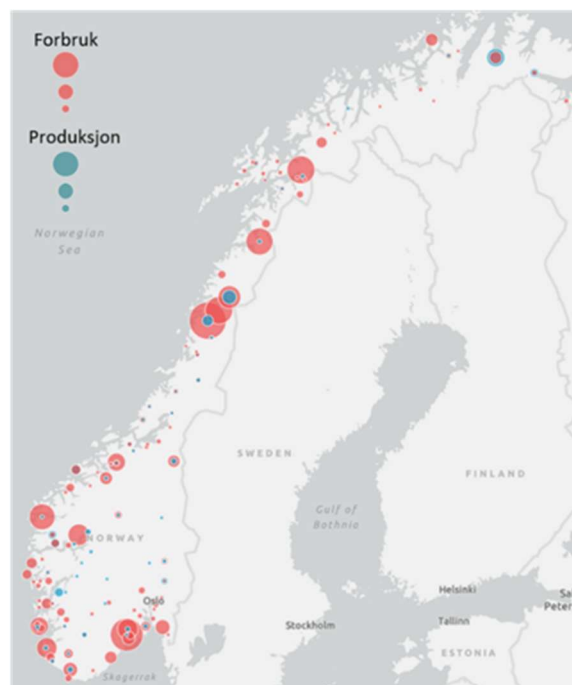
tiltak frem mot endelig investeringsbeslutning. Statnett vil da ligge i forkant, med mulighet til å kunne respondere på en stor forbruks- og produksjonsøkning i Norge.

## 1.2 Store planer om industrivekst og havvind øker overføringsbehovet i Sør-Norge

### Aktører med modne planer ønsker nettilknytning raskt

Siden 2018 har Statnett behandlet tilknytningsaker på totalt 26 000 MW, der det aller meste er forbruk. Det store omsøkte volumet indikerer mange planer og høy vekst, men er ikke i seg selv en prognose på hvor mye forbruk som faktisk blir realisert. Selv om størrelsen på forbruksveksten er usikker, ser vi en tydelig trend i norsk kraftforbruk. Usikkerheten med tanke på forbruksutviklingen er i mindre grad knyttet til om det kommer mer forbruk, og mer til hvor og hvor raskt det kommer.

Aktiviteten fordeler seg over hele landet, men som vi ser av kartet i Figur 1-2 er det spesielt mange planer langs kysten av Vestlandet, Sørlandet og hele veien til Østlandet. Statnett er i dialog med flere aktører og det er konkrete planer om forbruk på flere tusen MW flere steder langs kysten som ønsker tilknytning allerede før 2030. En stor andel av planene er aktører med stort kraftbehov og høy brukstid som batterifabrikker, datasenter og hydrogenproduksjon til bruk i egne prosesser.



Figur 1-2 Tilknytningsforespørsler i Norge. Kilde: Digital kundereise.

### Store ambisjoner for havvind – allerede åpnet for 4 500 MW havvind i Sør-Norge

Den tydelige veksten i etterspørsel etter kraft vil kreve mer produksjon eller import av kraft. Motstanden mot vindkraft på land og begrenset potensiale for vann- og solkraft, gjør at havvind nå framstår som den mest realistiske kilden til stor økning i produksjon.

Regjeringen har ambisjoner om å tildele arealer med potensiale for 30 000 MW havvind innen 2040. Dette tilsvarer om lag 75 % av produksjonskapasiteten i dagens kraftsystem.

Per nå har myndighetene åpnet to områder for utbygging av havvind: Sørlige Nordsjø II (3 000 MW) og Utsira Nord (1 500 MW). I desember 2022 anbefalte Statnett Kvinesdal som tilknytningspunkt for de første 1 500 MW (radial<sup>1</sup>) fra Sørlige Nordsjø II. Tildelingen av denne første fasen forventes gjennomført i løpet av 2023.

## 1.3 Utredningen er en del av en større plan om økt kapasitet mellom Sør- og Østlandet

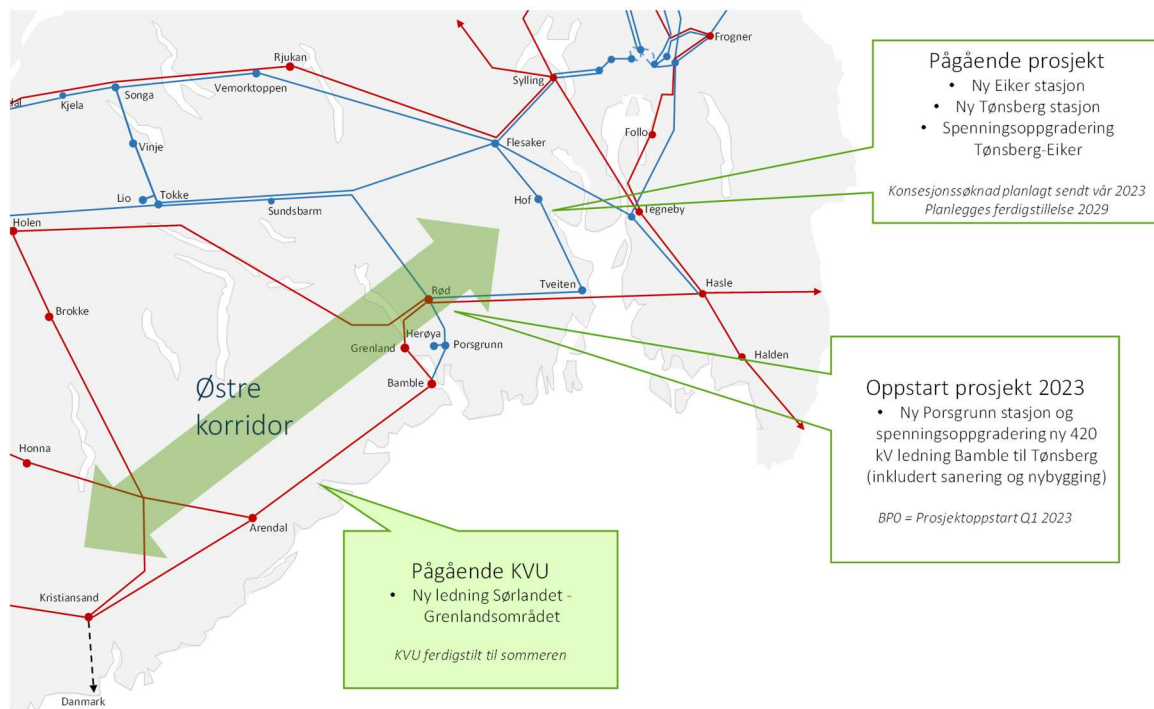
Områdestudien redegjør for behovet for å øke overføringskapasiteten hele veien mellom Sørlandet og Østlandet for å tilrettelegge for økt forbruk og havvind. Områdestudien beskriver hvordan begrensningene i nettet står i kø mellom Sørlandet og Østlandet, hele veien fra Kristiansand til Flesaker.

<sup>1</sup> Radial: kun tilknytning til Norge. Hybrid: Tilknytning til Norge og til utlandet slik at eksport/import også er mulig.

Gjennom et brev til OED, sendt i desember 2022, beskriver vi hvordan Statnett har tenkt til å håndtere disse begrensningene. Vi beskriver en tredelt gjennomføring av kapasitetsøkningen. Vi har delt strekningen inn i følgende deler, der siste punkt gjelder denne utredningen:

- Tønsberg - Eiker, Spenningsoppgradering
- Bamble - Tønsberg, Spenningsoppgradering
- Arendal/Kristiansand - Bamble, KVU for mulig ny 420 kV forbindelse

For mer detaljer om hvert enkelt tiltak se Figur 1-3.



Figur 1-3 Oppgradering av Østre korridor er delt inn i tre deler i Statnett. Denne KVUen tar for seg den sørligste delen.

Statnett har etablert ti geografiske områder og laget områdeplaner som dekker hvert område. Områdeplanene vil blant annet bidra til at vi kan være mer i forkant med nettutviklingen gjennom et helhetlig perspektiv. De mest relevante områdeplanene for denne KVU-en er *Områdeplan Telemark og Vestfold* og *Områdeplan Sør-Rogaland og Agder*. Mer informasjon om områdeplaner og selve rapportene er tilgjengelig på Statnett sine nettsider, se link i vedlegg V1.

De neste kapitlene i denne utredningen følger oppsettet for en konseptvalgutredning. Behovsanalysen er en oppsummering av funn fra områdestudien og områdeplanene. Samtidig vil vi her gå mer detaljert til verks og se mer spesifikt på det som er relevant for denne utredningen.

Fra behovsanalysen utleder vi mulige løsninger i mulighetsstudien. De mest relevante mulighetene blir med videre til alternativanalysen, der vi setter de ulike konseptene opp mot hverandre i en kost-/nytte-analyse for å finne de mest rasjonelle konseptene. Vi gjør en samlet og helhetlig vurdering basert på verdsetting av virkninger, usikkerhet og andre beslutningsrelevante forhold. Til sammen danner det grunnlag for å anbefale et konsept som vi går videre med.

#### **1.4 Ekstern involvering har gitt nyttige innspill og dekket informasjonsbehov**

Statnett har informert bredt om denne konseptvalgutredningen. I forbindelse med områdeplanene ble det avholdt dialogmøter i Porsgrunn høsten 2022 og i Kristiansand våren 2023. På begge møtene informerte Statnett om at vi var i gang med en KVV mellom Sørlandet og Østlandet.

Vi har i etterkant blitt kontaktet av både næringslivsaktører og kommuner som ønsket mer informasjon om både KVV og videre prosess. Vi har derfor avholdt flere møter med slike aktører for å dekke informasjonsbehovet og samle inn innspill til utredningen. Underveis har vi hatt egne møter og løpende dialog med de regionale nettselskapene Lede og Glitre nett. I tillegg har vi gjennomført informasjonsmøter med OED og NVE.

Statnett har videre holdt presentasjoner om områdestudien både på åpne møter med interessenter og til aktører som har ønsket dette.

Vi har fått nyttige innspill og positive tilbakemeldinger på involveringen vi har hatt så langt. Den eksterne involveringen vil fortsette med OEDs høringsrunde av KVV og videre med planlagt melding og behandling av konsesjonssøknad.

## 2 Behovsanalyse

I behovsanalysen, som bygger videre på funn i områdestudien, beskriver vi dagens og fremtidige utfordringer i kraftsystemet på Sør- og Østlandet. Først gir vi en gjennomgang av kraftsystemet og dagens situasjon. Deretter redegjør vi for fremtidig forbruksvekst og produksjon. Til slutt i behovsanalysen drøfter vi hvilke konsekvenser dette vil ha for kraftsystemet i området.

Kraftnettet på Sør- og Østlandet er høyt utnyttet. Noen av områdene er overskuddsområder, men særlig på Østlandet (inkludert Oslo og omegn) er det kraftunderskudd som gir høy flyt nordøst fra Sørlandet vinterstid.

Det er planer om stor forbruksvekst på Østlandet, spesielt i Grenlandsområdet, og på Sørlandet. Det er i hovedsak dette som skaper behovet for økt kapasitet i nettet. Tilknytning av havvind fra Sørlige Nordsjø II til Sørlandet forsterker behovet.

### 2.1 Kraftflyt, forbruk og produksjon i dagens nett

#### Flytmønsteret påvirkes av mellomlandforbindelser, vannkraft og forbruk

Kraftflyten i de sørligste delene av Norge har historisk vært preget av vest-øst-flyt. Kraftverkene i vest har produsert kraft for å forsyne forbrukstygdepunktene, særlig på Østlandet, men også ellers langs kysten.

I dag er flyten mer påvirket av mellomlandsforbindelsene som er tilknyttet i sør og sørvest, kraftflyten har økt både nordover og sørover i Sør-Norge. Dette er spesielt tydelig etter at forbindelsene NordLink og NSL til henholdsvis Tyskland og Storbritannia kom på drift i 2021. På vinterstid er det ofte import på kablene og mye kraft skal mot det store forbruket på Østlandet. På sommerstid er det motsatt. Sammen med flere nye oppgraderinger i nettet, gir dette oss et ganske nytt flytmønster.

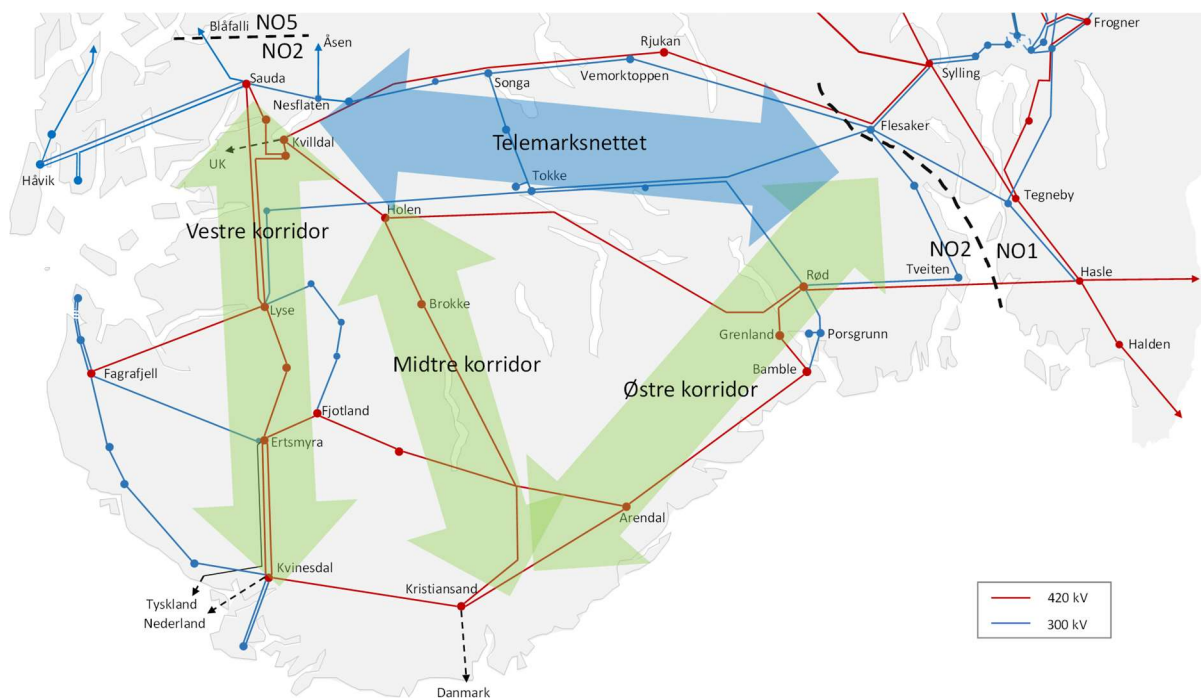
Mellomlandsforbindelsene til Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia har en installert kapasitet på til sammen 5 200 MW. Vi ser at det er en stor grad av samtidighet i flyten på utenlandsforbindelsene. Ofte er det enten full import eller full eksport på alle forbindelsene samtidig. Utvekslingen kan dermed variere fra 5 200 MW import til 5 200 MW eksport, en forskjell på over 10 000 MW.

#### Transmisjonsnettet på Sør- og Østlandet er masket

Vi sier at et kraftnett er masket når det henger sammen i mange ulike punkter og kraftflyten kan gå mange ulike veier. Et masket nett gjør systemet robust fordi det ved utfall av en ledning er andre ledninger kraften kan fordele seg på. Samtidig blir det komplekst å fastsette overføringskapasiteten siden den er helt avhengig av hvordan produksjonen og forbruket fordeles seg i nettet og hvilke ledninger som får høy belastning.

Dette betyr også at det ikke alltid har så stor effekt å forsterke én enkelt ledning, men at hele transportkorridorer gjerne må forsterkes for å kunne øke kapasiteten nevneverdig.

Det er i dag tre korridorer for effektflyt til og fra Sørlandet: Vestre-, Midtre- og Østre korridor, som vist i Figur 2-1. I tillegg flyter det mye kraft vest-øst via telemarksnettet.



Figur 2-1 Illustrasjon av transportkanalene i Sør-Norge. Prisområdegrensene mellom NO1 og NO2(øst) og NO5 og NO2(nord) er illustrert med stiplet linje.

### Prisområdegrensene mellom Sør- og Østlandet håndterer dagens flaskehals over Flesakersnittet

Når vi får overskudd av kraft i en del av kraftnettet og underskudd av kraft i en annen oppstår det flaskehals for fordi ledningsnettet mellom områdene til slutt vil begrense hvor mye strøm som kan transporteres fra det ene til det andre området. For å løse utfordringene med overføringskapasitet og flaskehals er Norge delt inn i fem prisområder. Prisområder hjelper oss å ta høyde for de fysiske begrensningene i kraftsystemet.

I den sørlige delen av landet har vi prisområdene NO1 (Østlandet) og NO2 (Sørlandet). NO2 grenser i nordvest også til NO5 (Vestlandet).

Prisområdegrensene mellom NO1 og NO2 (øst) og NO5 og NO2 (nord) er illustrert med stiplet linje i Figur 2-1. Prisområdegrensene mellom NO2 og NO1 omtales som Flesakersnittet.

### Agder har store vannkraftverk i nordvest, mens forbruket er lokalisert ved kysten

Over 80 % av befolkningen i Agder bor i kystkommunene og all større industri er lokalisert langs, eller i nærheten av, kysten. Vannkraftproduksjonen er i hovedsak lokalisert i indre deler av Agder. Det går derfor flere ledninger fra kraftproduksjonen i innlandet til forbrugsstedene langs kysten, samt langs kysten mellom forbrugsstedene.

Alminnelig forbruk<sup>2</sup> i Agder har historisk utgjort rundt 1 200 MW og er sentrert rundt de største byene Kristiansand og Arendal. I tillegg er det omtrent 200 MW industri tilknyttet regionalnettet og 300 MW tilknyttet direkte i transmisjonsnettet under Kvinesdal. Totalt utgjør dette altså omtrent 1 700 MW.

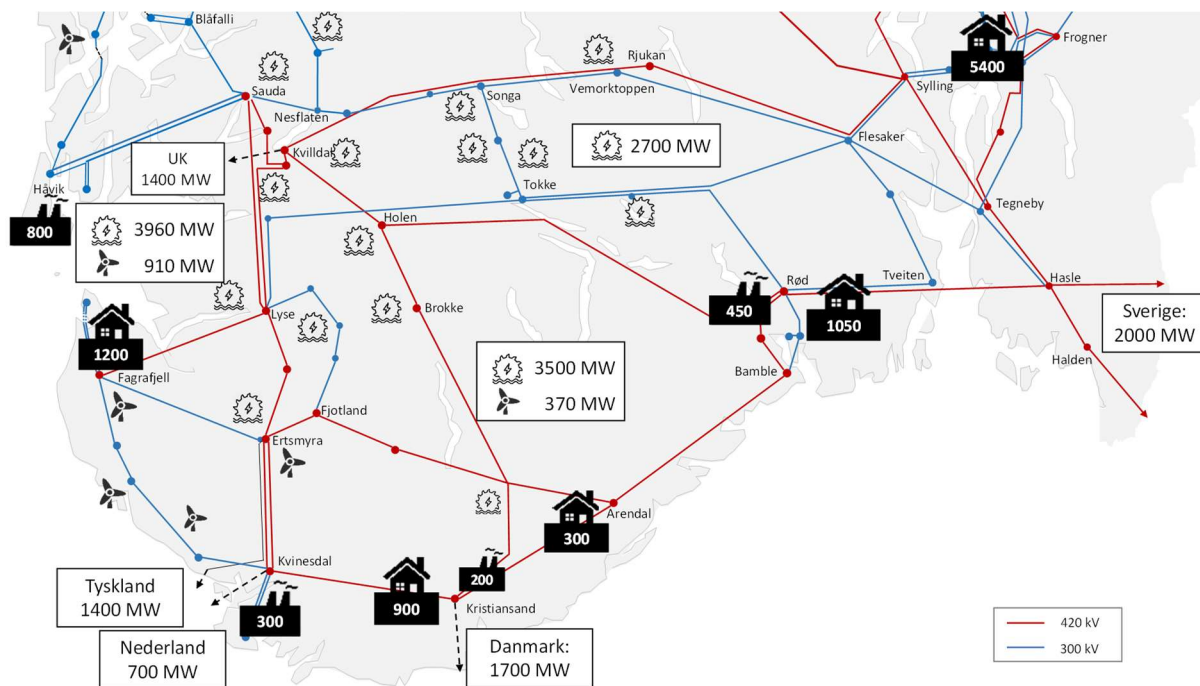
Det er 3 500 MW installert vannkraft<sup>3</sup> i Agder. Dette gjør at Agder er en region med kraftoverskudd over året. Produksjonen er godt spredt, men preges av at de store regulerbare kraftverkene er lokalisert nord

<sup>2</sup> Husholdninger, tjenesteytende sektor og annen industri.

<sup>3</sup> Der vi omtaler installert effekt for produksjon er det viktig å være klar over at denne produksjonen ikke alltid vil være tilgjengelig. Dette på grunn av sesongvariasjoner, vær og at mye av kraftproduksjonen ikke er regulerbar.

og nord-vest i fylket. Dette utgjør omtrent 60 % av installert effekt. 40 % av installert effekt finnes i mindre kraftverk nærmere kysten.

I Figur 2-2 viser vi dagens kraftsystem på Sør- og Østlandet.



Figur 2-2 Lokalisering av forbruk og produksjon i dagens kraftsystem på Sør- og Østlandet.

### Vestfold og Telemark har høyt industriforbruk langs kysten og vannkraft i indre strøk

I Vestfold og Telemark består forbruket av alminnelig forbruk langs kysten i Vestfold og Skien/Porsgrunn, i tillegg til en vesentlig andel kraftintensiv industri i Grenlandsområdet. Dagens forbruk i Grenlandsområdet er omtrent 700 MW i makslast, fordelt mellom 450 MW til industri og 250 MW til alminnelig forbruk. Dagens forbruk i Vestfold er i overkant av 800 MW, hvor mesteparten er alminnelig forbruk.

I Vestfold og Telemark er det totalt sett kraftoverskudd. Mesteparten av produksjonen er lokalisert i indre Telemark. De største kraftressursene i fylket er knyttet til Telemarks-/Skienvassdraget. Produksjonen er både tilknyttet regional- og transmisjonsnettene og det er installert totalt 2 700 MW vannkraft i regionen.

Transmisjonsnettene i Vestfold og Telemark fungerer også som transportkanal mellom Sørlandet og Østlandet. Fra kraftverkene i indre Telemark flyter kraften østover mot Flesaker og videre til Oslo-området.

### Stort kraftunderskudd på Østlandet

Drammensområdet, Oslo, Akershus og Østfold har stort kraftunderskudd. Det er svært mye alminnelig forbruk og lite produksjon. I dag ligger forbruket i området på mellom 2 000 MW sommerstid og 5 500 MW vinterstid.

Kraftunderskuddet i området er stort vinterstid og området er helt avhengig av tilstrekkelig importkapasitet fra omkringliggende områder.

### **Dagens nett er høyt utnyttet**

Kraftnettet er høyt utnyttet og i enkelte driftssituasjoner opplever vi begrensninger som må håndteres. Fordi nettet er høyt utnyttet, er det periodevis utfordrende å ta ledninger ut for vedlikehold. Vi ser spesielt at utkobling av ledninger i de tre hovedkorridorene kan føre til begrensninger i de andre korridorene. For å håndtere dette benytter Statnett seg av blant annet av muligheten til å redusere eksport/importkapasitet på utenlandsforbindelsene noe, både før feil og som automatikk ved feil, kalt nødeffekt.

### **2.2 Dagens nett med planlagte oppgraderinger danner utgangspunktet for utredningen**

Transmisjonsnettet nord i området (Telemarksnettet) består hovedsakelig av 300 kV-ledninger som nærmer seg teknisk levetid. Sør i området er det for det meste 420 kV-ledninger. For å gi et realistisk utgangspunkt for analysen i denne utredningen legger vi også til grunn nettførsterkninger som er planlagt ferdigstilt i løpet av de neste 10 årene.

#### **Det er gjort omfattende nettførsterkninger på Sørlandet de siste 10 årene**

Det er utført store oppgraderinger i transmisjonsnettet på Sørlandet de siste ti årene gjennom prosjektene Østre, Midtre og Vestre korridor.

Vestre korridor ble ferdigstilt i 2021 og har gitt et oppgradert 420 kV-nett fra Sauda til Kristiansand og Arendal. Det ble i en periode på 8 år bygget nytt og oppgradert mer enn 600 km med 420 kV-nett, samtidig som det ble bygget mange nye stasjoner.

Midtre korridor består av 420 kV-forbindelsen fra Kristiansand til Holen transmisjonsnettstasjon. Ledningen kom på drift i 2008.

Oppgradering av Østre korridor ble ferdig i 2014 og innebar en spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV fra Kristiansand til Rød. Det ble bygget en delvis ny forbindelse mellom Bamble og Rød sammen med spenningsoppgradering av forbindelsen mellom Kristiansand og Bamble.

Per i dag består Østre korridor kun av én enkelt 420 kV-forbindelse mellom Kristiansand og Bamble. Vestre korridor er derimot forsterket med minst to ledninger.

#### **Telemarksnettet har et reinvesteringsbehov**

300 kV-nettet gjennom Telemark er eldre enn andre deler av nettet i Sør-Norge, og ble bygd ut samtidig som vannkraftutbyggingene i området. Deler av dette nettet begynner å nærme seg forventet reinvesteringstidspunkt. Flere av 300 kV-ledningene i Telemark har også lav kapasitet.

Oppgradering av 300 kV-transmisjonsnettet gjennom Telemark vil senest skje ved reinvesteringstidspunktet. Økt flyt gjennom Telemark og økt produksjon i området kan imidlertid gi behov for økt overføringskapasitet og at nettet må spenningsoppgraderes tidligere.

Mer informasjon om tilstand på nettet i Vestfold og Telemark kan finnes i *Områdeplan Telemark og Vestfold*.

#### **Vi legger til grunn flere oppstartede prosjekter i utredningen**

Nettet vi gjør analyser av må være et realistisk utgangspunkt. Dette betyr at igangsatte prosjekter i Statnett som kan påvirke resultatene våre ligger inne i det vi kaller *basisnettet*.

Både områdestudien og analyser gjort i denne utredningen legger til grunn følgende oppgraderinger i basisnettet:

- 420 kV Lyse-Fagrafjell
- 420 kV Sauda-Samnanger

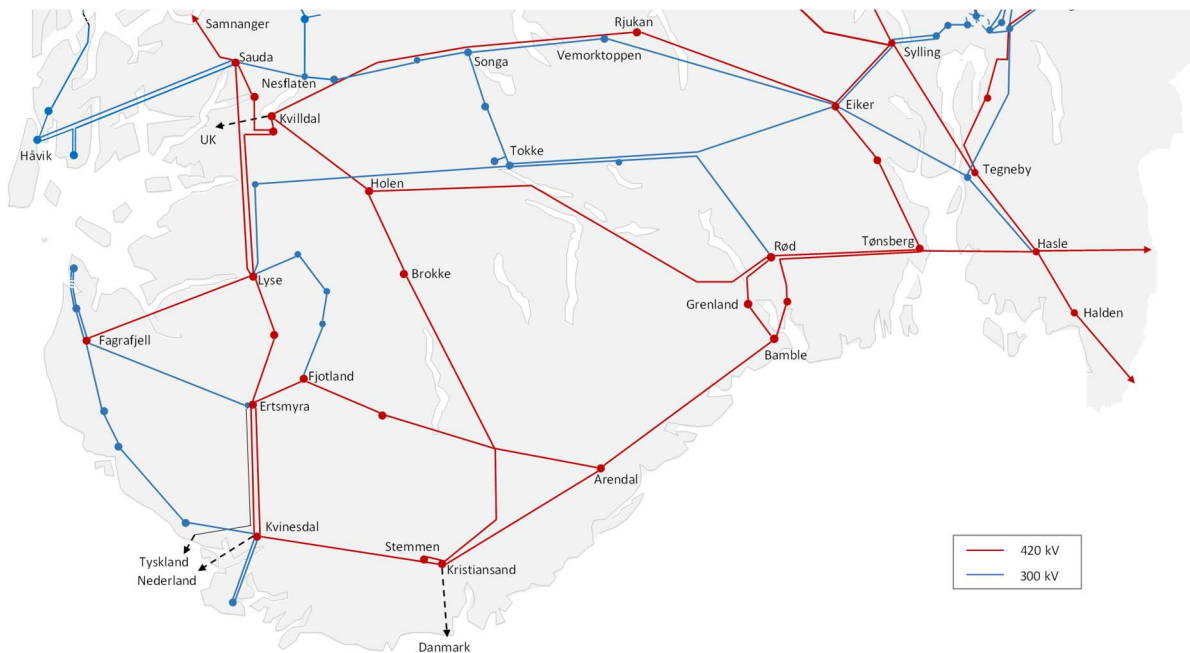


- Reinvestering av Skagerak 1&2-kablene på 700 MW

På bakgrunn av områdestudien har vi satt i gang to ledningsprosjekter nord i Østre korridor, disse legger vi til grunn i basisnettet for denne utredningen. De to ledningene er:

- Spenningsoppgradering av dagens 300 kV Flesaker-Hof-Tveiten til 420 kV Eiker-Hof-Tønsberg
- Spenningsoppgradering av dagens 300 kV Tveiten-Porsgrunn-Bamble til 420 kV Tønsberg-Ny Porsgrunn-Bamble

Figur 2-3 viser det vi kaller basisnettet i denne utredningen. Dette er dagens nett, men inkluderer også de ledningstiltakene vi har beskrevet over.



Figur 2-3 Illustrasjon av basisnettet for analysene i utredningen. Inkluderer oppstartede prosjekter.

### 2.3 Store planer om forbruksvekst og havvind

Som beskrevet tidligere i utredningen vil utviklingen mot nullutslipp gi stor vekst i forbruket. Det er store og mange planer om å etablere nye næringer. I tillegg ønsker eksisterende industri å elektrifisere sine industriprosesser for å kutte CO<sub>2</sub>-utslipp. Vi har allerede reservert kapasitet til 2 500 MW, men det finnes ytterligere 2 300 MW planer i Agder og Vestfold og Telemark.

Regjeringen har, som nevnt, planer om å åpne områder for 30 000 MW havvind innen 2040. Havvind ser ut til å være det mest realistiske produksjonsalternativet for å møte den kraftige etterspørselsøkningen. Utviklingen i øvrige produksjonsteknologier er usikker.

I mars publiserte vi Statnetts Langsiktige Markedsanalyse (LMA) 2022-2050<sup>4</sup>. Her sier vi følgende om utviklingen i produksjon: "I vår basisprognose vokser kraftproduksjonen med ca. 70 TWh. Over halvparten av denne kommer fra havvind og resten er utbygging av vann-, sol- og vindkraft. 70 TWh er tilstrekkelig til å dekke forbruksvekst knyttet til utslippskutt og en del ny industri mot 2050, samtidig som vi beholder et lite kraftoverskudd."

<sup>4</sup> [Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050 \(statnett.no\)](https://statnett.no/rapporter/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050)

Dette delkapittelet beskriver planene for forbruk, produksjon på land samt havvind mer inngående, og danner grunnlaget for tre ulike utviklingsscenarioer vi benytter i analysene.

### **Forbruksplanene tilsvarer mer enn en dobling av forbruket**

Fra 2018 til i dag har Statnett mottatt forespørsler om mange tusen MW økt forbruk i Agder og Vestfold og Telemark. Noen planer har falt bort, og mange har kommet til. Dette håndteres i tilknytningsprosessen hos Statnett og de regionale nettselskapene. Sammenlignet med tidligere stiller vi i dag strengere krav til modenhet for at kunder skal få reservere kapasitet i nettet enn vi gjorde tidligere.

Under følger en kort beskrivelse av dagens tilknytningsprosess i Statnett.

For å få vurdert sitt kapasitetsbehov må kunden først ha avklart *hvor i nettet og hvor mye kraft* man ønsker å knytte til. Basert på dette gjør Statnett en driftsmessig forsvarlig (DF) vurdering. Vurderingen ender i et svar til kunden som sier om det er kapasitet eller ikke. Kunden kan når som helst bestille kapasitet, men for å ha rett på reservasjon krever dette at kundens prosjekt er tilstrekkelig modent. Statnett bruker noen objektive kriterier for å vurdere om en kunde er moden for reservasjon. Under er noen kriterier fra vårt evalueringskjema:

- Må være endelig sluttkunde
- Må ha tegninger for anlegg
- Må dokumentere effektbehov
- Må ha oversikt over myndighetstillatelsene og status på disse
- Må ha prosjektplan med milepæler
- Må ha basisfinansiering og finansieringsplan

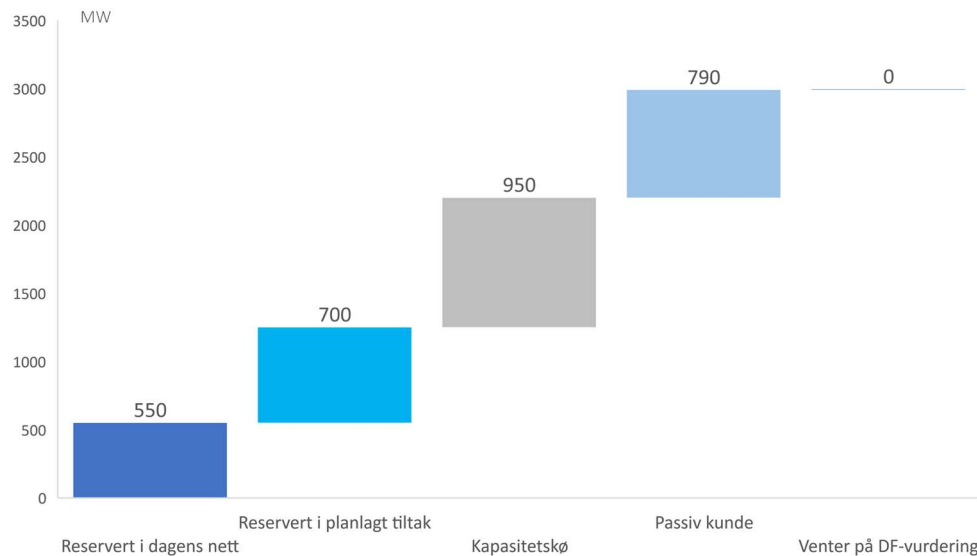
Kunden må deretter følge sin egen fremdriftsplan for å kunne beholde reservasjonen. Dersom det ikke er ledig kapasitet og kunden ber om utredning, må Statnett utrede og gjennomføre tiltak for å kunne knytte til kunden. Alternativt har nettselskapet mulighet til å tilby tilknytning med vilkår om utkobling. Dette innebærer at kunden i gitte situasjoner, beskrevet i en avtale, vil måtte koble ut eller redusere sitt forbruk uten kompensasjon. Tilknytning med vilkår er imidlertid frivillig for begge parter. For mer informasjon om Statnetts tilknytningsprosess se [Statnett.no](http://Statnett.no).

Forbruksplanene er sortert i ulike nivåer for modenhet, eller hvor langt de har kommet i tilknytningsprosessen. De ulike kategoriene forbruksplanene er delt inn i er som følger:

<b>Venter på utredning</b>	Det er forespurt om tilknytning, men kunden har ikke ennå fått svar på om det finnes kapasitet eller ikke.
<b>Passiv kunde</b>	Kunden har fått svar på DF-vurderingen, men har ikke svart Statnett på om de vil ha kapasiteten, hvis ledig, eller ønsker utredning.
<b>Kapasitetskø</b>	Kunde har bestilt kapasitet med tilstrekkelig dokumentasjon og er moden nok for reservasjon, men Statnett har ikke identifisert nødvendig tiltak for å knytte til kundens behov i saken.
<b>Reservert i planlagt tiltak</b>	Kunden er moden, har bestilt og fått reservere kapasitet i et netttiltak som er startet opp.
<b>Reservert i dagens nett</b>	Kunden er moden, har bestilt og fått reservere kapasitet i dagens nett.

Figurene under baserer seg på forespørsler sendt Statnett innen utgangen av mars 2023. Dermed kan tallene ha endret seg siden da.

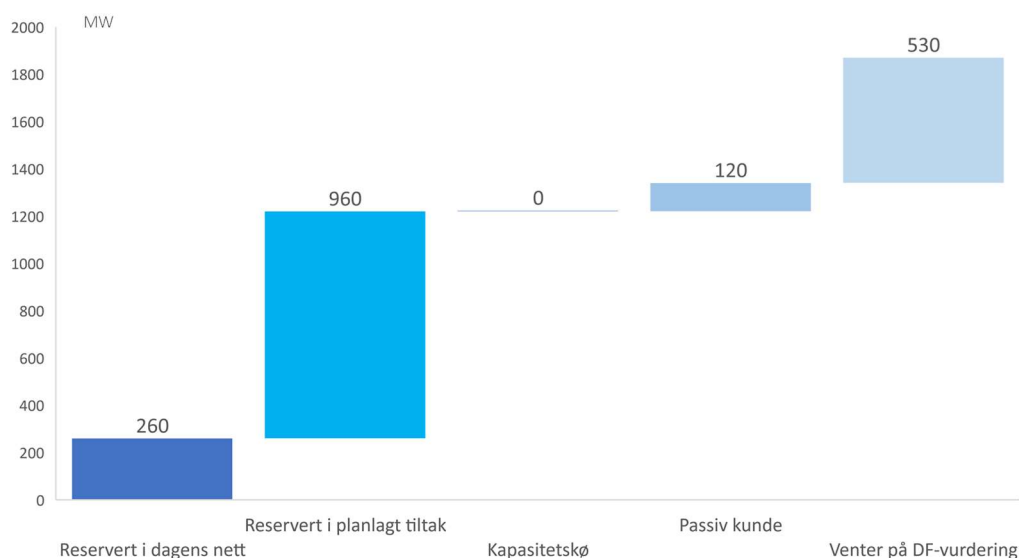
Figur 2-4 viser tilknytningsforespørslene om forbruk for Vestfold og Telemark inndelt etter hvor de er i tilknytningsprosessen slik beskrevet over.



Figur 2-4 Tilknytningsforespørsler i Vestfold og Telemark sortert etter hvor de er i tilknytningsprosessen. De mest modne til venstre og minst modne til høyre.

For Vestfold og Telemark er det i overkant av 1 300 MW forbruk som har fått reservere kapasitet, men her er nesten halvparten av dette volumet reservert med vilkår om utkobling. Figuren viser at for Vestfold og Telemark er det en signifikant andel planer, omtrent 950 MW, som anses som modne nok til reservasjon, men som det ikke er kapasiteten til i dagens eller planlagt nett. Dette er kunder som ikke kan komme på nett før vi har gjort større tiltak i nettet som enda ikke er startet opp. Disse planene er ifølge Statnetts modenheitskriterier like modne som planene som har fått reservere, men har søkt om tilknytning noe senere. Dette betyr at dersom noen av planene som har fått reservere kapasitet faller bort eller ikke følger sin forespeilte fremdrift vil noen andre, like modne, få reservere denne kapasiteten. Med andre ord er det stor sannsynlighet for at mengden planer som i dag har fått reservere kapasitet blir realisert. Planene i Vestfold og Telemark summerer seg opp til en tredobling av forbruket i det området.

Figur 2-5 viser forbruksplanene for Agder. Her er det reservert i overkant av 1 200 MW i dagens og planlagt nett, mens det i dette området ikke er noen modne kunder som venter på kapasitet. Samtidig er det rundt 500 MW som venter på DF-vurdering. Disse kundene har ikke fått vurdert sin modenhet med tanke på reservasjon og kan derfor vise seg å være tilstrekkelig moden for dette. Dersom alle planer som vi er kjent med realiseres, innebærer dette en dobling av forbruket i Agder.

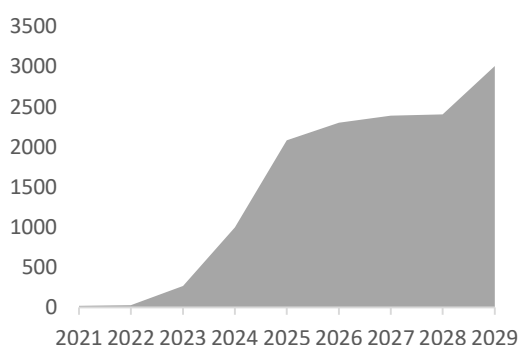


Figur 2-5 Tilknytningsforespørsler i Agder sortert etter hvor de er i tilknytningsprosessen. De mest modne til venstre og minst modne til høyre.

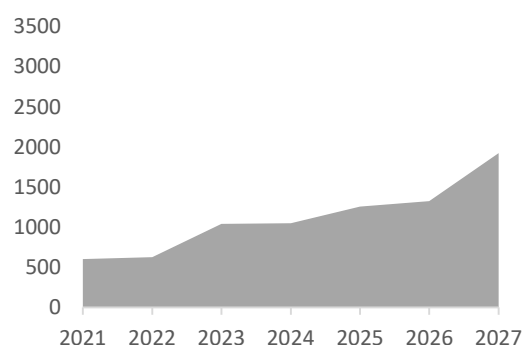
Dersom vi summerer planene ser vi at det er planer med tilstrekkelig modenhet for reservasjonen på mer enn 3 000 MW bare i Agder og Vestfold og Telemark. Det er viktig å påpeke at dette er et øyeblikksbilde og det kommer stadig inn nye søknader samt at modenhet og kapasitet til kunder vurderes fortløpende.

I tillegg til disse planene, finnes det mindre modne planer med større usikkerhet som vi ikke har inkludert i figurene over. Disse er ikke meldt inn til Statnett, fra de regionale nettselskapene, da de ikke oppfyller våre kriterier for vurdering. Spesielt rundt Arendal er det flere områder som er i en omreguleringsprosess der det er kjent at ny industri ønsker å etablere seg. Planene er antatt å være i størrelsesorden 200 - 1 000 MW.

Ledetiden på nettiltak er ofte lenger enn ledetidene for å etablere forbruk. Figur 2-6 og Figur 2-7 viser en akkumulering av hvor mye forbruk som ønsker tilknytning hvert år, og vi ser tydelig at forbruket ønsker tilknytning raskt. Samtlige planer i de to områdene ønsker å være på nett innen 2030. Samtidig er ikke dette ønsket avgjørende for alle kundene, noen kan vente lenger på nettilknytning enn det de har signalisert tidlig.



Figur 2-6 Tilknytningsforespørsler i Vestfold og Telemark sortert etter når de ønsker tilknytning.



Figur 2-7 Tilknytningsforespørsler i Agder sortert etter når de ønsker tilknytning.

I Oslo, Akershus og Østfold er det søkt om kapasitet til 1 600 MW forbruksplaner hvorav 280 MW er reservert.

Statnett har nå publisert informasjon om reservert kapasiteten i nettet på sine [hjemmesider](#), men i vedlegg V2 har vi også inkludert en liste over alle forespørslene grafene over baserer seg på.

### Regjeringen har åpnet for havvind, men utvikling i annen produksjon er usikker

Regjeringen vedtok i januar 2022 at de første 1 500 MW havvind i Sørlege Nordsjø II (SNII) skal knyttes til som radial. I desember 2022 anbefalte Statnett Sørlandet som tilknytningspunkt for først fase. Figur 2-8 viser noen av tilknytningspunktene som ble vurdert i forbindelse med dette. Kvinesdal stasjon er primæralternativ og ny stasjon Stemmen (tidligere kalt Mosby) nær Kristiansand er sekundæralternativ.

For andre fase av SNII, 1 500 MW, er det ikke tatt noen beslutninger om tilknytningspunkt eller om havvinden skal tilknyttes Norge som radial eller hybrid. Både Statnett<sup>5</sup> og NVE<sup>6</sup> har imidlertid konkludert med at det er mer samfunnsøkonomisk lønnsomt med hybrid enn radial. Begge påpeker imidlertid at de samfunnsøkonomiske vurderingene er usikre.

For landbasert vindkraft ser vi at det finnes planer, men disse er usikre. Det er blant annet tidligere meldt tre større prosjekter i Agder, Lauvdalsheia vindkraftverk 500 MW, Honna vindkraftverk 400 MW, Bergheia Vindpark 300 MW. Fremdrift for disse er usikker. På Østlandet er det søkt om tilknytning av 200 MW vindkraft i Innlandet fylke.

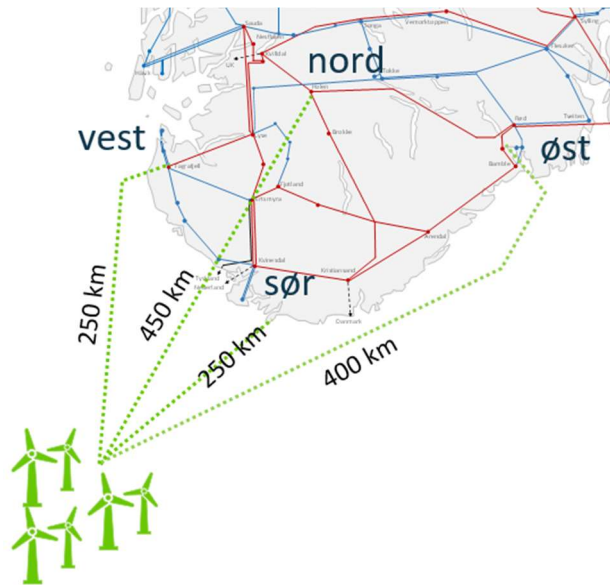
De fleste vassdragene som ikke er vernet er bygget ut. Det er imidlertid potensiale for effektutvidelser i flere av de store vannkraftanleggene i Sør-Norge, og flere av de store kraftprodusentene har det siste året lansert planer om effektutvidelser. Blant annet har Lyse formidlet ønske om å øke kapasiteten i kraftverkene i Røldal-Suldal. Statkraft har også lansert ambisjoner om å investere i fem store effektutvidelser i Norge innen 2030. På sikt kan det også komme investeringer i pumpekraftverk.

Vi forventer flere planer om solkraft de nærmeste årene. Kombinasjonen av behovet for ny produksjon, høye kraftpriser, og motstanden mot landbasert vindkraft har gjort at det i løpet av 2022 har blitt signalisert en økende interesse for solkraft. På Østlandet har vi mottatt forespørslers på omtrent 700 MW solkraft. I Vestfold og Telemark har Statnett foreløpig forespørslers på omtrent 200 MW solkraft.

### Vi bruker tre scenarier for forbruksvekst og antar at det etableres 4 200 MW havvind

For å analysere hvordan nettet vil håndtere ulike forbruks- og produksjonsendringer setter vi opp ulike scenarier. Vi har analysert tre ulike forbruksscenarier for å ta hensyn til usikkerhet i fremtidig forbruksvekst:

- Lav (2 000 MW)
- Middels (3 500 MW)
- Høy (5 000 MW)



Figur 2-8 Kart som viser muligheter for tilknytning av fase 1 fra Sørlege Nordsjø II.

<sup>5</sup> [Fagrappport om havvind i Sørlege Nordsjø II](#)

<sup>6</sup> [NVE Rapport 4/2023: Havvind i sørlege Nordsjø II](#)

I alle forbruksscenarioene har vi lagt til grunn den samme produksjonsutviklingen, hvor den store økningen kommer fra de åpne havvindområdene. For analysen legger vi til grunn 2 800 MW fra Sørlege Nordsjø II tilknyttet Sørlandet (Kvinesdal og Kristiansand). 1 400 MW av dette som radial (fase 1) og 1 400 MW som hybrid (fase 2). Vi har også lagt til grunn 1 400 MW radial fra Utsira Nord tilknyttet på Haugalandet. Dette tilsvarer omtrent 19 TWh produksjon fra havvind. Det er i tillegg lagt til 4 TWh økning i produksjon på land i form av vann og sol.

I områdestudien benyttet vi datasett for 2040 for forbruk og produksjon fra LMA 2020. Det ga et basisscenario med 3 500 MW (30 TWh) forbruksvekst i NO<sub>2</sub>. Etter at områdestudien ble publisert har Statnett kommet med en oppdatert LMA. Denne legger til grunn enda høyere forbruksvekst enn LMA 2020. Statnett planlegger i sin strategi for en forbruksvekst lik høy-scenario i LMA 2022 som tilsvarer 42 TWh i NO<sub>2</sub> til 2040, eller omtrent 5 000 MW.

I analysene i denne utredningen planlegger vi altså for høy-scenarioet fra LMA 2022, mens områdestudien tok utgangspunkt i basis-scenarioet fra LMA 2020.

Det er imidlertid forbruksplaner på opp mot 8 700 MW i NO<sub>2</sub>, vi spenner altså ikke ut hele mulighetsrommet for forbruksvekst i høy-scenarioet. For å knytte til en så stor forbruksvekst kreves det mer enn ett ledningstiltak og det er krevende å gjøre analyser av en så stor endring i dagens kraftsystem. Dette ville blant annet gi svært høye priser.

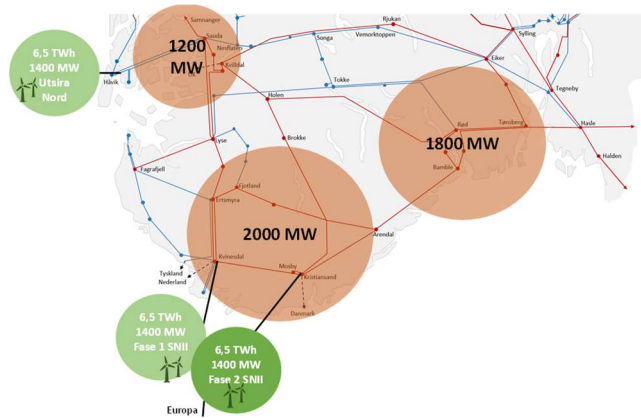
Vi velger på bakgrunn av dette å begrense oss til å kun se på en vekst opp mot 5 000 MW. Realisering av forbruksplaner utover 5 000 MW forsterker konklusjonene fra utredningen, men kan også utløse behov for enda flere nettførsterkninger.

I vårt middels-scenario legger vi til grunn en økning på 3 500 MW i NO<sub>2</sub>, altså i størrelsesorden like mye som "basis" fra områdestudien. Vi har imidlertid lagt til grunn en litt annen forbruksfordeling der en større andel av forbruket er lagt til Grenlandsområdet<sup>7</sup>.

Figur 2-9, 2-10 og 2-11 viser den geografiske fordelingen av forbruksveksten i dagens NO<sub>2</sub> for de tre analyserte scenarioene. Den geografiske fordelingen tar utgangspunkt i hvordan fordelingen av søknader om tilknytning av nytt forbruk er fordelt i nettet. Den sørlige bobla inkluderer også planer i Sør-Rogaland.

---

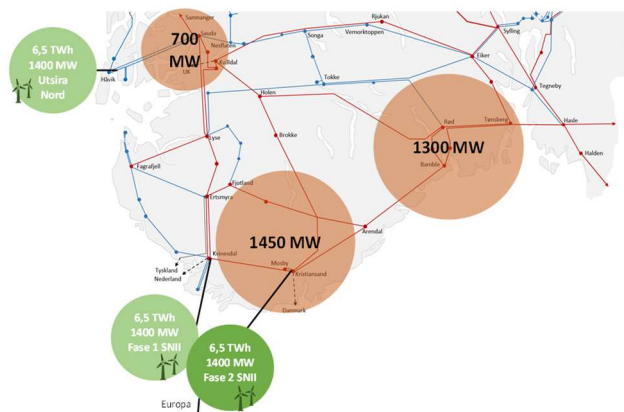
<sup>7</sup> Vårt middelsscenario sammenfaller med sensitiviteten på 550 MW økt forbruk i Vestfold og Telemark fra kapittel 7.2 i områdestudien.



Figur 2-9 Forbruks- og produksjonsfordeling i Høy-scenarior.

## Høy

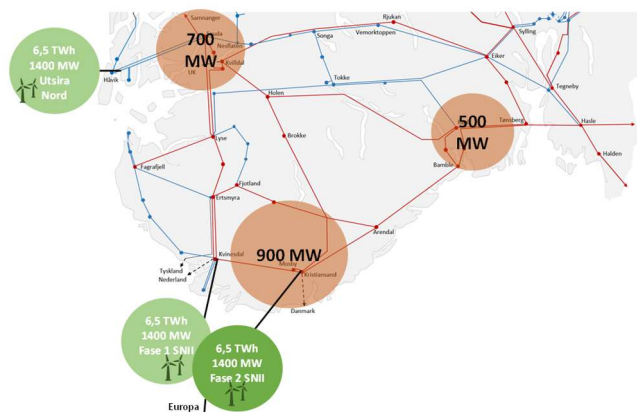
Forbruksvekst på 5 000 MW i NO2 sammenlignet med 2022. I dette scenarior, har vi forutsatt en økning i forbruket også utover det vi mener det er plass til i dagens nett. Dette er mer enn en dobling av dagens forbruk både på Sørlandet og i Vestfold og Telemark.



Figur 2-10 Forbruks- og produksjonsfordeling i Middels-scenarior.

## Middels

Forbruksvekst på 3 500 MW gjenspeiler det Statnett allerede har reservert kapasitet til i NO2. Scenarior tar utgangspunkt i Basis fra områdestudien, men med en høyere vekst i forbruket i Grenlandsområdet. Dette stemmer overens med hvordan forbruksplanene har utviklet seg siden områdestudien var ferdig.



Figur 2-11 Forbruks- og produksjonsfordeling i Lav-scenarior.

## Lav

Dette scenarior legger til grunn en lavere forbruksvekst enn det vi har reservert kapasitet til i dag. Det betyr at mange av dagens industriplaner ikke blir realisert eller blir kraftig nedskalert. Dette scenarior ligger altså under det vi har funnet kapasitet til i dagens nett. I dette scenarior har vi redusert mengden nytt forbruk både i Sør-Rogaland, Agder, Vestfold og Telemark.

## 2.4 Økt industriforbruk og havvind gir effektknapphet og større prisforskjeller

I områdestudien har vi gjort analyser av flere ulike scenarier og sensitiviteter<sup>8</sup>. I dette delkapittelet oppsummerer vi funnene fra områdestudien med fokus på scenarioene beskrevet over for å vise hvordan den høye forbruksveksten, sammen med havvind, vil påvirke kraftnettet.

Høy forbruksvekst i Vestfold og Telemark fører til flere timer med effektknapphet på Østlandet om vinteren. Det er ikke nok tilgjengelig produksjon innenfor området og forbruk må redusere sitt uttak for å skape balanse. Ledningene sør og vest for Grenlandsområdet begrenser hvor mye kraft som kan overføres inn til Østlandet fra sør og vest, og vi blir mer avhengig av import fra Sverige.

Tilknytning av havvind på Sørlandet øker flaskehalsen på Grenlandssnittet og skaper større prisforskjeller ved at prisen i NO2 (Sørlandet) blir svært lav i periodene prisen i NO1 (Østlandet) er høy. Tilknytning av havvind er imidlertid ikke årsaken til effektproblemene på Østlandet, det skyldes forbruksveksten i området.

Høyt forbruk på Sørlandet kan øke begrensningene når flyten går sørover, spesielt i perioder med utkoblinger i nettet.

### Økt industriforbruk og havvind i sør øker overføringsbehovet – spesielt mellom Sør- og Østlandet

Mer forbruk på Sørlandet, i Vestfold og Telemark og på det sentrale Østlandet i kombinasjon med havvind tilknyttet på Sørlandet forsterker eksisterende flytmønster nordover og sørover på Sørlandet, se Figur 2-12.

Kraftnettet må være sterkt nok til å håndtere flyten både nord- og sørover og vi analyserer derfor begge disse situasjonene.



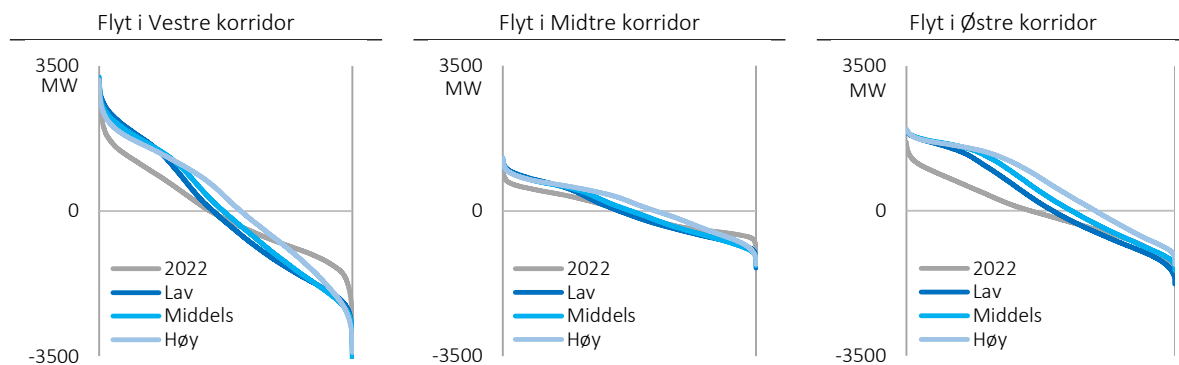
Figur 2-12 Varighetskurve for flyt over ledningene fra sør til nord på Sørlandet. Sum kraftflyt over ledningene på den stiplede streken på kartet til høyre, heretter kalt Sørlandssnittet. Varighetskurven viser flyten over alle simulerte år sortert fra høyest til lavest. Positive verdier er flyt fra sør mot nord.

Av Figur 2-13 ser vi at økningen nordover er størst i Østre korridor, mens sørover øker flyten mest i Vestre og Midtre korridor. Det er økt forbruk i Vestfold og Telemark, og lenger øst, som driver økningen i overføringsbehovet inn mot Østlandet, spesielt om vinteren. Da er det alminnelige forbruket høyere

<sup>8</sup> Se områdestudien for en mer detaljert gjennomgang.



samtidig som det er mindre tilgjengelig produksjon på Østlandet. Dette forårsaker også økt flyt nordover i Vestre og Midtre korridor før kraften går videre øst via ledningene i Telemarksnettet.



Figur 2-13 Varighetskurve for flyt i de ulike korridorene inn og ut av Sørlandet. Positive verdier betyr flyt fra sør mot nord, mens negative verdier er flyt fra nord mot sør. Det er viktig å merke seg at kapasiteten Vestre korridor består av tre ledninger og det derfor naturlig nok er høyere flyt her enn i Midtre og Østre korridor som kun består av én ledning.

Kraftflyten fra Sørlandet blir forsterket av havvind i Sørlige Nordsjø II fordi det oftere blåser i Nordsjøen på vinteren enn om sommeren. I tillegg er det sterk korrelasjon mellom vindkraftproduksjon i Nordsjøen, på Sør-Vestlandet og i Europa. Derfor er det ofte lave priser i Europa, samtidig som vi har stor vindkraftproduksjon i Sør-Norge. Dette gjør at vi ofte vil ha full import på utvekslingskablene i sør samtidig som vindkraftproduksjonen går for fullt. På grunn av den store fleksibiliteten i de regulerbare vannkraftverkene blir kraftbehovet på Østlandet om vinteren i større grad forsynt av kraft fra sør og sørvest når det blåser, og mindre fra de regulerbare vannkraftverkene lenger nord i Agder og Telemark. Dette øker overføringsbehovet mellom Sørlandet og Østlandet ytterlig i periodene det blåser.

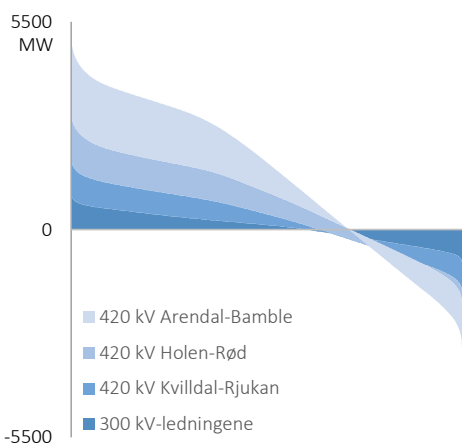
Økt industriforbruk på Sørlandet øker overføringsbehovet sørover, spesielt i Vestre korridor.<sup>9</sup> Flyten øker mest om sommeren fordi det blåser mindre. I tillegg er det oftere mer eksport fordi det alminnelige forbruket er lavere og det er mer uregulerbar vannkraft. Blir fase 2 fra Sørlige Nordsjø II tilknyttet som en hybrid på Sørlandet, kan dette øke overføringsbehovet mot Sørlandet i timer med eksport. Dette er fordi vi har mer utvekslingskapasitet og kan eksportere større volum på kortere tid. Nettoeksporten vil imidlertid være den samme som hvis det hadde vært radiell tilknytning fordi vi tilknytter samme volum produksjon.

#### Kapasiteten i Østre korridor begrenser hvor mye som kan overføres inn mot Østlandet fra sør og vest

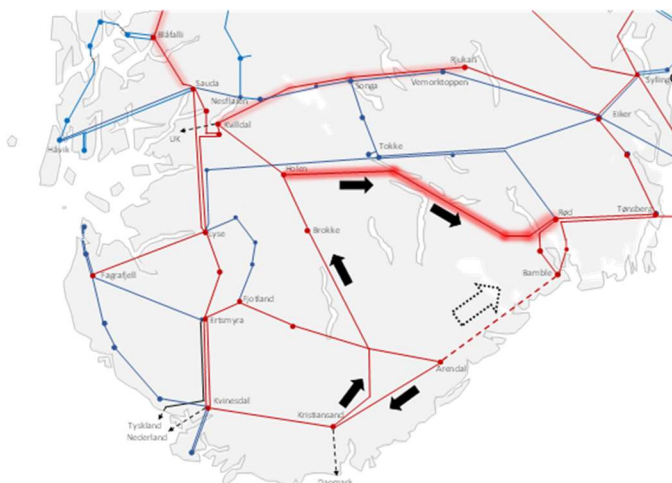
Selv om flyten øker både nordover og sørover i alle korridorene inn og ut av Sørlandet, er det kapasiteten i Østre korridor som i all hovedsak begrenser flyten. Begrensningen er størst inn mot Østlandet på vinterstid. Av Figur 2-14 ser vi at flyten fra Sør- og Sør-Vestlandet inn mot Østlandet i all hovedsak legger seg på 420 kV-ledningene og aller mest på 420 kV-ledningen Arendal-Bamble (Østre korridor).

Høyt overføringsbehov inn mot Østlandet vinterstid gjør nettet sårbart for utfall av 420 kV-ledningen Arendal-Bamble. Ved utfall må kraften i større grad bevege seg oppover Vestre og Midtre korridor, og over de to 420 kV-ledningene Kvilldal-Rjukan og Holen-Rød som utgjør de sterkeste kanalene inn mot Telemark og Østlandet lenger nord (se Figur 2-15).

<sup>9</sup> Økt forbruk på Sørlandet vil også dempe flyten nordover noe, men reduseres ikke behovet for overføring av kraft inn mot Østlandet på vinteren.

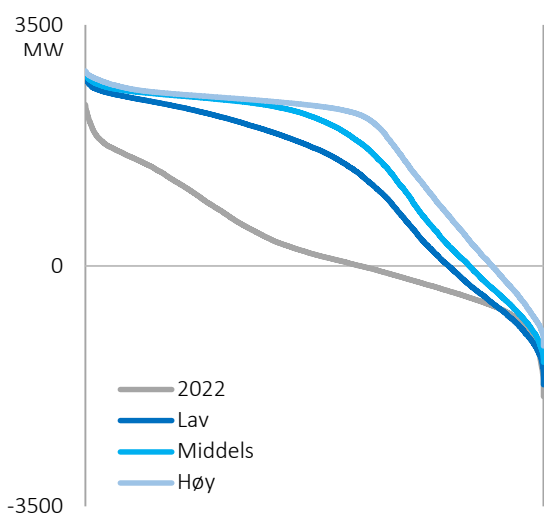


Figur 2-14 Flytfordelingen mellom ledningene som går fra Sør- og Vestlandet og inn mot Telemark/Østlandet i NO2 i scenarioet Høy. Positive verdier viser flyten inn mot øst.

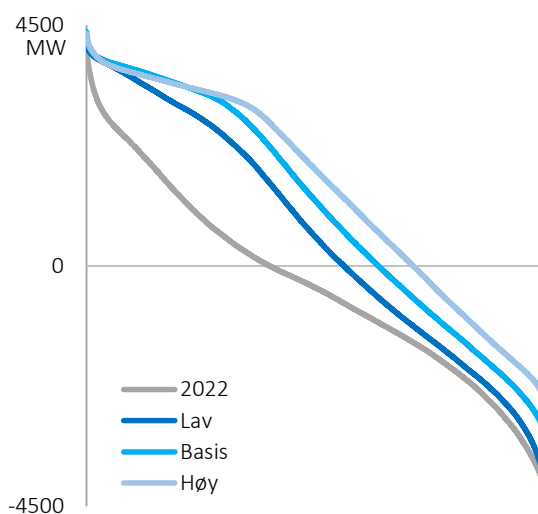


Figur 2-15 Begrensende ledninger ved utfall av 420 kV-ledningen Arendal-Bamble. Grenlandssnittet er det mest begrensende snittet og består av ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød.

420 kV Arendal-Bamble inngår i flere begrensende snitt, men det er spesielt summen av flyten på ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød som blir begrensende, heretter kalt Grenlandssnittet. Dette snittet begrenser kraftflyten i om lag 10-40 % av tiden i en gjennomsnittlig vinter (Figur 2-16).<sup>10</sup> I enkeltår kan begrensningen være større eller mindre.



Figur 2-16 Varighetskurve for flyt over Grenlandssnittet mellom uke 49 og 9 (vinter) for alle værår gitt ulik forbruksvekst. Det at varighetskurven blir veldig flat i toppen indikerer begrensning i overføringskapasiteten.



Figur 2-17 Varighetskurve for flyt over ledningene inn til Telemark/Østlandet fra sør og vest for alle værår gitt ulike forbruksvekst.

Flaskehalsen på Grenlandssnittet begrenser samlet overføring på de fem ledningene inn til Telemark fra sør og vest til ca. 3 500-4 000 MW i alle scenarioene (Figur 2-17). Jo mer forbruk som kommer på Østlandet jo større blir begrensningen. Skjevflyt, der mye av kraften legger seg på 420 kV Arendal-Bamble ved stor import på forbindelsene i sør, gjør at samlet flyt inn til Telemark fra vest og sør er noe

<sup>10</sup> Utfallsrommet er basert på forbruksscenarioene Lav og Høy, hvor Høy gir størst begrensning.

mindre i timer der 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.

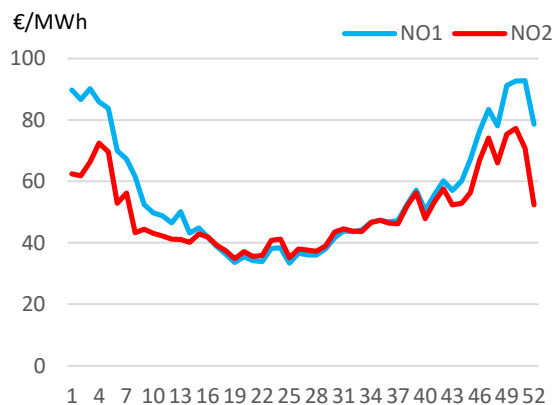
Høyere industriforbruk på Sørlandet vil avlaste begrensningene nordover noe. Selv om den største begrensningen vi ser ved intakt nett er knyttet til høy flyt nord på 420 kV-ledningen Arendal-Bamble om vinteren, kan ledningen også begrense søroverflyten om sommeren. Ledningen inngår i flere snitt, blant annet med Brokke-Kristiansand (Midtre korridor), 300 kV ledningen Førre-Lyse (Vestre korridor), og den oppgraderte 420 kV-ledningen mellom Samnanger og Sauda<sup>11</sup> (prosjekt er startet for å spenningsoppgradere denne fra 300 til 420 kV).

### Stor forbruksvekst i Vestfold og Telemark bidrar til flere timer med effektknapphet på Østlandet

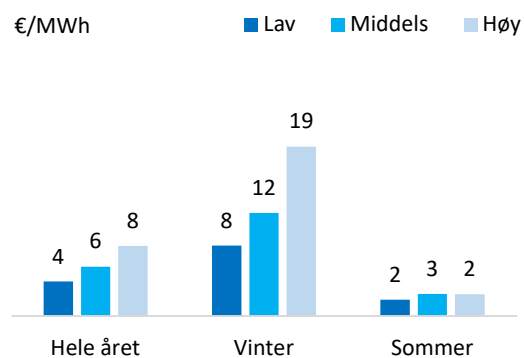
De simulerte kraftprisene i Sør-Norge reflekterer mønsteret i overføringsbehovet og flaskehalsene. Som vi ser av Figur 2-18 er prisen i NO1 høyere enn i NO2 på vinteren, motsatt om sommeren.

Om vinteren ligger prisen i vårt Høy-scenario i snitt rundt 20 €/MWh høyere i NO1 enn i NO2. I Figur 2-19 ser vi at dette gir utslag i store prisforskjeller mellom NO1 og NO2 på vinteren. Høyere priser i NO1 på vinteren skyldes i stor grad flaskehalsen nordover på Grenlandssnittet.

Lavere priser i NO1 om sommeren er knyttet til mer uregulerbar produksjon her og begrensninger i flyten fra Østlandet mot Sørlandet om sommeren.<sup>12</sup> Utkobling av ledninger om sommeren kan gjøre prisforskjellen større.



Figur 2-18 Snittpris per uke over året i NO1 og NO2 for alle værår i scenario Høy.



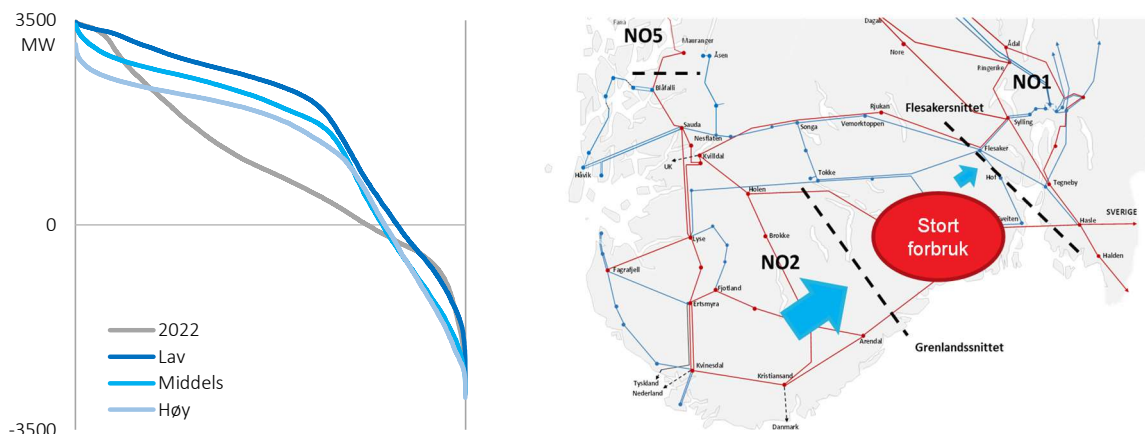
Figur 2-19 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell time for time mellom NO1 og NO2 for hele året, vinter og sommer i de ulike scenarioene.

Ved flaskehals på Grenlandssnittet kan ikke import på mellomlandsforbindelsene, havvind i sør eller produksjon vest for flaskehalsen i NO2 bidra til å dekke forbruk på Østlandet. Eksisterende og nytt forbruk må derfor forsynes gjennom økt produksjon internt i NO1 eller økt flyt inn fra enten NO5, SE3 eller NO3. Høy forbruksvekst i Vestfold og Telemark vil begrense hvor mye kraft som er tilgjengelig for å transporteres videre over Flesakersnittet for å forsyne forbruk på det sentrale Østlandet. Dette er illustrert i Figur 2-20 i scenarioene med høyere forbruksvekst i Grenlandsområdet. I Middels og Høy spiser det nye forbruket opp kraften på vei inn mot Oslo, og kapasiteten over Flesakersnittet blir ikke utnyttet.

<sup>11</sup> Ledningen som utgjør områdegrensen mellom NO5 og NO2.

<sup>12</sup> Prisforskjellen mellom NO1 og NO2 om sommeren er mindre fordi oppgradering av Flesaker-Bamble til 420 kV vil fjerne de største begrensningene sørover.

Den strukturelle flaskehalsen i systemet ved flyt inn mot Østlandet flyttes dermed fra Flesakersnittet til Grenlandssnittet (se Figur 2-20). For å kunne håndtere en viss forbruksvekst i Grenlandsområdet før tiltak kan det være aktuelt å flytte prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 til Grenlandssnittet. Dette gir en bedre utnyttelse av nettet, men løser ikke effektproblemene på Østlandet.<sup>13</sup>



Figur 2-20 Varighetskurve for flyt over Flesakersnittet mellom uke 49 og 9 (vinter) for alle værår gitt ulike forbruksvekst. Positive verdier er flyt fra vest mot øst. Kartet til høyre illustrerer at høyt forbruk i Vestfold og Telemark reduserer flyten over Flesakersnittet fordi Grenlandssnittet begrenser flyten inn mot Østlandet.

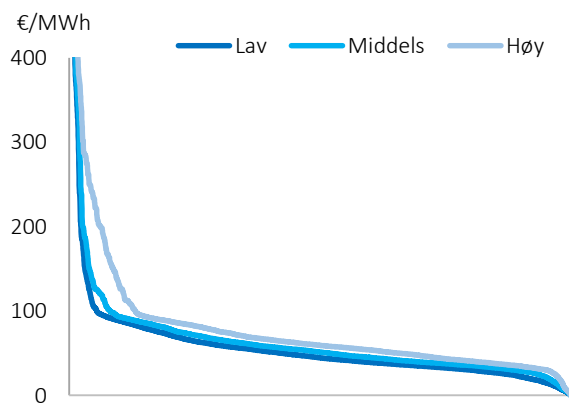
Konsekvensen av forbruksveksten og begrensningen på Grenlandssnittet er dermed at prisen på Østlandet øker betydelig, spesielt i vinterhalvåret. Internt i NO1 og i NO5 er det i mange timer få eller ingen kraftverk som kan regulere opp produksjonen for å møte behovet fra det nye forbruket. Disse produserer allerede for fullt i timer med høyt forbruk på vinteren. Når det er flaskehals på Grenlandssnittet 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 ved 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 forbruket på Østlandet<sup>14</sup> reduseres for å skape balanse mellom forbruk og produksjon. Det betyr at prisen i NO1 stiger så mye at tilstrekkelig mye forbruk bøyer av. Det kan i verste fall bety at vi må bruke tvangsmessig utkobling av forbruk når markedet ikke treffer på prognosene.

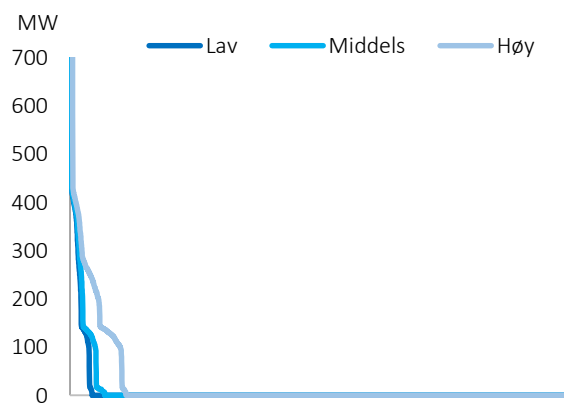
Figur 2-22 sammenligner hvor mye forbruk på Østlandet som reduserer sitt uttak på grunn av pris om vinteren i våre modellsimuleringer i de ulike scenarioene. Vi ser tydelig at mer forbruk må reduseres i scenarioene med høyere forbruksvekst på Østlandet, som i Middels og Høy. Årsaken er som beskrevet over at det nå oppstår flere timer der de høye prisene er isolert til NO1 og Telemarksregionen, som vist i Figur 2-21. I flere timer kan prisene være lave i NO2, mens reduksjon av forbruk setter prisen i NO1. Det er viktig å presisere at vi i alle datasett har en reduksjon i forbruk på grunn av høye priser.

<sup>13</sup> I Områdestudien *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet* utdyper vi konsekvensene ved å øke forbruket på Østlandet uten å endre prisområdegrensen.

<sup>14</sup> Reduksjon i forbruket i NO5 kan i mange tilfeller også bidra fordi det sjelden er flaskehals mellom NO1 og NO5.



Figur 2-21 Varighetskurve for prisen på Østlandet om vinteren (uke 49-9) Lav, Middels og Høy.



Figur 2-22 Varighetskurve for reduksjon av forbruk på Østlandet pga. pris om vinteren (uke 49-9) i alle værår.

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 Grenlandssnittet 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.

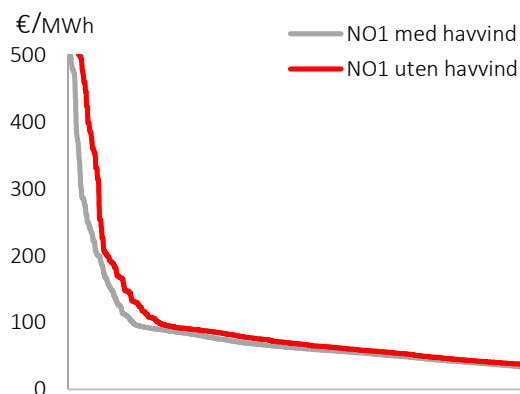
Når det gjelder prisfølsomheten i forbruket, altså hvor mye prisene må øke før man får en nedgang, og hvilket forbruk som vil koble ut først, så er dette enda mer usikkert. I våre simuleringer begynner alminnelig forbruk gradvis å bøye av når prisene overstiger 100 €/MWh, på et lavere nivå enn industriforbruket. En lavere prisfølsomhet enn det vi legger til grunn her, både på alminnelig forbruk og industri, ville gitt enda høyere priser i NO1 i timer med effektknapphet isolert til Østlandet. Dette ville i så fall økt prisforskjellene og i så måte nytten av å bygge ned flaskehalsen. Er industrien mer fleksibel med mulighet til å koble ut på et lavere prisnivå vil det føre til et generelt lavere prisnivå, og at alminnelig forbruk i mindre grad vil redusere forbruket sitt.

### Tilknytning av havvind i sør gir lavere snittpriser, men større prisforskjell mellom NO1 og NO2

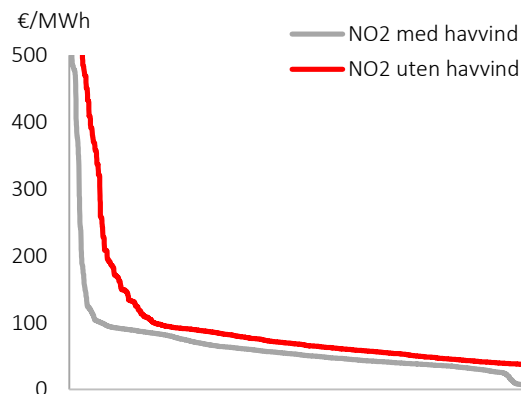
Havvind tilknyttet på Sørlandet vil øke flaskehalsen på Grenlandssnittet og prisforskjellen mellom NO1 og NO2. Men dette er ikke årsaken til effektknapphet på Østlandet og at vi ikke klarer å utnytte kapasiteten på Flesakersnittet. I timene med flaskehals på Grenlandssnittet når det blåser vil vi imidlertid få lavere priser i NO2. Dermed blir importen til området redusert i tillegg til at regulert vannkraft produserer noe mindre. Dette skjer inntil flyten nordover over Grenlandssnittet er rett under kapasitetsgrensen. Dette fører til priskollaps i 5-10 % av tiden i NO2 (se Figur 2-24).

På den andre siden av flaskehalsen, altså i NO1 og resten av Norden, er situasjonen omtrent den samme som uten havvind. De samme kraftverkene som før må produsere omtrent like mye for å dekke forbruket. Dermed blir prisene i NO1 lite endret i timene med knapphet og prisforskjellen mellom NO1 og NO2 øker. Uten begrensningen på Grenlandssnittet kunne havvind og billig import fra Europa når det blåser bidratt til å dekke forbruket i større grad.

Som vi ser av Figur 2-23 og Figur 2-24 hadde prisene i både NO1 og NO2 vært høyere uten havvind fordi vindkraften bidrar med noe produksjon i så å si alle timer, også i timene hvor det ikke er flaskehals. Dessuten faller naturlig nok vannverdiene når det kommer inn mye ny produksjon. I vårt Høy-scenario uten havvind blir prisene om vinteren i snitt rundt 20 €/MWh høyere i NO1 og 35 €/MWh høyere i NO2 enn med havvind.



Figur 2-23 Varighetskurve for pris i NO1 om vinteren (uke 49-9) i Høy med og uten havvind.



Figur 2-24 Varighetskurve for pris i NO2 om vinteren (uke 49-9) i Høy med og uten havvind.

### Begrensningene i perioder med utkoblinger i nettet vil være større enn vi får fram i analysen

Som beskrevet i kapittel 2.1 ser vi allerede i dag utfordringer ved utkobling av ledninger. Generelt ønsker vi i revisjonssesongen<sup>15</sup> å ha mulighet til å koble ut en hvilken som helst ledning i nettet, og fremdeles tåle utfall av en annen komponent i systemet (N-1-1). Utkoblinger av så å si alle 420 kV-ledninger inn til og internt i NO2 vil gi redusert kapasitet i nettet.

Det er hovedsakelig om sommeren det gjennomføres vedlikehold og utkoblinger i transmisjonsnettet. Det er derfor i hovedsak flyten sørover som kan bli mer problematisk. 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. Med en ledning utkoblet vil begrensningene inntreffe tidligere og det kan oppstå begrensninger selv om overføringen er under grensene ved intakt nett.

Uten forsterkninger må vi potensielt redusere kapasiteten mellom NO1 og NO2 og/eller på forbindelsene til utlandet direkte, slik som vi gjør i dag, eller koble ut forbruk på Sørlandet for å tåle utfall av ledninger under vedlikehold. Dette kan blant annet øke prisforskjellene mellom NO1 og NO2 om sommeren.

Revisjoner og utkoblinger forsterker altså behovet for nettforsterkninger utover det simuleringer med intakt nett viser.

### Forbruksveksten på Østlandet er det prosjektutøsende behovet

Vi har vist at mer forbruk på Sørlandet, i Vestfold og Telemark og på det sentrale Østlandet i kombinasjon med havvind tilknyttet på Sørlandet forsterker eksisterende flytmønster nordover og sørover spesielt over Grenlandssnittet. Vi får en flaskehals over Grenlandssnittet, spesielt vinterstid når kraften flyter nordover gjennom Østre korridor. Dette gir store prisforskjeller og kan også gi timer med effektknapphet dersom vi ikke gjennomfører tiltak.

For å kunne forsyne forbruket øst for Grenlandssnittet uten at prisforskjellene blir for store er det derfor nødvendig å øke overføringskapasiteten inn mot Grenlandsområdet. Selv om behovet for å forsterke nettet er sammensatt er det i hovedsak økt industriforbruk øst for Grenlandssnittet som er prosjektutløsende.

<sup>15</sup> Perioden mars-oktober kalles i Statnett for revisjonssesongen, da denne perioden egner seg bedre for utkoblinger i nettet grunnet lavere last. Det er derfor enklere å drifte nettet med færre ledninger innkoblet.

### 3 Mulighetsstudie

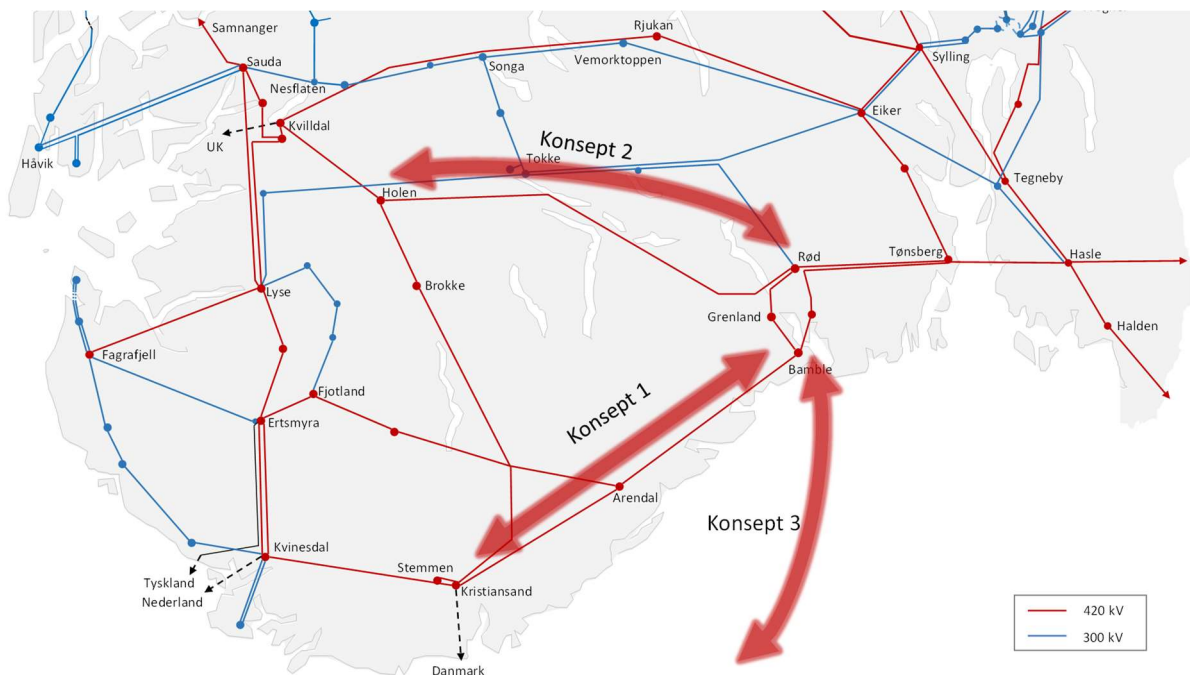
I mulighetsstudien beskriver vi mål og rammer som begrenser mulighetsrommet. Vi legger frem nullalternativet og undersøker konsepter som gir mulighet for å tilknytte de mengdene av nytt forbruk og produksjon som er beskrevet i behovsanalysen.

Mulighetsstudien er en overordnet vurdering basert på samfunnsøkonomiske prinsipper. Åpenbart svake konsepter forkastes. De mest lovende konseptene videreføres til en mer detaljert lønnsomhetsvurdering i alternativstudien der konseptene sammenlignes med nullalternativet.

Vi legger til grunn i alle scenarioene at forbruket i analyseområdet vil øke, men som behovsanalysen viser er det usikkert hvor mye forbruket vil vokse, hvor fort det vil vokse og hvor forbruket kommer.

Vi har vurdert tre overordnede nettkonsepter, illustrert i Figur 3-1, i tillegg til at vi ser på om alternativer til nettutbygging kan møte deler av behovet.

- Konsept 1 innebærer en forsterkning av nettet mellom Grenlandsområdet og Sørlandet
- Konsept 2 innebærer å forskuttere reinvesteringer i Telemarksnettet
- Konsept 3 innebærer å trekke havvind fra fase 2 i Sørlege Nordsjø II inn til Grenlandsområdet i stedet for tilknytning på Sørlandet



Figur 3-1 Illustrasjon av de tre konseptene som er vurdert.

Med overordnet mener vi at vi ikke tar et endelig valg om trasé eller stasjonsplassering. For konsept 1 sier vi for eksempel ikke om forbindelsen skal starte i Kristiansand eller Stemmen i sør, eller Bamble eller Grenland i nord.

Konseptene vurderes mot nullalternativet. Nullalternativet inkluderer nødvendige reinvesteringer på det tidspunkt disse inntreffer og planlagte tiltak i dagens nett. Vi kan tilknytte havvind fra fase 1 og fase 2 fra Sørlege Nordsjø II i nullalternativet.

For å vurdere nytten av hvert konsept opp mot nullalternativet, ser vi på hvor mye vi får økt flyten fra Sørlandet til Østlandet over prisområdegrensen. I tillegg sammenligner vi hvor mye prisforskjellen mellom områdene reduseres.

### 3.1 Mål og rammer danner mulighetsrommet som konseptene blir vurdert innenfor

Sammen med behovsanalysen vil mål og rammer hjelpe oss med å finne riktig tiltak i mulighetsstudien. I vedlegg V3 er alle relevante mål og rammer omtalt mer utfyllende.

#### Effektmålene angir ønsket oppnådd tilstand

Det er hensiktsmessig å sette opp hvilke mål tiltakene skal bidra til å oppfylle. Samfunnsmålet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet og skal angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet.

Punktene under viser effektmålene som konseptene skal oppfylle:

1. Mulig å gi tilknytning til nytt og økt industriforbruk i Sør og Øst-Norge opp mot Høy-scenario.
2. Mulig å gi tilknytning til havvind fra Sørlege Nordsjø II og Utsira Nord.
3. Øke overføringskapasiteten inn mot Østlandet slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom NO1 og NO2.

Effektmålene står i prioritert rekkefølge. Samtidig er det ingen motsetninger mellom målene slik at prioriteringen har ingen praktisk betydning. En økning i overføringskapasitet vil sannsynligvis bidra til å nå alle målene.

Målene skal ikke behandles som absolutte. Det kan være kostbart for samfunnet å gjennomføre konsept som gir full måloppnåelse. Konseptenes grad av måloppnåelse gir likevel verdifull informasjon til relevante beslutningstakere. Forholdsmessigheten mellom måloppnåelse og kostnadene blir vurdert i alternativanalysen som en del av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

#### Rammene begrenser mulighetsrommet konseptene blir vurdert innenfor

Avveiningene vi gjør må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overenstemmelse med gjeldene lover og forskrifter. Absolutte og ufravikelige krav, såkalte skal-krav, avgrensner mulighetsrommet vi vil vurdere konseptene innenfor. Statnetts egne standarder og retningslinjer, såkalte bør-krav, legger også føringer for hvilke konseptene som er aktuelle. De viktigste rammene som har betydning for utfallsrommet til konseptene vi kan vurdere er gjengitt under. I vedlegg V3 er det en utvidet oversikt over rammer, som også inkluderer med generelle rammer for nettutvikling.

#### *Statnett har tilknytningsplikt*

Ifølge tilknytningsplikten (energilooven §§3-4 og 3-4a) plikter Statnett å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt eller økt forbruk og produksjon. Statnett har fastsatt kriterier for hva som må være oppfylt for å sikre en driftsmessig forsvarlig tilknytning av nytt forbruk.

Dersom tilknytning i eksisterende nett ikke er driftsmessig forsvarlig, utløses Statnetts utrednings- og investeringsplikt. Statnett plikter da å planlegge, søke konsesjon for og om nødvendig investere i nye nettanlegg uten ugrunnet opphold (forskrift om nettregulering og energimarkedet §§3-2 og 3-3). Kunden må vente med å knytte seg til nettet eller øke uttak/innmating til tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. Statnett kan søke om unntak fra tilknytnings- og investeringsplikten for produksjon dersom tilknytningen ikke er samfunnsøkonomisk rasjonell. For forbruk kan vi kun søke unntak i ekstraordinære tilfeller. Selv om vi kan søke unntak, legger Statnett stor vekt på å oppfylle tilknytningsplikten.

Tilknytningsplikten er et skal-krav og tilknytningsplikten for forbruk veier tungt slik at mulighetene for å søke unntak fra denne er svært begrenset. Oppgaven med å tilknytte industriforbruket reflekteres i



første effektmål. Alternativet ville vært at det inngår som et absolutt krav i utformingen av konsepter. At vi har det med som et effektmål gjør at vi også kan vurdere mindre omfattende konsepter, som kan legge til rette for mye, men ikke alle forbruksplaner. Det er også stor usikkerhet knyttet til fremtidig forbruksvekst og produksjon. Vi mener derfor hensiktsmessig å holde dette som et bør-krav i tidlig planlegging av nett.

#### *Statnett vurderer at tiltakene ikke er anleggsbidragspliktig (skal-krav)*

Fra 1. januar 2019 plikter Statnett å kreve anleggsbidrag når en kunde som enten ber om tilknytning, økt kapasitet eller bedre kvalitet utløser behov for tiltak i nettet. Hvorvidt Statnett plikter å kreve kundene for anleggsbidrag, avhenger av hvilket behov som utløser det aktuelle netttiltaket. Behovsvurderingen for denne KVUen synliggjør at det er flere ulike behov som alle påvirker løsningsvalget, herunder forbruksvekst på Sørlandet, Grenlandsområdet og Østlandet samt produksjon fra havvind og flaskehals. Behovsbildet er med andre ord sammensatt og tiltaket svarer på flere ulike behov i transmisjonsnettet. Statnett vurderer at det er sannsynlig at vi ville gjennomført samme tiltak også uten spesifikke tilknytningsforespørslers. Tiltaket er dermed vurdert som ikke anleggsbidragspliktig ettersom det ikke er grunnlag for å hevde at det er enkeltkunder som utløser tiltaket.

#### *Statnett kan ikke eie eller ha kontroll over kraftproduksjon (skal-krav)*

Det er et skille mellom å drive med nett og produksjon. Med dagens regelverk er etablering og drift av kraftproduksjon tiltak utenfor Statnett sin kontroll. Dette medfører at å etablere mer produksjon i et område som alternativ til nett ikke er aktuelt.

Vi behandler denne rammen som et skal-krav siden det ikke er mulig for Statnett å eie produksjonsanlegg.

#### *Nye anlegg bygges for 420 kV-spenningsnivå (bør-krav)*

Statnett har valgt å ta utgangspunkt i 420 kV som spenningsnivå for alle nye ledninger i transmisjonsnettet. Dette begrenser hvilke spenningsnivåer vi vurderer i denne utredningen. Samtidig er ikke dette en lovpålagt ramme, slik at dette er et bør-krav som kan fravikes.

### **3.2 Nullalternativet er referansen som konseptene skal sammenliknes med**

Nullalternativet i en samfunnsøkonomisk analyse skal representere en forsvarlig videreføring av dagens situasjon. Det er differansen i nytte og kostnader mellom nullalternativet og utbyggingskonseptene som synliggjør lønnsomhet av nye netttiltak.

Nullalternativet er referansen konseptene skal sammenliknes med. Dette innebærer at vi skal inkludere kostnader til et minimum av vedlikehold som er nødvendig for at alternativet skal være reelt. I tillegg skal vedtatt politikk, som regelverk, lover og grenseverdier ligge til grunn for utformingen av nullalternativet (Finansdepartementet 2021).

Rammene som er omtalt i vedlegg V3 legger også føringer for nullalternativet.

I dette kapitlet beskriver vi de viktigste forutsetningene i nullalternativet.

#### **Nullalternativet inkluderer nødvendige reinvesteringer**

Nullalternativet vil innebære store reinvesteringskostnader gjennom analyseperioden. Den viktigste reinvesteringen er knyttet til oppgradering av 300 kV-nettet nord i NO2 som går fra øst til vest, fra Flesaker til Sauda. Langs disse 300 kV-ledningene er det tilknyttet flere større vannkraftverk. Reinvestering av nettet her er derfor viktig for å opprettholde dagens nettfunksjon og tilknytning av vannkraften.

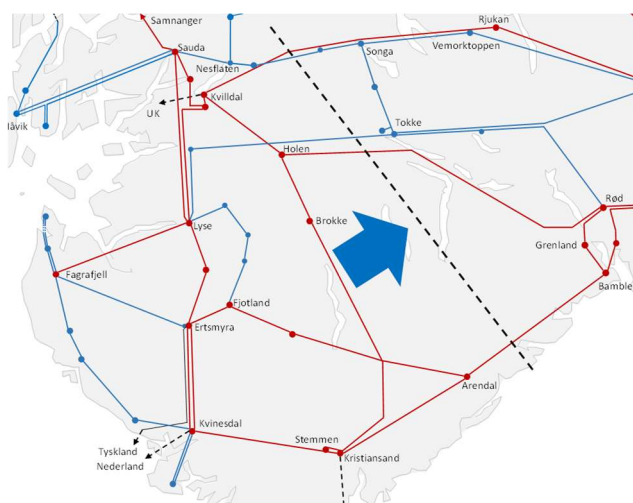
For å kunne presentere en oversiktlig analyse og vise et godt sammenligningsgrunnlag tar vi kun med kostnadene som er knyttet til de reinvesteringene som er relevante for sammenligning mellom nullalternativet og utbyggingsalternativene. I denne analysen gjelder det i all hovedsak reinvestering av 300 kV-ledningen fra Lyse via Tokke til Rød til 420 kV<sup>16</sup>. Kostnaden av denne reinvesteringen er estimert til 4 800 MNOK i reelle kroner og inngår i alle konseptene. I Konsept 2, som innebærer reinvestering av Telemarksnettet, vil deler av denne kostnaden komme tidligere enn i de andre konseptene.

Nullalternativet inkluderer, på samme måte som de andre konseptene, også allerede planlagte netttiltak som beskrevet i kapittel 2.2. De planlagte netttiltakene er inkludert i basisnettet for å synliggjøre effekten av konseptene i KVUen. Kostnaden av disse tiltakene er ikke inkludert fordi de vil være like for alle konsepter.

Det er altså flere kostnader for alle konseptene enn det som kommer frem i denne sammenligningen. Dette påvirker ikke rangeringen.

### Prisområdegrensen NO1-NO2 er i analysen flyttet til Grenlandssnittet

Som beskrevet kort i behovsanalysen klarer ikke markedet å løse flaskehalsen på Grenlandssnittet effektivt med dagens prisområde-grenser.<sup>17</sup> Dette er fordi den strukturelle flaskehalsen ved flyt inn mot det sentrale Østlandet flyttes fra dagens prisområdegrense NO1-NO2, Flesaker-snittet, til Grenlandssnittet. For å kunne gjøre realistiske analyser av nettet har vi i analysene flyttet prisområdegrensen mellom Sør- og Østlandet, NO2 og NO1, til Grenlandssnittet. Dette er illustrert i Figur 3-2. Nullalternativet og de andre konseptene har altså en annen prisområdegrense enn dagens kraftsystem.



Figur 3-2 Illustrasjon av prisområdegrense, NO2-NO1, benyttet i analysen.

### I nullalternativet går vi glipp av verdiskaping, billigere produksjon og reduserte klimagassutslipp

I behovsanalysen illustrerte vi konsekvensene dersom store volum havvind og forbruk hadde blitt etablert, uten at vi gjennomfører tiltak. Vi viste at dette fører til store prisforskjeller mellom NO1 og NO2 på grunn av begrensningene i Grenlandssnittet. Konsekvensen er at det blir flere timer med effektknapphet på Østlandet. Forbruk på Østlandet må koble ut for å skape balanse. Jo mer forbruk vi tilknytter, jo mer forbruk må koble ut i perioder med knapphet. I tillegg får vi ikke utnyttet den økte havvindproduksjonen eller billig import fra kontinentet effektivt. Dette skaper en ugunstig situasjon i markedet for nytt forbruk og produksjon å etablere seg i.

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 nullalternativet. Selv om flaskehalsene som oppstår med mer havvind ikke gir like store konsekvenser som tilknytningen av

<sup>16</sup> Statnetts strategi tilsier at alle ledninger som reiveseters skal ha 420 kV spenningsnivå fordi merkostnaden er liten og kapasitetsøkningen stor.

<sup>17</sup> Dette kan man lese om i mer detalj i områdestudien *Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet*.

forbruk på Østlandet, har det mye å si for inntjeningen til havvind. Uten tiltak vil kraftprisene i NO2 gå ned, spesielt i periodene det blåser. Dermed får den tilknyttede havvinden lavere oppnådd kraftpris og lavere lønnsomhet. Dette kan føre til at mindre produksjon faktisk blir etablert.

Det samme gjelder for industriaktører. 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 hverken 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.

Gitt tilstrekkelig kapasitet i tilknytningspunktene vil det trolig være mulig å håndtere en viss økning i forbruket, samt tilknytte havvind til Sørlandet uten større netttiltak. Det vil imidlertid bli en mer krevende systemdrift og tidvis høye priser som fører til noe redusert forbruk.

Vi vet 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 vil bli lavere vekst både i forbruk og produksjon uten tiltak.

Statnett har tilknytningsplikt. Dersom vi ikke gjør tiltak vil vi ikke kunne knytte til forbruk utover det vi har sagt ja til i dag, og vi vil bryte tilknytningsplikten. I nullalternativet sier vi dermed at vi må søke unntak fra tilknytningsplikten.

Nullalternativet i denne KVUen innebærer tilknytning av 2 800 MW havvind på Sørlandet. Selv om det vil gi økte prisforskjeller og mindre effektiv utnyttelse av produksjonssystemet, er det ikke årsaken til effektproblemene på Østlandet.

Nullalternativet innebærer en lavere forbruksvekst og avvist forbruk. Omfanget av avvist forbruk vil avhenge av hvor stor forbruksveksten faktisk blir, og hvilken geografisk plassering forbruket vil ha.

Å avvise forbruk eller å ikke tilrettelegge for at det vil etableres anser vi som en samfunnsmessig kostnad da vi går glipp av verdiskapning. For forbruket i Grenlandsområdet er det i tillegg snakk om store reduksjoner av CO<sub>2</sub>-utslipp i forbindelse med elektrifisering av eksisterende industri. Dette vil også være en samfunnsmessig kostnad da industriene vil fortsette å slippe ut CO<sub>2</sub> i nullalternativet.

### 3.3 Alternativer til nett løser ikke behovet

Som en del av mulighetsstudien har vi undersøkt om det er aktuelt med tiltak som ikke innebærer investeringer i kraftnettet. Det betyr at vi må få den fleksibiliteten som økt kapasitet i nettet gir, på andre måter. Fleksibilitet kan i denne sammenheng komme fra produksjon, energilager og/eller forbruk.

Med fleksibilitet menes evne og vilje til å modifisere produksjons- og/eller forbruksmønster på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift<sup>18</sup>. Økt produksjon representerer også alternativer til nettoutbygging.

I vedlegg V4 vurderer vi følgende alternativer til nett:

- Redusere eller flytte effekttopper i forbruk
- Økt produksjon i NO1 og Telemark
- Bedre utnyttelse av dagens nett

---

<sup>18</sup> Definisjon hentet fra FME CINELDI.

Scenarioene vi bruker for forbruksutvikling baserer seg på Statnetts forbruksscenarioer<sup>19</sup> og er nærmere beskrevet i kapittel 2.3. Statnett legger energieffektivisering til grunn i alle scenarioene for alminnelig forbruk. For landbasert industri er kjente planer om energieffektivisering inkludert i scenarioene. Våre scenarioer gjenspeiler derfor en viss grad av energieffektivisering.

Energieffektivisering i bygg og industri vil påvirke effektforbruket, men det er usikkert hvor mye. I tillegg er det usikkert hvor mye forbruket responderer på pris i timene med høyest forbruk, som igjen avhenger av den øvrige pris- og markedsutviklingen. Som beskrevet i behovsanalysens kapittel 2.3 planlegges det for en kraftig økning av industriforbruk. Historisk sett er industriforbruk lite fleksibelt og har høye avbruddskostnader. Industrikundene som nå har søkt om tilknytning oppgir at de kommer til å ha flate og lite fleksible laster.

Vi mener derfor at vi må planlegge for en kraftig økning av energi- og effektforbruk i årene fremover.

Ny produksjon på østsiden av Grenlandssnittet kan bidra til å redusere timer med flaskehals mellom Østlandet og Sørlandet. Samtidig må vi kunne dekke forbruket også i perioder der det ikke blåser, og solen ikke skinner. Vi må bygge ut svært mye ny produksjon på kort tid for å dekke opp for de store forbruksøkningene vi ser i nær fremtid. Dersom vi får en forbruksøkning i Grenlandsområdet på opptil 1 800 MW, må det etableres produksjon med tilgjengelig vintereffekt i samme størrelsesorden for at dette skal være et reelt alternativ til å bygge nett alene. Store produksjonsanlegg kan også utløse behov for å oppgradere nettet dersom de ikke kan etableres i tilknytning til store forbrukere.

Vi vurderer i denne KVUen at alternativer til nett som enkeltstående tiltak ikke vil kunne oppfylle de effektmålene som vi har formulert. Vi vurderer også at et konsept bestående av ulike kombinasjoner av alternativer til nett heller ikke vil løse behovet basert på den kunnskapen vi har i dag om produksjon, forbruk og en bedre systemutnyttelse.

### **3.4 Konsept 1 – Ny ledning i Østre korridor løser behovet**

I dette konseptet ser vi på effekten av å forsterke nettet mellom Grenlandsområdet og Sørlandet, i Østre korridor.

Konseptet innebærer å forsterke fra Grenlandsområdet mot Kristiansandsområdet ved å bygge en ny 420 kV-ledning på strekningen. Den nye ledningen vil komme i tillegg til 420 kV-ledningen som allerede går mellom Bamble via Arendal til Kristiansand. Vi har sett på to ulike varianter av en slik forsterkning:

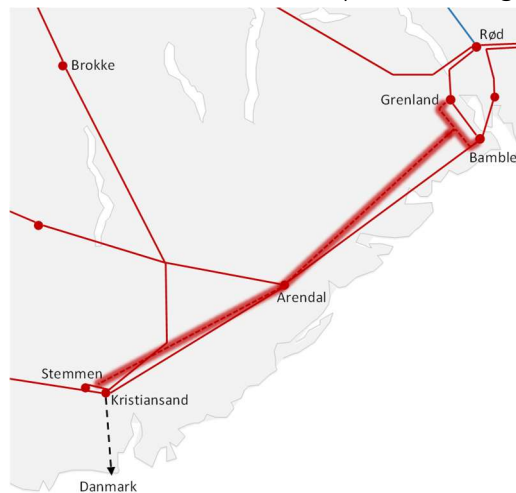
- Konsept 1A: Fra Grenlandsområdet via Arendal til Kristiansandsområdet
- Konsept 1B: Fra Grenlandsområdet til ny stasjon Skåreheia

---

<sup>19</sup> [Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 - delrapport til Langsigtig Markedsanalyse 2022-2050 \(statnett.no\)](https://www.statnett.no/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050-delrapport-til-langsigtig-markedsanalyse-2022-2050)

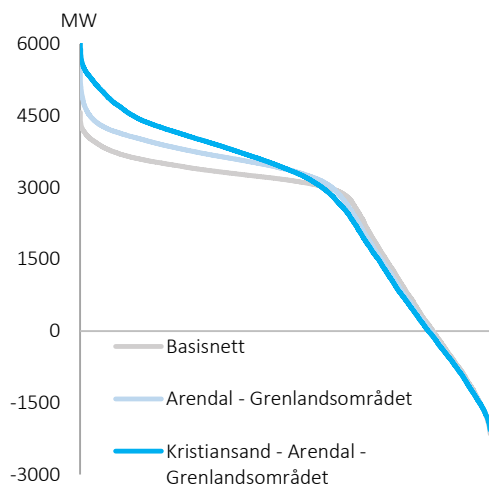
### Forsterking via Arendal møter behovet

Med en ny 420 kV-ledning mellom Grenlandsområdet og Arendal, illustrert i Figur 3-3, vil flyten nordover fra Sørlandet til Grenlandsområdet øke. Vi ser imidlertid at den fulle kapasitetsøkningen tiltaket gir mellom Arendal og Grenlandsområdet ofte ikke utnyttes fullt ut fordi flyten begrenses av høy flyt på 420 kV Kristiansand-Arendal. Den høye flyten kommer av at Grenlandssnittet ikke lenger er begrensende, noe som øker flyten fra Sørlandet på 420 kV Kristiansand-Arendal. Vi ser at flyten på ledningen blir så stor at vi må drifte med lavere overføringsgrenser. Når en ledning allerede er høyt belastet, kan vi ikke overbelaste den i forbindelse med feil i strømmettet da det kan føre til enda en feil. Dette begrenser flyten videre mot Østlandet i stor grad. Områdestudien pekte også på at ledningen 420 kV Kristiansand-Arendal kan bli begrensende, og at vi burde vurdere om en ny ledning i Østre korridor betyr å forsterke hele veien fra Kristiansand til Grenlandsområdet. I denne utredningen har vi sett nærmere på dette og vi ser tydeligere nå behovet for å forsterke hele veien mellom Kristiansandsområdet og Grenlandsområdet. Dette kommer blant annet av hvordan forbindelsen mellom Kristiansand og Arendal kan belastes i driften og simuleringer gjort i etterkant av områdestudien.

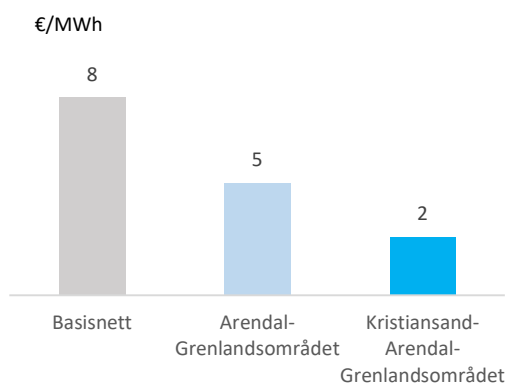


Figur 3-3 Illustrasjon av konsept 1A, via Arendal.

En ny ledning mellom Arendal og Grenlandsområdet alene øker flyten fra Sør- til Østlandet (gjennom ny prisområdegrense) med opptil 600 MW, og gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom områdene minker med 3 €/MWh. Flytøkningen er referert til maksflyt<sup>20</sup> i basisnett, og kan forstås som forskjellen i maksflyt mellom konseptet med nettfosterkning og basisnett.



Figur 3-4 Varighetskurve for flyt inn til Østlandet fra sør og vest (gjennom ny prisområdegrense) mellom uke 49 og 9 (vinter) med og uten konsept 1A.



Figur 3-5 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO1-NO2 med og uten nettfosterkninger i konsept 1A.

<sup>20</sup> Maksflyten er funnet fra varighetskurven for flyten fra Sørlandet og inn til Østlandet (tilsvarende den nye prisområdegrensen NO2 til NO1) i Høy-scenariet. Vi har derfra tatt utgangspunkt i 99,75-persentilflyten.

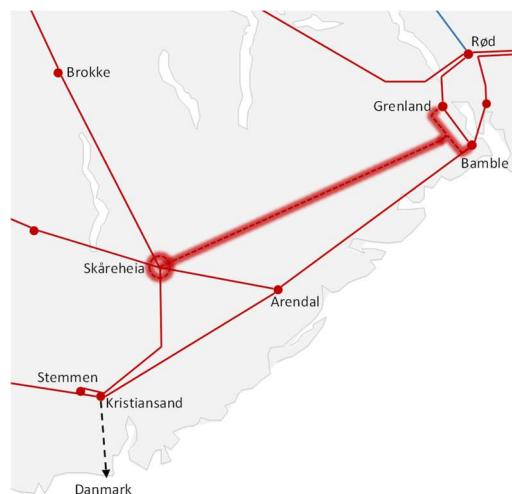
Figur 3-4 viser at når vi forsterker nettet hele veien fra Kristiansandsområdet via Arendal til Grenlandsområdet øker flyten med opptil 1 300 MW. Vi kan og se av Figur 3-5 at gjennomsnittlig absolutt prisforskjell reduseres med 6 €/MWh. Da vil eksisterende 420 kV-ledning mellom Kristiansand og Arendal avlastes betydelig og ikke lenger opptre som flaksehals for flyt videre mot Østlandet. Dette vil dermed tilrettelegge for en betydelig høyere flyt fra Sør- til Østlandet sammenlignet med forsterkningen kun fra Arendal til Grenlandsområdet.<sup>21</sup> I konsept 1A ser vi derfor behovet for å forsterke hele veien fra Grenlandsområdet til Kristiansandsområdet.

Forbindelsen må ikke bygges i ett trinn. Det er mulig å tilpasse tidspunktet for byggingen av strekningen fra Kristiansandsområdet til Arendal ut ifra hvordan forbruksplanene utvikler seg.

Denne varianten av konseptet innebærer å bygge omtrent 140 km med ledning og utvidelse av stasjonene på veien. Investeringskostnadene vil ligge på 2 300 MNOK i reelle kroner eller 1 800 MNOK i nåverdi.

### Forsterkning til Skåreheia gir ikke like stor flytøkning, men har noen andre nyttevirkinger

Det er mulig å forsterke Østre korridor på flere måter. En annen mulighet, illustrert i Figur 3-6, innebærer å etablere en ny stasjon i nærheten av der 420 kV-ledningene Honna-Arendal og Kristiansand-Brokke passerer hverandre og bygge en ny forbindelse fra dette punktet til Grenlandsområdet. Denne varianten av konsept 1 innebærer også en forsterkning av Østre korridor hele veien mellom Sør- og Østlandet, men her benyttes deler av eksisterende ledning mellom Kristiansand og Brokke på siste del av strekningen. Dette er en triplex<sup>22</sup> ledning som kan overføre mye strøm. Behovet for en ny ledning helt til Kristiansandsområdet blir mindre i denne varianten.



Figur 3-6 Illustrasjon av konsept 1B, til Skåreheia.

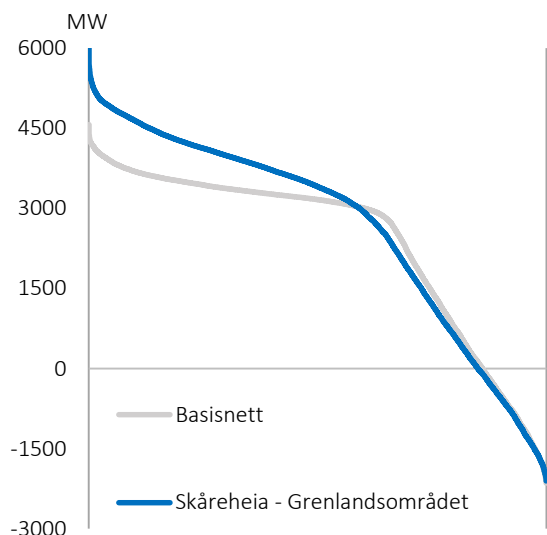
I Figur 3-7 kan vi se at denne varianten av konsept 1 vil øke flyten fra Sør- til Østlandet med opptil 1 100 MW.

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell reduseres med 6 €/MWh, som vist i Figur 3-8.

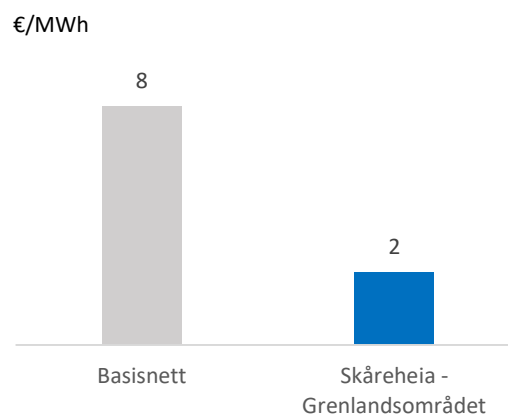
Det vil innebære bygging av omtrent 100 km ledning avhengig av trasévalg. I tillegg må det bygges en ny stasjon for å koble sammen ledningene, og utvidelse av eksisterende stasjoner.

<sup>21</sup> Det som da blir begrensende for overføringen mellom Sørlandet og Østlandet er utfall av den nye ledningen mellom Arendal og Grenlandsområdet og påfølgende overlast på den eksisterende ledningen.

<sup>22</sup> Triplex linetverrsnitt betyr at hver ledning består av tre liner i motsetning til duplex der hver line består av to. Flere liner gir bedre overføringskapasitet, mindre tap og et sterkere nett.



Figur 3-7 Varighetskurve for flyt inn til Østlandet fra sør og vest (gjennom ny prisområdegrense) mellom uke 49 og 9 (vinter) med og uten konsept 1B.



Figur 3-8 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO1-NO2 med og uten nettførsterkninger i konsept 1B.

Den nye stasjonen kaller vi foreløpig Skåreheia. Skåreheia stasjon vil bli en stor stasjon med minst fem 420 kV-ledninger tilknyttet stasjonen. I tillegg har regionalnettseier Glitre Nett kommunisert at det kan være aktuelt med transformering til 132 kV i stasjonen dersom den etableres da det kan bety sparte reinvesteringer i deres regionalnett.

Ny stasjon kan redusere behovet fra dobbel- til enkeltlinje på 80 km regionalnett i området. Ved reinvesteringstidspunkt vil det da gi sparte reinvesteringer i 132 kV-nettet.

I konsept 1B kan vi bygge 40 km mindre ledning enn i konsept 1A. Samtidig må vi etablere en ny, stor stasjon. Investeringskostnadene vil her ligge på omtrent 2 500 MNOK i reelle kroner eller 1 900 MNOK i nåverdi. Investeringskostnadene mellom de to variantene er ganske like, men konsept 1B gir litt lavere økning i flyt enn konsept 1A.

På den andre siden har vi nyttevirkninger i regionalnettet. De sparte reinvesteringene i regionalnettet er på omtrent 250 MNOK i reelle kroner ifølge Glitre Nett. Dette veier ikke opp for hele kostnadsdifferansen mellom variantene i konsept 1, men Glitre Nett peker også på andre nyttevirkninger, som at tiltaket kan tilrettelegge for tilknytning av både produksjon og forbruk.

Både variant A og B vil kunne løse behovet.

### 3.5 Konsept 2 – Forskuttet reinvestering i Telemarksnettet løser ikke behovet

I dagens nett er det Grenlandssnittet, som består av 420 kV-ledningene Arendal-Bamble og Holen-Rød, som begrenser flyten inn mot Østlandet. I konsept 1 ser vi på en forsterkning av den sørligste delen i snittet, mens vi i dette konseptet ser på en forsterkning av den nordligste<sup>23</sup>, illustrert i Figur 3-9.

I stedet for å vurdere en ren dublering av 420 kV-ledningen Holen-Rød med en ny ledning i parallell, har vi vurdert effekten av en ny ledning fra Holen til Tokke i kombinasjon med å forskuttere reinvesteringen av 300 kV-ledningene mellom Tokke og Rød til 420 kV. Vi forskutterer også reinvestering av stasjonene Tokke og Holen. Ny 420 kV-stasjon ved Tokke stasjon blir heretter kalt Eidsborg stasjon.

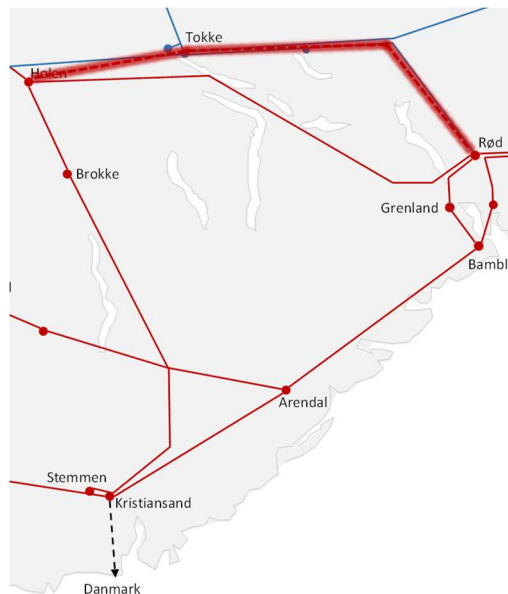
I nullalternativet vil reinvestering av 300 kV-ledningene og stasjonene komme senere, mellom 2040 og 2045. I konsept 2 reinvesterer vi rundt 2030.

Oppgradering videre vestover mot Førre/Lyse er mindre relevant for kapasiteten mellom Sørlandet og Østlandet så den holdes uendret i alle konsept.

Konsept 2 innebærer å bygge omtrent 55 km ny ledning mellom Holen og Eidsborg og reinvestere 105 km ledning mellom Eidsborg og Rød. Samtidig kan om lag 75 km ledning saneres. I nåverdi er investeringskostnaden estimert til om lag 1 300 MNOK, hvorav om lag 700 MNOK er knyttet til kostnaden av å forskuttere reinvesteringene, og om lag 600 MNOK er knyttet til den nye ledningen. I reelle kroner er kostnaden for den nye ledningen mellom Holen og Eidsborg litt i overkant av 800 MNOK.

#### Holen-Tokke-Rød på 420 kV gir ikke tilstrekkelig økning i flyt

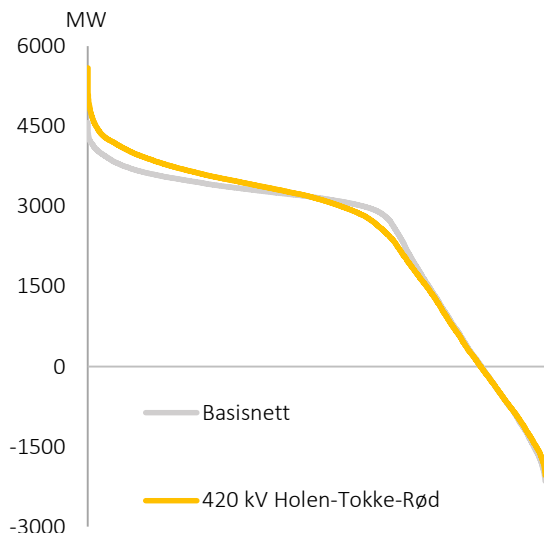
Ved å forsterke nedre del av Telemarksnettet fra Holen via Tokke til Rød, avlaster vi 420 kV Holen-Rød som er det svake leddet i Grenlandssnittet. Forbindelsen vil også avlaste Østre Korridor litt, men flyten her er fremdeles høy. Figur 3-10 viser at konseptet tilrettelegger for opp mot 600 MW mer flyt mellom Sørlandet og Østlandet før vi får nye begrensninger. Med mulighet for høyere flyt, ser vi at det neste som blir begrensende for kapasiteten vil være utfall i Midtre korridor og overlast på 420 kV ledningen Arendal-Bamble.



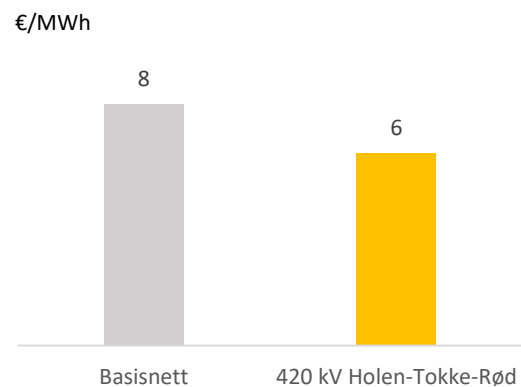
Figur 3-9 Illustrasjon av konsept 2. Rød linje indikerer spenningsoppgradert ledning Holen-Tokke-Rød.

<sup>23</sup> For mer utfyllende informasjon om tilstanden i Telemarksnettet og stasjonene på strekningen se *Områdeplan Telemark og Vestfold*.





Figur 3-10 Varighetskurve for flyt inn til Østlandet fra sør og vest (gjennom ny prisområdegrense) mellom uke 49 og 9 (vinter) med og uten konsept 2.



Figur 3-11 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO1-NO2 med og uten nettforsterkninger i konsept 2.

Figur 3-11 viser at nettforsterkningene vil redusere gjennomsnittlig absolutt prisforskjell med 2 €/MWh.

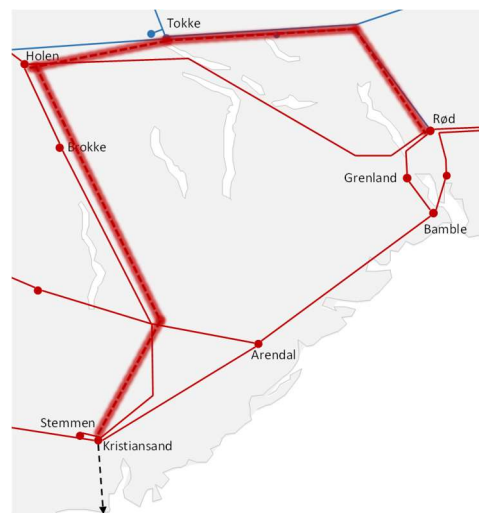
Konseptet inkluderer to nye stasjoner i tillegg til at det skal bygges nye ledninger. Dette vil ta tid og det er stor usikkerhet knyttet til hvor raskt man vil kunne gjennomføre dette.

### Selv med en ny 420 kV-ledning i Midtre korridor får vi lite økt flyt fra sør til øst

En mulig utvidelse av konseptet kan innebære en dublering av ledningene i Midtre korridor, med en ny 420 kV-ledning fra Kristiansandsområdet til Holen. Dette er illustrert i Figur 3-12.

Denne utvidelsen gir ytterligere 200 MW økt flyt fra Sørlandet til Østlandet og konsept 2 kan derfor øke flyten med opptil 800 MW sammenlignet med basisnett. Forsterkning av Midtre korridor krever ytterligere 155 km med ledning og må legges gjennom et vernet naturområde.

Vi ser at selv med dublerte 420 kV-ledninger i Midtre korridor og oppgraderinger i Telemarksnett er avstandene så store og ledningene så lange at spenningskollaps igjen blir begrensende ved utfall av 420 kV-ledningen Arendal-Bamble.



Figur 3-12 Illustrasjon konsept 2 inkludert dublering av Midtre korridor.

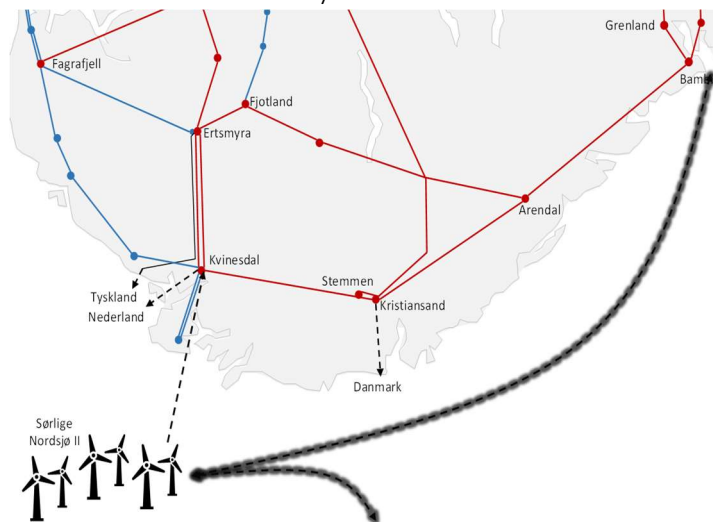
Konseptet har her en total investeringskostnad på i overkant av 3 400 MNOK i nåverdi.

Samlet ser vi at konsept 2 ikke møter behovet.

### 3.6 Konsept 3 – Havvind fra SNII som hybrid til Grenlandsområdet løser behovet

Tilknytning av havvind kan skje enten som hybrid eller som radial. En radial knytter havvinden kun til Norge, mens en hybridkabel vil ha en forgreining til minst ett annet land. Det betyr at med hybrid vil vi ha muligheten til å importere kraft også når det ikke blåser. Det er ikke Statnett som beslutter om tilknytningen av havvind skal være i form av en radial eller en hybrid. Statnett beslutter heller ikke tilknytningspunkt, men vi kan komme med anbefalinger om hva vi mener er mest rasjonelt.

I mulighetsstudien fokuserer vi på fase 2 fra SNII. Denne har, som fase 1, Sørlandet som nærmeste egnede tilknytningspunkt. I mulighetsstudien ser vi på muligheten for å tilknytte havvinden til Grenlandsområdet via en lengre HVDC-forbindelse i havet, og på den måten omgå begrensningene i nettet på land. Dette er illustrert i Figur 3-13. Tanken er at dette kan avlaste Østre korridor.



Figur 3-13 Illustrasjon av konsept 3 – Havvind(hybrid) fra SNII til Grenlandsområdet.

#### Havvind som hybrid til Grenlandsområdet vil gjøre begrensningen i Grenlandssnittet mindre

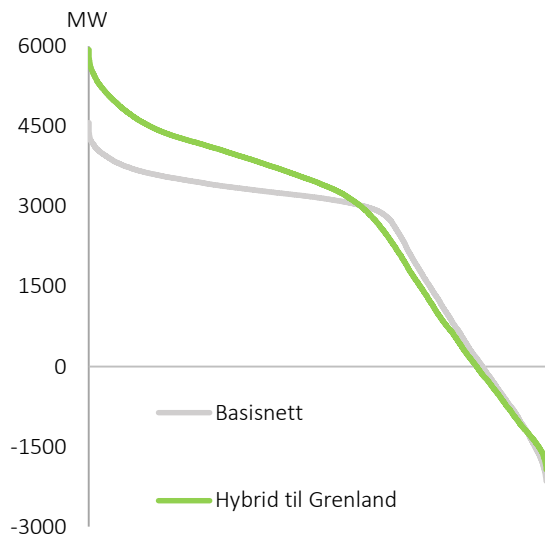
Områdestudien konkluderer med at tilknytning av havvind i Grenlandsområdet vil avlaste flyten inn mot området fra Sørlandet betydelig. Dette vil altså dempe flaskehalsene vi ser i Østre korridor i perioder med høy produksjon fra havvinden.

Med en radiell tilknytning til Grenlandsområdet vil vi avlaste flyten nordover i Østre korridor, men kun i timer der det blåser. I timene der det ikke blåser vil det fortsatt være kapasitetsbegrensninger på Grenlandssnittet og prisen i NO1 vil kunne bli svært høy. Radial til Grenlandsområdet øker flyten i Østre korridor sørover på sommeren når forbruket på Østlandet er lavere. Dette er en periode som brukes til utkoblinger og vedlikehold av ledningsnettet. Kapasiteten vil derfor trolig være begrenset i sommerperiodene. Dette vil kunne gi prisforskjeller mellom NO1 og NO2 sommerstid, fordi kapasiteten mellom områdene må settes ned.

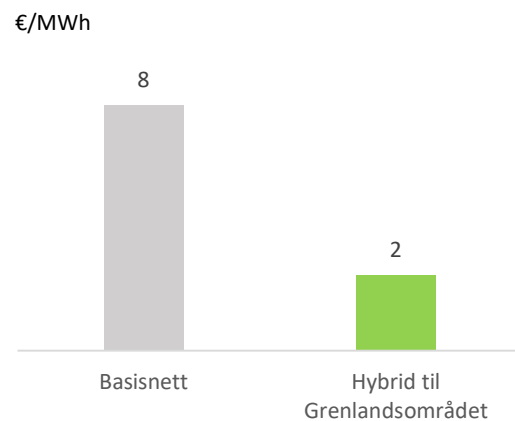
Med en hybrid til Grenlandsområdet vil vi kunne importere kraft i perioder der det trengs. En hybrid er i så måte en sikrere tilgang på kraft enn en radial, men vil også avhenge av kraftsituasjonen i landet det andre landet den er tilknyttet. En hybrid til Grenlandsområdet vil, i motsetning til andre tilknytningspunkt lenger sør, avlaste flyten i Østre korridor begge veier.

Konsept 3 går derfor ut på å knytte til havvind i Grenlandsområdet som hybrid.

Figur 3-14 viser at hybrid til Grenlandsområdet tilrettelegger for omtrent 1 300 MW økt flyt inn mot Østlandet, og Figur 3-15 viser at reduksjonen i gjennomsnittlig absolutt prisforskjell er 6 €/MWh. Dette er omtrent samme resultat for endringer i flaskehals og prisforskjeller som om vi bygger en ny ledning i Østre korridor.



Figur 3-14 Varighetskurve for sum flyt inn til Østlandet fra sør og vest (summert flyt gjennom ny prisområdegrense og flyt inn fra hybrid) mellom uke 49 og 9 (vinter) med og uten konsept 3.



Figur 3-15 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO1-NO2 med og uten nettførsterkninger i konsept 3.

### Det er omtrent 150 km lenger til Grenlandsområdet enn til Sørlandet

Sørlike Nordsjø II er langt fra land og en tilknytning hit vil måtte gjøres med en HVDC-kabel, uansett om tilknytningen på land er i Grenlandsområdet eller på Sørlandet. Men det er lenger avstand fra SNII til Grenlandsområdet enn til Sørlandet. Et estimat på mulig trase i havet viser at det vil kreve omtrent 150 km lenger kabel for å knytte til havvinden i Grenlandsområdet. Dette gir en merkostnad på ca. 3 150 MNOK i reelle kroner sammenlignet med å trekke kabelen til Kristiansandsområdet. I nåverdi er dette beregnet til omtrent 2 350 MNOK.

Dette grovestimatet inkluderer ikke omformeranlegg fordi dette vil være en kostnad uansett hvor tilknytningspunktet blir. Kostnader for avstandsforskjeller på land for ulike tilknytningspunkter lokalt er heller ikke inkludert da disse avstandsforskjellene er antatt å være relativt små sammenlignet med kostnadene for HVDC-anlegg.

### 3.7 Vi tar med konsept 1 og konsept 3 videre fra mulighetsstudien til alternativanalysen

Basert på en vurdering av hvilke av mulighetene som møter behovet tar vi følgende konsepter med videre til alternativanalysen, i tillegg til nullalternativet:

- Konsept 1: Ny ledning i Østre korridor
- Konsept 3: Hybrid til Grenlandsområdet

Tabell 3-1 oppsummerer vi vurderingene som er gjort. Dette er en forenklet illustrasjon av virkningene og ikke ment som en nyansert fremstilling. Tabellen tar utgangspunkt i analyser gjort for Høy-scenariet. Rød strek i tabellen betyr at virkningen ikke er oppfylt i tilstrekkelig grad, eller at den løses betraktelig bedre i et av de andre konseptene.

Tabell 3-1 Oppsummering av vurderingene som er gjort i mulighetsstudien. Nederste linje viser hvilke konsept som blir tatt med videre til alternativanalysen og hvilke konsept som forkastes. Vurderingene baserer seg på analyser av Høy-scenario.

Virkning	Null-alternativ	Alternativer til nett	Ny ledning i Østre korridor (K1)	Forskuttet reinvestering Telemark (K2)	Hybrid til Grenlandsområdet (K3)
Muliggjør tilknytning av nytt forbruk	—	—	✓	—	✓
Muliggjør tilknytning av 2 800 MW havvind	✓	✓	✓	✓	✓
Reduserer prisforskjeller	—	—	✓	—	✓
Usikkerhet	Liten	Stor	Middels	Middels	Stor
Virkning på natur og miljø	Liten	Liten	Middels	Liten*	Liten
Totalkostnad <sup>24</sup> (nåverdi mrd. NOK)	0	0	1,9	1,4	2,5
Tas videre?	✓	✗	✓	✗	✓

\*Dersom man inkluderer dublering av Midtre korridor i dette konseptet vil denne bli Stor.

### Konsept 2 gir lite økt flyt og forkastes i mulighetsstudien

Å forsterke nettet gjennom indre Telemark gir noe økning i kapasitet inn mot Østlandet, men økningen er betydelig mindre enn i konsept 1 og 3. Dette gjør at vi ikke kan tilknytte like mye forbruk i dette konseptet som i de to andre konseptene. Reduksjonen i prisforskjell mellom NO1 og NO2 er også mindre i dette konseptet. Dermed oppfyller ikke konseptet effektmål 1 og 3 på en tilstrekkelig måte, konseptet har lavere måloppnåelse, og vi forkaster det derfor i mulighetsstudien.

En ytterligere forsterkning av Midtre korridor vil heller ikke gi nok kapasitet til å veie opp for kostnadene. I tillegg går Midtre korridor gjennom et vernet natur- og fjellområde. Konseptet vil også trolig ta lang tid å gjennomføre da vi må etablere flere nye 420 kV-stasjoner samt oppgradere lange ledninger.

### Konsept 1 og 3 tilrettelegger for høy vekst i forbruk og produksjon og reduserer prisforskjeller

Et av effektmålene vi har formulert er å øke overføringskapasiteten inn mot Østlandet. Vi ser at konsept 1 og 3 oppfyller dette ved å øke flyten. Dette gjør at vi tilrettelegger for mer forbruk og mer produksjon enn det som er mulig i nullalternativet. Dette sammenfaller med to av de andre effektmålene vi har beskrevet om at vi skal tilrettelegge for betydelig økt forbruk og havvindproduksjon.

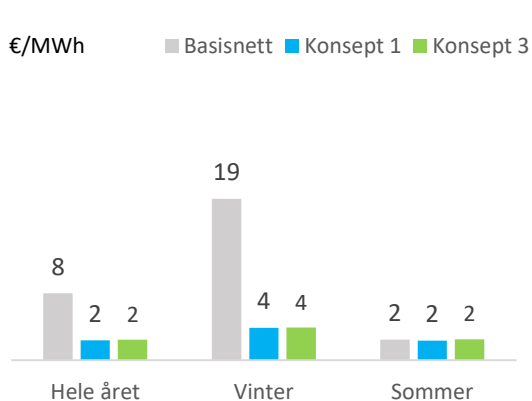
Markedsanalysene våre viser at begge konseptene reduserer flaskehals og prisforskjeller, og gir en mer effektiv utnyttelse av kraftsystemet. Prisforskjellen sier noe om størrelsen på kostnaden ved flaskehalsen, og dermed den mulige nytten av mer nettkapasitet. Flaskehals gir en

<sup>24</sup> Investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader

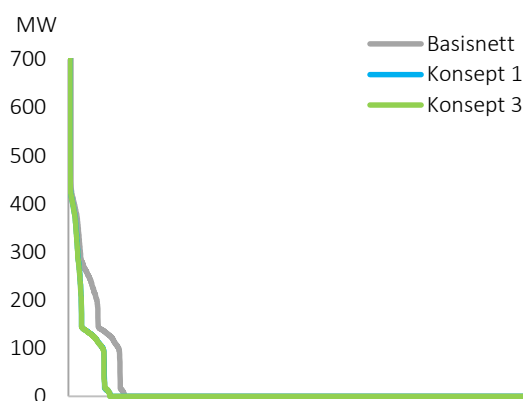
samfunnsøkonomisk kostnad i form av et effektivitetstap fordi vi med mer kapasitet kunne utnyttet det samlede kraftsystemet mer effektivt.

Uten nettførsterkninger ligger prisen om vinteren i NO1 rundt 20 €/MWh over prisene i NO2 i snitt i vårt Høy-scenario.<sup>25</sup> I kalde år med høyere forbruk kan forskjellen være vesentlig større enn dette. Av Figur 3-16 ser vi at når vi forsterker nettet i konsept 1 eller konsept 3 får vi betydelig mindre prisforskjell om vinteren mellom NO1 og NO2<sup>26</sup>. Figur 3-17 viser hvordan dette gir utslag i at mindre forbruk kobler ut på pris.

Nytten av nettførsterkningene i konsept 1 og 3 er dermed muligheten til å elektrifisere industri, tilknytte ny grønn næring og ny fornybar produksjon, og samtidig fortsatt opprettholde en forsvarlig drift.



Figur 3-16 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell NO1-NO2 i vår Høy-scenario med og uten nettførsterkninger.



Figur 3-17 Redusert forbruk i MW i NO1 om vinteren (uke 49-9) over alle simulerte værår med og uten nettførsterkninger i vårt Høy-scenario.

Ved å fjerne flaskehalsen mellom Sør- og Østlandet reduseres også de interne flaskehalskostnadene i Norge. Nytt av en intern nettførsterkning i Norge, eller avlastning av interne flaskehals, oppstår i første omgang ved at vi får utnyttet den samlede kraftverksparken i Nord-Europa bedre. I neste omgang kan dette gi langsiktige tilpasninger i Norge ved at det blir mer gunstig for ny produksjon og/eller forbruk å etablere seg i Norge. Mindre interne flaskehals øker også nytten av eventuelle fremtidige forbindelser mellom Norge og Europa.

### Konsept 1 og 3 utelukker ikke hverandre

Som vi har vist i mulighetsstudien tilrettelegger både konsept 1 og 3 for de forbruksscenarioene vi har analysert. Samtidig vet vi at Regjeringen ønsker en storstilt havvindsatsing og at vi heller ikke tilrettelegger for alle forbruksplanene vi kjenner til med anbefalt konsept i denne utredningen. De to konseptene vil derfor ikke utelukke hverandre, i hvert fall ikke på lengre sikt. Gitt at vi gjennomfører konsept 1 først, kan det likevel være aktuelt at videre utvikling av havvind føres til Grenlandsområdet. Dette samsvarer også med Statnett sine anbefalinger for tilknytning av nye havvindområder til land.<sup>27</sup>

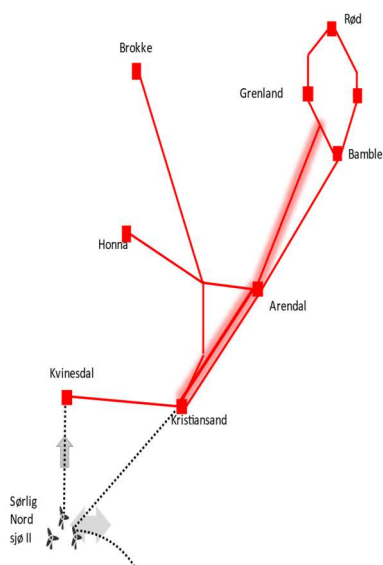
<sup>25</sup> Gitt scenario fra behovsanalysen hvor store volum forbruk og produksjon etablerer seg, uavhengig av markedsituasjonen.

<sup>26</sup> Prisene i NO1 vil likevel fortsatt være høyere på vinteren på grunn av blant annet flaskehals på ledningene fra Flesaker og inn mot det sentrale Østlandet før disse er oppgradert.

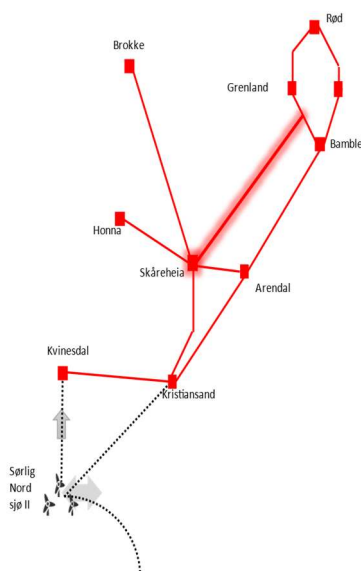
<sup>27</sup> [Tilknytning av nye havvindområder til land-rapport til NVE](#)

## 4 Alternativanalyse og samlet vurdering

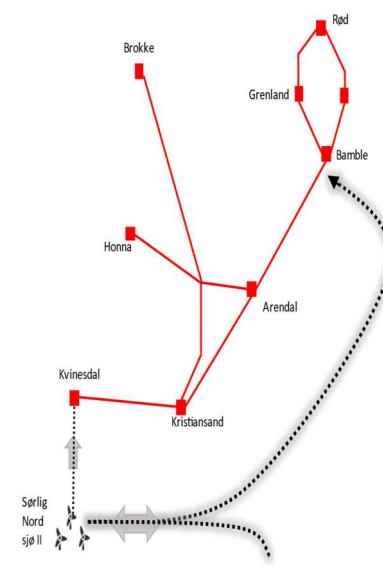
I alternativanalysen kartlegger og verdsetter vi nytte- og kostnadsvirkninger i de ulike konseptene opp mot nullalternativet. I figuren under viser vi forenklede tegninger av konseptene vi har tatt med videre fra mulighetsstudien. Figur 4-1 og Figur 4-2 viser variantene av konsept 1, Figur 4-3 viser konsept 3. Nettforsterkning er vist med rød glødende linje for ledning på land og svart stiplet linje for havvind tilknytning.



Figur 4-1 Konsept 1A – Forsterkninger i Østre korridor via Arendal.



Figur 4-2- Konsept 1B – Forsterkninger i Østre til Skåreheia.



Figur 4-3 Konsept 3 – Hybrid forbindelse fra SNII til Grenlandsområdet.

### 4.1 Vi anbefaler å bygge ny ledning i Østre korridor

I Tabell 4-1 oppsummerer og sammenstiller vi virkningene for nullalternativet og de ulike konseptene. Sammenstillingen bygger på vår vurdering av hver enkelt virkning som vi redegjør for i vedlegg V5. Nullalternativet er sammenligningsgrunnlaget vårt og vi vurderer derfor virkningene der til null.

Vi mener konsept 1 og 3 er mer samfunnsmessig rasjonelle konsepter enn nullalternativet fordi vi får tilrettelagt for en stor forbruksvekst og konseptene åpner for at vi kan tilknytte havvind også utover Sørlige Nordsjø II fase 1 og 2.

Når vi tar hensyn til både de prissatte og ikke-prissatte virkningene, usikkerhet og andre beslutningsrelevante forhold anbefaler vi å gå videre med konsept 1, ny forbindelse i Østre korridor.

Tabell 4-1 Oppsummeringstabell for prissatte og ikke-prissatte virkninger. Alle priser i MNOK og nåverdi.

Utarbeidet: Mars , 2023	Nullalternativet	Konsept 1A	Konsept 1B	Konsept 3
[Nåverdi 2023-MNOK]	Utgangsnettet	Forsterke Østre korrdior via Arendal til Kristiansandsområdet	Forsterke Østre korridor til Skåreheia	Trekke hybrid fra Sørlige Nordsjø II, fase 2, til Grenlandsområdet
<b>Prissatte virkninger</b>				
Investeringskostnader Statnett	0	-1 820	-1 875	-2 350
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-25	-105	-145
Sparte reinvesteringer regionalnett	0	0	115	0
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>0</b>	<b>-1 845</b>	<b>-1 865</b>	<b>-2 495</b>
<b>Ikke-prissatte virkninger *</b>				
Verdi nytt forbruk	0	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)
Natur- og Miljø	0	Middels (-)	Middels (-)	Liten (-)
Restverdi, levetid	0	Liten (+)	Liten (+)	0
<b>Andre beslutningsrelevante forhold</b>				
Behovet og konseptene vi undersøker i denne KVUen er en del av en større plan om å øke overføringskapasiteten mellom Sør- og Østlandet. En forsterkning av hele Østre korridor gjør at planer om nytt industriforbruk, elektrifisering av industri og tilknytning av havvind kan realiseres. I konsept 3 legger vi til grunn hybrid forbindelse mellom Sørlige Nordsjø II og Grenlandsområdet og videre til et annet land. Regjeringen har ikke besluttet om denne fasen fra SNII skal være en hybrid forbindelse og heller ikke hvem som skal planlegge og eie en slik løsning. Konseptene vi ser på legger til rette for ytterligere havvindtilknytninger i fremtiden. Høy vekst i forbruket uten ny produksjon gir svakere energibalansse og dermed også høyere kraftpriser.				
<b>Vurdering av usikkerhet</b>				
De mest kritiske usikkerhetsfaktorene i denne KVUen er knyttet til investeringskostnader og verdien av nytt forbruk. Usikkerheten i hvor og hvor mye forbruk som faktisk blir realisert påvirker lønnsomheten av konseptene, men er like stor uansett utbyggingskonsept. For investeringskostnader er usikkerheten størst i konsept 3, der både teknologivalg og et presset leverandørmarked påvirker lønnsomheten av konseptet. I tillegg til dette er det stor usikkerhet i når de ulike konseptene kan stå ferdig, der usikkerheten rundt etablering av en hybrid forbindelse er mye større enn for en ledning på land. Til slutt ser vi at i konsept 1 har Statnett mulighet til å påvirke usikkerheten, mens usikkerheten i konsept 3 ikke kan håndteres på samme måte. Totalt viser dette at konsept 1 er det mest rasjonelle valget.				
<b>Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	

\* Skala er 0-liten-middels-stor, med (+) eller (-) retning. Ikke-verdsatt indikerer kun retning, størrelse er ikke vurdert.

I konsept 3 er de prissatte virkningene drøyt 25% høyere enn i konsept 1 i forventning, dette skyldes hovedsakelig høyere investeringskostnader. I reelle kroner er investeringskostnadene for konsept 1A og 1B henholdsvis 2,3 og 2,5 mrd. For konsept 3 er investeringskostnadene i underkant av 3,2 mrd. i reelle kroner.

Blant de ikke-prissatte virkningene er det ikke mye som skiller konseptene. Konsept 3 har mindre negativ påvirkning på natur- og miljø slik vi har vurdert det. En ledning på land har en teknisk levetid som er dobbelt så lang som en HVDC-kabel. Konsept 1 vil dermed ha en større restverdi enn konsept 3. Vi har vurdert dette som en ikke-prissatt positiv virkning for konsept 1A og 1B.

Når vi ser på realopsjoner og usikkerhet ser vi et tydelig skille mellom konseptene. Konsept 1 vil ha en usikkerhet som er betydelig lavere enn konsept 3. Konsept 1 innebærer nettførsterkninger på land som Statnett kan planlegge og sende konsesjonssøknad på i henhold til dagens rammeverk. Usikkerheten i konsept 3 er høy mye grunnet andre politiske prosesser og beslutninger enn nettførsterkninger på land.

Det er også stor usikkerhet i estimatene for investeringskostnadene som vi har lagt til grunn for HVDC-forbindelsen i konsept 3. Usikkerheten tilsier at prisene kan øke ytterlig noe som vil påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten negativt i konsept 3. Investeringskostnadene for ledning kan også øke, men usikkerheten i anslaget er atskillig mindre enn for HVDC-kabel.

Konsept 1 via Arendal kan bygges i trinn for å ta hensyn til usikkerheten i forbruksutviklingen. Vi har ikke en slik mulighet i konsept 3.

Vi mener det er en betydelig høyere risiko for at det tar lengre tid å møte behovet ved å velge konsept 3, samtidig som investeringskostnadene er høyere enn i konsept 1.


#### 4.2 Usikkerhetsanalysen er i favør ny forbindelse i Østre korridor

I dette kapittelet ser vi på om usikkerheten kan påvirke rangeringen av de ulike konseptene. Videre ser vi på hvordan usikkerheten i valgt konsept, konsept 1 Østre korridor, kan påvirke lønnsomheten opp mot nullalternativet

Tabell 4-2 viser vi hvordan usikkerheten i virkningene påvirker hvilket konsept som kommer best ut. Vi viser hvordan usikkerheten påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i konseptene og eventuelt i hvilken retning usikkerheten peker. For utslag på lønnsomheten har vi brukt følgende fargekode:

- Stort utslag på lønnsomheten
- Middels utslag på lønnsomheten
- Lite utslag på lønnsomheten

Tabell 4-2 Vurdering av usikkerhet og hvilken betydning dette har for rangeringen av konseptene.

Virkning	Utslag på lønnsomheten	I favør av	Beskrivelse
Investeringskostnader		Konsept 1	Usikkerheten er større i anslaget for kostnad på HVDC-kabel. Vi ser det ikke som sannsynlig at en endring i investeringskostnadene endrer rangeringen, det forsterker heller anbefalingen av konsept 1.
Drifts- og vedlikeholdskostnader		-	En endring i drifts- og vedlikeholdskostnader vil ikke ha et stort utslag på lønnsomheten. Usikkerheten i disse kostnadene er større for HVDC-kabel, og vil uansett konsept avhenge av antall km med ledning eller kabel.
Verdien av nytt forbruk		-	Det er stor usikkerhet rundt hvor og hvor mye forbruk som faktisk vil etablere seg. Forbruket er også en viktig del av behovet og endringer her vil ha stort utslag på lønnsomheten. Et annet utviklingsmønster i forbruk og produksjon påvirker konseptene ganske likt, men i konsept 1A har vi en opsjon om trinnvis utbygging som gir oss mulighet til å reagere på endringer i forbruksmønstre.
Natur- og miljøvirkninger		Konsept 3	Usikkerheten i denne virkningen er knyttet til hva slags terreng eller landskap konseptene berører. Her er det kun gjort overordnede vurderinger.
Restverdi		Konsept 1	Det er restverdi å hente i konsept 1 fordi ledning har lenger levetid enn HVDC-kabel. I konsept 3 er forventet levetid utløpt litt etter endt analyseperiode og reinvesteringer må da gjøres.

#### Muligheten for å kunne påvirke usikkerheten og gjennomføringstidspunkt er i favør konsept 1

Det er usikkert når de ulike konseptene kan stå ferdig. Dette vil påvirke nåverdien av kostnadene. For konsept 1 antar vi idriftsettelse i 2030 eller 2031, avhengig av variant. Basert på erfaringstall er dette en rimelig antagelse, selv om uforutsette hendelser eller andre forhold kan skyve planlegging eller bygging ut i tid.

For konsept 3 er usikkerheten mye større. Her har vi i analysen antatt idriftsettelse i 2032. Dette er basert på at vi antar at fase 1 fra Sørlege Nordsjø II (SNII), som ble lyst ut mars 2023, skal være på drift i 2030. Det er signalisert fra Regjeringen at fase 2 lyses ut to år etter fase 1, og vi antar derfor idriftsettelse to år etter fase 1, selv om dette vil være et meget optimistisk anslag. Hvis vi ser på de siste HVDC-forbindelsene Statnett har bygget og satt i drift tar det mellom 5 og 10 år fra konsesjon til idriftsettelse av slike anlegg. Dersom fase 2 av SNII lyses ut i 2025 vil det altså ikke være sannsynlig at denne er på



drift til 2030, mer sannsynlig nærmere 2036. I tillegg vil konsept 3 innebære mer planlegging og kreve samarbeid mellom Norge og det andre landet hybridene skal knyttes til.

Hvis vi antar at konsept 3 ikke er ferdig før i 2036 eller senere, vil dette endre virkningene av konseptet. På kostnadssiden vil investeringskostnadene i nåverdi være lavere fordi de inntreer senere i tid. På nyttesiden vil forbruket måtte vente lenger med å få tilknytning. Ettersom forbruksaktører gjerne har kortere ledetid enn ledetidene på nettutbygging er det rimelig å anta at ikke alle kan vente på nettfosterkningene og i verste fall kan aktørene flytte eller skrinlegge planene sine. Dette vil gi betydelig lavere lønnsomhet av tiltaket.

Et annet aspekt som skiller konsept 1 fra konsept 3 er Statnett sin mulighet til å påvirke eller håndtere den usikkerheten som ligger i konseptene. I konsept 3 er ikke fase 2 i SNII lyst ut og Regjeringen har heller ikke besluttet hvorvidt neste fase skal være en hybridforbindelse, eller når dette eventuelt skal besluttes. Det er heller ikke avklart hvem som utvikle og eie slike prosjekter, men RME er tydelig på at Statnett bør eie hybridforbindelser i sin rapport om regulering av havnett fra mars 2023<sup>28</sup>. I konsept 1 har vi ikke en slik usikkerhet som Statnett ikke har kontroll over, vi kan utvikle prosjektet innenfor dagens konsesjonsrammeverk.

Tidsaspektet, usikkerhet rundt politiske beslutninger og muligheten til å påvirke eller håndtere usikkerheten er viktige grunner til at konsept 1 viser seg som et bedre valg enn konsept 3.

#### **Ledning på land har mindre usikkerhet i investeringskostnadene**

I Figur 4-4 viser vi utfallsrommet i investeringskostnadene for de ulike konseptene. Vi ser at utfallsrommet er størst i konsept 3.

Usikkerheten for konsept 3 er todelt, der både valg av HVDC-teknologi og leverandørmarkedet for HVDC begge vil kunne påvirke investeringskostnadene. Det finnes ulike teknologistandarder for HVDC-forbindelser i Europa og basert på hvilket land hybridene skal knyttes til kan vi måtte basere oss på et dyrere løsningsvalg<sup>29</sup>. Dette er nærmere forklart i vedlegg V5. I tillegg ser vi at dagens HVDC-marked er presset. Det er få leverandører og ekstremt stor etterspørsel. Dette tar vi også høyde for i usikkerhetsanalysen.

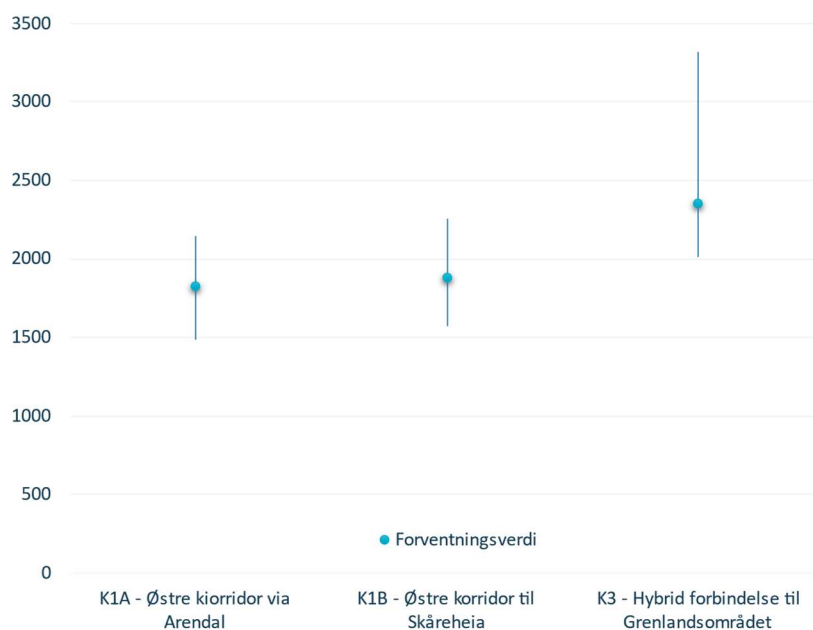
Nedre del av usikkerhetsspennet er basert på anslag vi har fra mellomlandsforbindelsene NordLink og NSL som ble satt i drift i 2021 og 2022 (kontraktingåelse rundt 2015).

Usikkerheten i konsept 3 er også stor fordi vi har mange færre observasjoner å basere oss på for kostnadsestimatene på HVDC-kabler sammenlignet med ledning på land.

---

<sup>28</sup> [Regulering av nett til havs](#)

<sup>29</sup> Metallisk returleder



Figur 4-4 Utfallsrommet i investeringskostnader for konseptene (nåverdi).

Dersom vi antar at prisen på kabel er lik forventningsverdien, må ledning koste 40 % mer for at konseptenes investeringskostnader skal være like. Denne prisøkningen på ledning er utenfor utfallsrommet vårt. Alt annet likt ser vi at usikkerheten i investeringskostnadene forsterker vår anbefaling av konsept 1, fremfor konsept 3.

For de to variantene av konsept 1 ser vi at utfallsrommet i investeringskostnadene ganske likt. Varianten som går til Skåreheia innebærer bygging av en ny stasjon, som gir utslag på utfallsrommet, men i denne varianten er ledningen 40 km kortere, noe som gjør opp for variasjonen i stasjonskostnadene. Det er mulig å legge også denne varianten av konsept 1 i parallell med dagens 420 kV Arendal-Bamble, men dette tilsier i så fall mye lenger ledning.

Når det kommer til selve stasjonen, Skåreheia, er det usikkert om plasseringen av denne kan legges akkurat i krysset mellom 420 kV-ledningene Brokke-Kristiansand og Honna-Arendal. Dette vil i så fall innebære omlegging av eksisterende lendinger som skal knyttes til stasjonen.

Vi har ikke vurdert usikkerheten knyttet til besparelsene i 132 kV-nettet som er gjeldende i konsept 1B.

#### Et annet utviklingsmønster i forbruk og produksjon påvirker nytten av begge konsept ganske likt

Hvor mye forbruk og havvind som kommer, og hvor det faktisk etableres vil ha stor betydning for nytten av konseptene. Sensitivitetene påvirker imidlertid konseptene i all hovedsak i samme retning da det er liten forskjell om vi øker kapasiteten med en ny ledning på land eller som en HVDC-kabel utenfor kysten. Nytten reduseres dersom det blir mindre vekst i forbruket på Østlandet, og øker ved dersom mer forbruk etableres på Østlandet. Se også områdestudien for mer informasjon om dette.

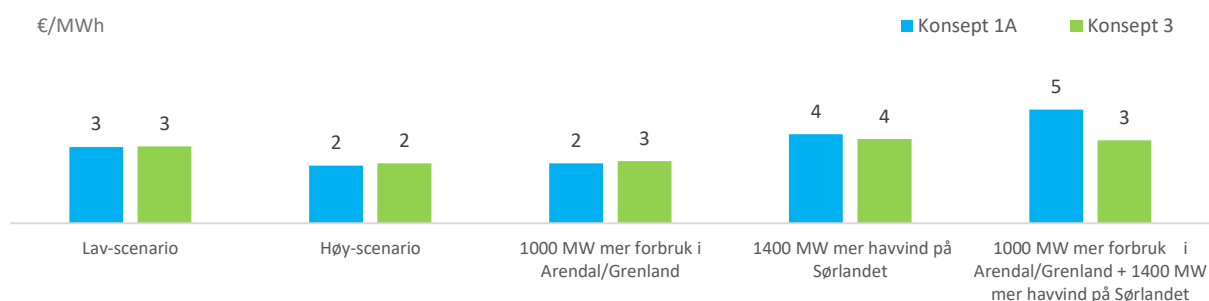
I Tabell 4-3 oppsummerer vi betydningen av sensitivitetene.

Tabell 4-3 Oppsummering av betydningen av noen av sensitivitetene vi har sett på.

	Konsept 1	Konsept 3
<b>Mindre forbruk</b>	Hvis det kommer mindre forbruk enn i Middels på Østlandet blir behovet for å gjøre tiltak mindre fordi flyten mot Østlandet reduseres. Dette reduserer nytten i begge konsept.	
	Mindre forbruk på Sørlandet har liten betydning for behovet.	
<b>Mer forbruk på Østlandet og i Arendal</b>	Mer forbruk på Østlandet øker flyten inn mot området og behovet for økt kapasitet i Østre korridor fordi det øker effektproblemet på Østlandet på vinteren. Mer forbruk i Arendal forsterker spesielt behovet for økt kapasitet mellom Kristiansand og Arendal.	
<b>Mer forbruk på Sør- og Sør-Vestlandet (utenom Arendal)</b>	Mer forbruk på Sørlandet har mindre betydning for behovet for økt kapasitet i Østre korridor. Det kan imidlertid gi større begrensninger i revisjonssesongen ved søroverflyt.	
	Konsept 1 kan gi økt forsyningssikkerhet i revisjonssesongen fordi vi får én til ledning på land mellom Sørlandet og Østlandet. I tillegg vil en ny ledning ha kortere utetid ved feil og revisjoner.	
	Samtidig vil en hybrid til Grenlandsområdet spre utvekslingskapasiteten over et større geografisk område og sånn sett bidra til å redusere søroverflyten inn mot Kvinesdal og Kristiansand ved eksport.	
<b>Fase 2 blir radial i stedet for hybrid</b>	Liten betydning for begrensningen i og med at det i hovedsak er flyten nordøst om vinteren når det blåser som er utfordrende.	Hvis fase 2 blir radial er ikke lenger konsept 3 alene et relevant alternativ. Vi må uansett ha en ny ledning i Østre korridor.
	Markedsnyttene kan imidlertid bli lavere på grunn av mindre handel med utlandet.	Radial til Grenlandsområdet i kombinasjon med en ny ledning vil kunne være gunstig, men det blir et betydelig dyrere alternativ.
<b>Fase 2 tilknyttes i Arendal</b>	Tilknytning av fase 2 til Arendal reduserer behovet for ny ledning mellom Kristiansand og Arendal.	Ikke relevant.
<b>Mer havvind på Sør- eller Sør-Vestlandet</b>	Mer havvind på Sør- og Sør-Vestlandet vil øke behovet for å forsterke/avlaste Østre korridor fordi vi vil få enda høyere flyt nordover og større flaskehals når det blåser og vi har import.	
	I begge konsept kan vi knytte til mer havvind på Sør- og Sør-Vestlandet. Gitt at det kommer mye havvind i sør vil det uansett være gunstig å spre havvinden til sterke punkt med stort forbruk.	
<b>Mindre havvind</b>	Uansett behov for ny ledning i Østre korridor for å tilrettelegge for økt forbruk på Østlandet. Uten ny produksjon vil imidlertid prisnivået bli høyere.	Ikke valgbart.
<b>Effektutvidelser i vannkraftverk i NO2/NO5</b>	Vi ser liten betydning av effektutvidelser på behovet for å forsterke i Østre korridor. Dette er fordi behovet er så sterkt knyttet til forbruksveksten på Østlandet, og høy flyt ved mye vindkraft og import og lave priser i NO2. Det kan imidlertid forskuttere behovet for å oppgradere 300 kV-ledningene vest-øst.	

<b>Utvekslingskapasitet mellom NO1 og Sverige</b>	Ved lavere importkapasitet fra Sverige om vinteren vil mer av kraften måtte komme fra havvind og import. Dette øker nytten av begge konseptene.
<b>Utvekslingskapasitet til Danmark</b>	Det nærmer seg teknisk levetid på Skagerak-kablene 1&2. Mer eller mindre utvekslingskapasitet mellom Norge og Danmark vil bidra til å øke eller redusere flyten ut av Kristiansand og i Østre korridor. Betydningen av kapasiteten her er imidlertid betydelig mindre enn effekten av økt forbruk i Grenlandsområdet, eller 2 800 MW havvind inn på Sørlandet, og er ikke tilstrekkelig for å endre behovet.
<b>Utkoblingspris/fleksibilitet i forbruk</b>	På hvilket prisnivå forbruk vil bøye av har stor betydning for hva prisen blir, som igjen har betydning for hvor stor konsekvensen blir, og dermed hvor stor nytten av å gjøre tiltak er. Denne er imidlertid lik i begge konsept.

Figur 4-5 oppsummerer forskjellen i gjennomsnittlig absolutt prisforskjell for noen av sensitivitetene. Vi ser at konseptene i stor grad har samme virkning på prisforskjellene.

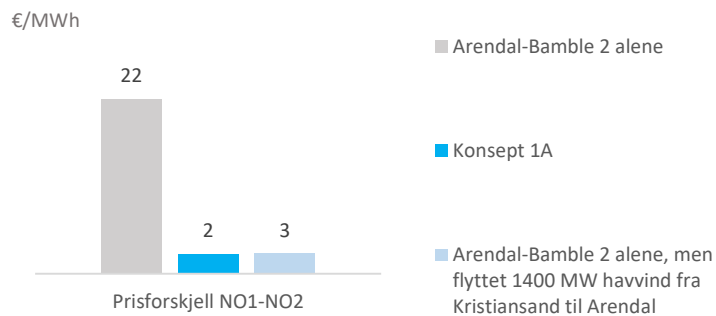


Figur 4-5 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO1 og NO2 i konsept 1 og 3 gitt ulike sensitiviteter.

Det er tall for konsept 1A som vises her, sammenligning mellom 1A og 1B kommer i Figur 4-7.

For å tilrettelegge for økt forbruk på Østlandet har vi i konsept 1 uansett behov for en ny ledning inn mot Grenlandsområdet sørfra. Behovet for en ny ledning videre fra Arendal til Kristiansand i konsept 1A øker desto mer forbruk som kommer på Østlandet og i Arendal, eller jo mer havvind som tilknyttes i Kristiansand og lenger vest. I Figur 4-5 kommer ikke dette tydelig fram da det uansett er Grenlandsnittet som begrenser først. I Figur 4-6 har vi derfor sett isolert på virkningen av en ny ledning mellom Arendal og Bamble alene, opp mot å bygge hele veien til Kristiansand i et scenario med høy forbruksvekst. Men her har vi økt forbruket i Arendal fra 500 til 1 000 MW. Med kun ledning fra Arendal til Grenlandsområdet øker prisforskjellene mellom NO1 og NO2 betydelig fordi det blir en stor flaskehals mellom Kristiansand og Arendal. Hvor stor flaskehalsen blir er imidlertid svært avhengig av hvilke snittgrenser vi kan drifte med. Har vi mulighet til å drifte med høyere grenser enn vi har lagt til grunn her vil behovet reduseres.

Tilknyttes 1 400 MW havvind til Arendal i stedet for Kristiansand reduseres behovet for å bygge hele veien til Kristiansand betydelig. På samme måte som for Grenlandsområdet må imidlertid tilknytningen trolig være hybrid for å være et alternativ til ny ledning med tanke på å kunne gi tilknytning til mer forbruk.

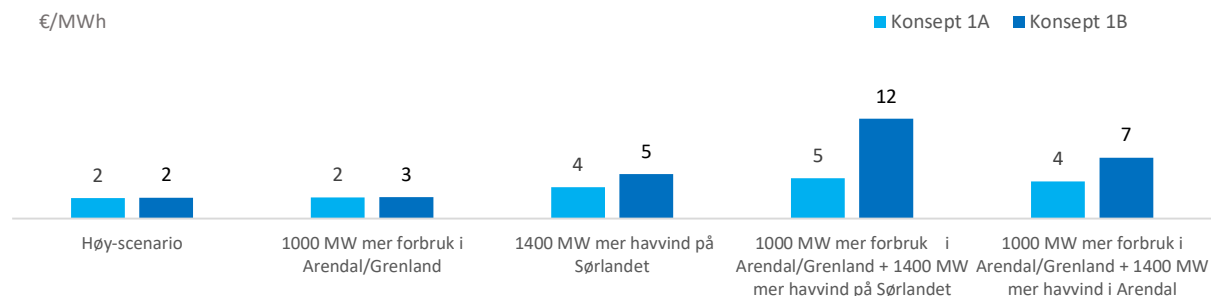


Figur 4-6 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO1 og NO2 i vårt Høy-scenario, men hvor vi har økt forbruket i Arendal til 1 000 MW.

### Variantene i konsept 1 må modnes frem mot løsningsvalg

Innenfor konsept 1 har vi vurdert to varianter. Konsept 1A er en ny ledning fra Kristiansandsområdet, via Arendal, til Grenlandsområdet. Konsept 1B består av en ny ledning fra en ny Skåreheia stasjon til Grenlandsområdet.

Av Figur 4-7 ser vi at konsept 1A og 1B skiller seg lite med tanke på prisforskjell mellom NO1 og NO2 i vårt Høy-scenario, også når vi inkluderer 1 000 MW mer forbruk øst for Kristiansand. Når vi legger til mer havvind på Sørlandet øker forskjellene. Dette er fordi vi får større begrensninger knyttet til høy flyt på 420 kV-ledningen Kristiansand-Arendal i konsept 1B.



Figur 4-7 Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom NO1 og NO2 i Konsept 1A og 1B gitt ulike sensitiviteter.

Ved høy vekst kan det derfor også i konsept 1B bli behov for å forsterke helt fra Kristiansandsområdet. Skåreheia er allerede marginalt dyrere enn variant 1A. Bygging av ny 420 kV ledning fra Kristiansandsområdet til Skåreheia vil gjøre variant 1B over 500 MNOK dyrere i nåverdi enn konsept 1A som allerede inkluderer en forbindelse hele veien til Kristiansandsområdet.

Selv om vi flytter 1 400 MW havvind til Arendal har konsept 1B noe større prisforskjeller. I begge tilfeller blir det igjen høy flyt videre fra Arendal/Skåreheia og mot Østlandet. I konsept 1B blir imidlertid begrensningen enda større. Dette er knyttet til at vi får en mindre gunstig flytfordeling på ledningene i Østre korridor i konsept 1B, hvor mer av flyten legger seg på den eksisterende 420 kV Arendal-Bamble. Havvind tilknyttet i Skåreheia i stedet for Arendal kan endre flyten, men det kan også potensielt gi høy flyt fra Skåreheia til Arendal, spesielt hvis det kommer høy forbruksvekst her. I begge konseptene ser vi at det ved store volum havvind trolig vil være gunstig å spre tilknytningen over et større geografisk område, i nærheten av stort forbruk.

### 4.3 Forsterkning av Østre korridor gir mulighet for trinnvis gjennomføring

I samfunnsøkonomiske analyser benytter vi nåverdimetoden for å beregne om et prosjekt er lønnsomt eller ikke. Nåverdimetoden er basert på forventningsverdier og tar normalt ikke hensyn til verdien av å kunne utsette hele eller deler av investeringene. Vi kan bruke realopsjoner for å ta hensyn til verdien av å avvente ny informasjon som reduserer usikkerheten, eller å bygge inn fleksibilitet i et tiltak.

Realopsjoner innebærer å legge til rette for økt fleksibilitet og valgfrihet, slik at vi kan gjøre endringer underveis når prosjektet modnes videre og informasjonen vi har blir sikrere. I dette tilfellet er det spesielt aktuelt for utvikling innen forbruk og produksjon.

#### Forsterkning til Kristiansandsområdet kan gjennomføres i trinn

I konsept 1A kan investeringene skje i to trinn, der trinn 1 består av ledningen fra Grenlandsområdet til Arendal og trinn 2 dekker ledningen videre til Kristiansandsområdet. For konsept 1B som innebærer ny ledning til Skåreheia forsterker vi hele veien til Sørlandet, men benytter eksisterende ledning siste del av strekningen. Denne varianten er derfor ikke mulig å dele opp i trinn. Som beskrevet over finnes det scenarier der det kan være nødvendig med en ny forbindelse hele veien også her. Dette vil øke kostnadene i konsept 1B.

I konsept 3 har vi ingen nedskaleringmuligheter.

I Tabell 4-4 oppsummerer vi realopsjonene i konseptene. Selv om trinnvis gjennomføring er mulig, kan det være forhold rundt prosjektgjennomføring som tilsier at det kan være rasjonelt å gjennomføre hele konseptet samordnet med en gang.

Tabell 4-4 Oppsummering av realopsjonsverdien i konseptene

	Konsept 1A	Konsept 1B	Konsept 3
Nullalternativet	Østre korridor via Arendal	Østre korridor til Skåreheia	Hybrid fra SNII til Grenlandsområdet
0	Middels (+)	0	0

## 5 Forutsetninger for en vellykket gjennomføring

Denne utredningen har avdekket at det er behov for å forsterke transmisjonsnettet fra Grenlandsområdet til Kristiansandsområdet. I dette kapitlet tar vi for oss noen elementer som er viktig for en vellykket gjennomføring av denne forsterkningen.

### **God involvering av berørte parter**

Netttiltak legger beslag på areal og har innvirkning på natur og miljø. Dette innebærer at mange blir berørt av tiltakene. Det er derfor viktig med god samhandling med kommuner, interesseorganisasjoner, nettselskaper og andre som blir berørt, enten av behovet eller av tiltaket. Det er viktig å skape god forståelse for tiltakene så tidlig som mulig, slik at de riktige avveiningene kan gjøres. Foruten en god prosess i seg selv vil dette kunne gjøre myndighetsbehandlingen av netttiltakene mer effektiv og at dette går raskere. Denne involveringen er allerede begynt, spesielt i forbindelse med arbeidet med Statnetts områdeplaner og kommunikasjon rundt områdestudien. Vi vil også fortsette denne kommunikasjonen som en del oppdateringen av områdeplanene i 2024 og gjennom de allerede oppstartede prosjektene fra Bamble og nordover mot Oslo.

I dag er nettselskapene pålagt å lage kraftsystemutredninger for å koordinere utvikling av nett på tvers av ulike netteiere og områder. Kraftsystemutredningene utgjør en samlet oversikt over utredninger og fremtidige nettinvesteringer til nettselskapene innenfor et område. Statnett er pålagt å lage en kraftsystemutredning for transmisjonsnettet, og tilsvarende regionale nettselskaper for sine utredningsområder. I forbindelse med denne prosessen avholder både de regionale selskapene og Statnett møter der blant annet andre nettselskap, produsenter og større industriforbrukere er invitert. Disse møtene er en arena for å kunne koordinere og samarbeide på tvers og for å informere om fremtidige planer. Ordningen med kraftsystemutredninger er i endring, men også ny ordning vil videreføre at det er et informasjons- og koordineringsbehov mellom nettselskap og omgivelsene.

Det er også viktig med god informasjon til kunder som ønsker kapasitet i nettet på våre planer og fremdrift. Dette ivaretas gjennom tilknytningsprosessen hos nettselskapene.

### **Gjennomføring som en del av helhetlig plan for forsterkningene mot Østlandet**

Som beskrevet tidligere står begrensningene i kø mellom Sørlandet og Østlandet. Utbedrer vi én begrensning vil den neste dukke opp. Det er derfor viktig å ferdigstille oppgraderingene av hele strekningen mellom Sørlandet og Østlandet så raskt som mulig for å få mest mulig nytte ut av hvert enkelt tiltak. Statnett har allerede startet prosjekter for deler av strekningen mellom Sørlandet og Østlandet, og det er viktig å se disse forsterkningene i sammenheng.

### **Utvikle konsept og løsning basert på utviklingen i behov og nye analyser**

Denne utredningen anbefaler et konsept. Det vil si en overordnet systemløsning. I det videre arbeidet må ytterligere avklaringer gjøres. Det gjelder først og fremst om forsterkningen innebærer en ny stasjon Skåreheia eller om nye forbindelser legges via Arendal stasjon. Vi må da vurdere både areal- og miljøinngrep og hvordan de ulike tiltakene påvirker kraftflyten mer i detalj. Vi må også konkludere med hvilke stasjoner ledningen skal til i hver ende, Kristiansand eller Stemmen i sør og Bamble eller Grenland i nord. Basert på dagens forbruksplaner kan ledning via Arendal se ut som et noe bedre alternativ fordi det gir mer kapasitet. Samtidig skal dette være en totalvurdering og ny informasjon som kommer til kan tale i retning av den andre løsningen.

Når det gjelder forsterkning mellom Kristiansandsområdet og Arendal vil behovet for denne også bli påvirket av forbruksplaner i området og mengde og tilknytningspunkt for havvind.

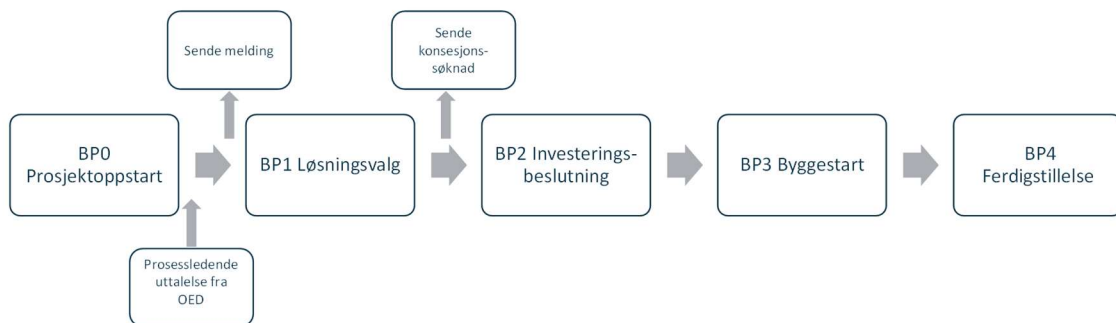
Vi vil modne systemløsningene av valgt konsept for Østre korridor frem mot en eventuell melding av ny nettførsterkning. Innspill gjennom KVVU-prosessen, dialog mot regionale nettselskaper og eventuelle føringer i den prosessledende uttalelsen til OED kan påvirke endelig systemløsning.

### Oppstart av prosjektet så raskt som mulig

Tempo er viktig for nettførsterkningene vi omtaler her. Det er mange kunder som ønsker tilknytning av forbruk. Statnett bør sette i gang et prosjekt (BPO) så raskt som mulig for å kunne sende melding og konsesjonssøknad. Melding kan ikke sendes før OED har gitt sin uttalelse.

Figur 5-1 viser en skisse av Statnetts prosjektmodell. Denne gir et bilde av de ulike stegene og hvor de ulike prosessene kommer inn.

Det vil i forbindelse med konsesjonsbehandlingen bli flere muligheter for å uttale seg om Statnett sine planer. Statnett vil først utarbeide en melding som sendes til NVE. NVE avholder en offentlig høring av meldingen slik at berørte interesser på et tidlig stadium kan påvirke hvilke utredninger som må gjennomføres i konsesjonsbehandlingen. I etterkant av dette lager NVE et konsekvensutredningsprogram som Statnett må følge når konsesjonssøknaden utarbeides. NVE avholder en ny høring av selve konsesjonssøknaden. I forbindelse med offentlige høringer avholder NVE møter med berørte kommuner, fylkeskommuner, statsforvaltere og eventuelt Sametinget i områder med samiske interesser. Disse møtene er åpne for alle. Det er finnes mer informasjon om selve konsesjonsprosessen på [NVE sine hjemmesider](#).



Figur 5-1 Illustrasjon av prosjektmodellen til Statnett med beskrivelse av eksterne prosesser som melding og konsesjonssøknad.



## V1 Bibliografi/kildeliste



Forbruk, havvind og nett på Sør- og Østlandet  
Områdestudie

[2022-12-01-forbruk-havvind-og-nett-pa-sor-og-ostlandet.pdf \(statnett.no\)](https://statnett.no/2022-12-01-forbruk-havvind-og-nett-pa-sor-og-ostlandet.pdf)



Langsiktig markedsanalyse

Norge, Norden og Europa 2022-2050

[langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf \(statnett.no\)](https://statnett.no/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf)



Forbruksutvikling i Norge 2022-2050

Delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050

[Forbruksutvikling i Norge 2022-2050 - delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050 \(statnett.no\)](https://statnett.no/forbruksutvikling-i-norge-2022-2050-delrapport-til-langsiktig-markedsanalyse-2022-2050)



Områdeplan Telemark og Vestfold

[statnett-omradeplan-telemark-og-vestfold.pdf](https://statnett.no/omradeplan-telemark-og-vestfold.pdf)



*Områdeplan Sør-Rogaland og Agder*

[omradeplan-sor-rogaland-og-agder.pdf \(statnett.no\)](https://statnett.no/omradeplan-sor-rogaland-og-agder.pdf)



*Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold*

[statnett-omradeplan-oslo-og-ostfold.pdf](https://statnett.no/omradeplan-oslo-og-ostfold.pdf)



*Områdeplan Innlandet*

[statnett-omradeplan-innlandet.pdf](https://statnett.no/omradeplan-innlandet.pdf)

## V2 Tilknytningsforespørsler

Liste over alle søknader om tilknytning av forbruk i Statnetts system per 31.03.2023.

Statnetts stasjon	Næringstype	Statnetts kunde	Dato - forespurt kapasitet	Dato - ønske for tilknytning	Forespurt kapasitet (MW)	Reservert kapasitet (MW)	Reservert kapasitet i dagens nett (MW)	Reservert kapasitet i planlagt nett (MW)
Rød Vestfold	Datasenter	Lede AS	01.01.2018	01.01.2023	100	100	100	
Kvinesdal	Industri	Alcoa Norway Ans	01.04.2018	01.08.2025	200	200	200	
Stemmen	Datasenter	Bulk	21.12.2018	01.01.2022	300	300		300
Kvinesdal	Petroleum	Alcoa Norway Ans	29.09.2019	01.01.2026	25	25	25	
Ringerike	Datasenter	Glitre Energi Nett As	15.01.2020	01.09.2021	15	15	15	
Porsgrunn	Industri	Lede AS	29.04.2020	01.01.2023	30	30	30	
Rød Telemark	Datasenter	Lede AS	29.04.2020	01.01.2021	15	15	15	
Hof	Transport	Lede AS	30.04.2020	01.10.2024	60			
Rjukan	Datasenter	Lede AS	30.04.2020	01.01.2025	50	50	50	
Grenland	Industri	Lede AS	16.10.2020	01.01.2023	32	32	32	
Grenland	Industri	Yara	04.11.2020	31.03.2029	600	600		600
Grenland	Datasenter	Lede AS	11.11.2020	01.01.2025	55			
Grenland	Transport	Lede AS	08.12.2020	01.04.2021	2	2	2	
Grenland	Hydrogen-produksjon	Lede AS	06.01.2021	30.09.2023	5			
Bamble	Industri	Lede AS	21.01.2021	01.01.2024	500			
Tveiten	Datasenter	Lede AS	22.01.2021	01.01.2024	20			
Ringerike	Datasenter	Glitre Energi Nett As	01.02.2021	01.01.2025	6	6	6	
Arendal	Batteri-produksjon	Agder Energi Nett As	04.02.2021	31.12.2023	315	315	35	280
Kvinesdal	Industri	Agder Energi Nett As	04.02.2021		24,9	25	25	
Kvinesdal	Hydrogen-produksjon	Kvina Energy Park	10.02.2021	01.01.2024	500			
Grenland	Batteri-produksjon	Lede AS	12.03.2021	31.03.2026	100	100		100
Grenland	Batteri-produksjon	Lede AS	12.03.2021	30.06.2024	34	34	34	
Grenland	Batteri-produksjon	Lede AS	12.03.2021	31.12.2026	6	6	6	
Grenland	Industri	Lede AS	26.03.2021	01.01.2023	26	26	26	

Åpen informasjon / Public information

Vinje	Datasenter	Statkraft Energi AS	15.04.2021	01.01.2023	40			
Grenland	Industri	Lede AS	28.04.2021	31.03.2027	24			
Grenland	Industri	Lede AS	28.04.2021	01.10.2025	20	20	20	
Grenland	Industri	Lede AS	28.04.2021	01.01.2024	12	12	12	
Rød Vestfold	Datasenter	Lede AS	30.04.2021	01.10.2024	20			
Grenland	Industri	Lede AS	07.05.2021	01.05.2023	8	8	8	
Kvinesdal	Nettselskap forbruk	Agder Energi Nett AS	03.06.2021	15.09.2021	50	50	50	
Ringerike	Industri	Glitre Energi Nett AS	14.06.2021	01.01.2024	55	55	10	45
Rjukan	Hydrogenproduksjon	Lede AS	15.06.2021	01.04.2025	50	50	50	
Porsgrunn	Industri	Herøya Nett AS	24.06.2021	31.03.2027	50			
Porsgrunn	Industri	Herøya Nett AS	24.06.2021	31.12.2024	50			
Porsgrunn	Industri	Lede AS	09.07.2021	31.12.2023	4	4	4	
Arendal	Ammoniakk	Agder Energi Nett AS	15.09.2021	01.01.2027	100	100		100
Kvinesdal	Industri	Agder Energi Nett AS	15.09.2021		15			
Kvinesdal	Oppdrettsnæring	Agder Energi Nett AS	15.09.2021		15			
Arendal	Industri	Agder Energi Nett AS	15.09.2021	01.10.2024	6	2,9	2,9	
Flesaker	Industri	Glitre Energi Nett AS	16.09.2021	01.12.2023	25	5,5	5,5	
Hof Glitre	Industri	Glitre Energi Nett AS	16.09.2021	01.01.2025	10			
Ringerike	Industri	Glitre Energi Nett AS	16.09.2021	01.06.2022	3,6	3,6	3,6	
Flesaker	Industri	Glitre Energi Nett AS	16.09.2021	01.01.2022	3			
Flesaker	Transport	Glitre Energi Nett AS	16.09.2021	01.01.2023	2,5			
Hof Glitre	Industri	Glitre Energi Nett AS	16.09.2021	01.01.2024	2			
Hof Glitre	Transport	Glitre Energi Nett AS	16.09.2021	01.09.2021	2	3	3	
Arendal	Industri	Agder Energi Nett AS	22.09.2021	31.12.2026	40	40		40
Brokke	Industri	Agder Energi Nett AS	26.09.2021	01.11.2023	100			

Åpen informasjon / Public information

Kristiansand	Transport	Agder Energi Nett AS	18.01.2022		14			
Arendal	Industri	Agder Energi Nett AS	18.01.2022	01.01.2025	5			
Kristiansand	Oppdrettsnæring	Agder Energi Nett AS	18.01.2022	01.01.2024	3	3		3
Arendal	Transport	Agder Energi Nett AS	18.01.2022	01.07.2023	2	2		
Tveiten	Industri	Lede AS	03.02.2022	01.01.2024	2,4			
Grenland	Transport	Lede AS	10.02.2022	31.12.2022	2	2	2	
Grenland	Industri	Lede AS	15.02.2022	30.09.2026	37			
Grenland	Industri	Lede AS	15.02.2022	31.03.2025	26			
Grenland	Industri	Lede AS	15.02.2022	31.03.2028	15			
Grenland	Industri	Lede AS	15.02.2022	01.01.2025	14	14	14	
Grenland	Industri	Lede AS	15.02.2022	31.12.2026	10			
Grenland	Industri	Lede AS	15.02.2022	31.03.2027	3			
Grenland	Industri	Lede AS	15.02.2022	01.01.2027	3			
Rød Vestfold	Datasenter	WS Computing AS	30.03.2022	01.04.2025	860			
Tveiten	Petroleum	Lede AS	05.01.2023	01.01.2026	59			
Tveiten	Petroleum	Lede AS	05.01.2023	01.01.2026	27			
Hof	Industri	Lede AS	05.01.2023	26.06.2024	16			
Bamble	Industri	Lede AS	05.01.2023	08.01.2024	7			
Rød Telemark	Industri	Lede AS	05.01.2023	28.07.2023	5			
Bamble	Industri	Lede AS	05.01.2023	01.01.2027	4,8	2,88		2,88
Porsgrunn	Transport	Lede AS	05.01.2023	15.05.2023	4	1,6	1,6	
Grenland	Industri	Lede AS	05.01.2023	01.01.2024	3,2	1,92	1,92	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	03.02.2023	3	1,2	1,2	
Tveiten	Industri	Lede AS	05.01.2023	22.12.2024	2	1,6	1,6	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	12.01.2022	2	0,8	0,8	
Porsgrunn	Transport	Lede AS	05.01.2023	18.08.2023	1,8	0,72	0,72	
Rød Vestfold	Transport	Lede AS	05.01.2023	03.01.2023	1,8	0,72	0,72	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	03.01.2023	1,6	0,64	0,64	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	03.01.2023	1,6	1,28	1,28	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	03.01.2023	1,6	0,64	0,64	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	03.01.2023	1,5	0,6	0,6	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	01.01.2023	1,5	0,6	0,6	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	12.01.2022	1,3	0,52	0,52	
Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	11.02.2023	1,25	0,5	0,5	

Åpen informasjon / Public information

Tveiten	Transport	Lede AS	05.01.2023	11.01.2023	1,25	0,5	0,5	
Hof	Nettselskap vanlig forbruk	Lede AS	05.01.2023	08.01.2023	1,2	0,36	0,36	
Porsgrunn	Transport	Lede AS	05.01.2023	03.01.2023	1,2	0,48	0,48	
Bamble	Industri	Lede AS	05.01.2023	01.01.2027	1	0,6		0,6
Grenland	Industri	Lede AS	05.01.2023	01.01.2024	1	0,6	0,6	
Tveiten	Transport	Lede AS	20.01.2023	06.04.2026	2,3	1,38	1,38	
Tveiten	Transport	Lede AS	20.01.2023	06.04.2025	2,3	1,38	1,38	
Tveiten	Industri	Lede AS	20.01.2023	10.01.2023	1,2	0,84	0,84	
Tveiten	Transport	Lede AS	26.01.2023	08.01.2023	1,8	1,44	1,44	
Hof	Transport	Lede AS	17.03.2023	01.04.2026	8,8			
Hof	Transport	Lede AS	17.03.2023	01.01.2022	4			
Hemsil 2	Transport	Hallingdal Kraftnett As	22.03.2023	15.05.2023	1,6			
Hemsil 2	Industri	Hallingdal Kraftnett As	24.03.2023	15.06.2023	1,6			
Hemsil 2	Industri	Hallingdal Kraftnett As	27.03.2023	01.09.2023	1,25			
Kvinesdal	Hydrogen-produksjon	Agder Energi Nett As			125			
Kristiansand	Industri	Agder Energi Nett As			40			
Kvinesdal	Hydrogen-produksjon	Agder Energi Nett As			25			
Kristiansand	Transport	Agder Energi Nett As			5,1			
Honna	Datasenter	Agder Energi Nett As			5			
Kvinesdal	Industri	Agder Energi Nett As			4			
Kvinesdal	Industri	Agder Energi Nett As			2,8			

## V3 Mål og rammer

I dette vedlegget definerer vi mål som vi ønsker at konseptene vi vurderer skal bidra til å nå. Samfunnsmålet beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet og skal angi retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Effektmålene beskriver ønskede virkninger for brukerne i nettet. Myndighetsgitte krav gitt av lover og forskrifter, og Statnetts egne standarder og retningslinjer, beskriver rammene vi må forholde oss til og som har betydning for hvilke konsepter vi har vurdert.

### **Samfunnsmålet er å legge til rette for næringsutvikling, elektrifisering og havvind**

I energimeldingen (Meld. St. 36 2020–2021 Energi til arbeid) står det at Regjeringens overordnede mål med energipolitikken er høy verdiskaping gjennom effektiv og miljøvennlig forvaltning av energiresursene

1. verdiskaping som gir grunnlag for arbeidsplasser i Norge
2. elektrifiseringen skal gjøre Norge grønnere og bedre
3. etablering av nye, lønnsomme næringer
4. videreutvikle en framtidrettet olje- og gassnæring innenfor rammene av klimamålene

I etterkant av energimeldingen la regjeringen fram et veikart for grønt industriløft. Målet med veikartet er å skape verdier, øke de grønne investeringene, øke eksporten fra fastlandet og kutte klimagassutslipp hurtig på veien mot lavutslippssamfunnet. Høsten 2022 forsterket Regjeringen Norges klimamål slik at vi skal redusere utslippene med minst 55 % innen 2030 sammenliknet med 1990.

Regjeringen har satt som mål at de skal tildele områder med potensiale for 30 000 MW havvind innen 2040. I første omgang, har de åpnet for havvind fra Sørlige Nordsjø II (SNII) og Utsira Nord.

Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) angir generelle politiske mål for utbyggingen av kraftnettet. Det overordnede målet er "at planlegging og utbygging av nettet skal være samfunnsmessig rasjonell, jf. energiloven". Videre angir meldingen følgende målsettinger som har konsekvens for modernisering og utbygging av kraftnettet:

- Sikker tilgang på strøm i alle deler av landet
- Legge til rette for næringsutvikling som krever økt krafttilgang, som kraft fra land til petroleumsvirksomhet og industrivirksomhet.
- Tilstrekkelig overføringskapasitet mellom regioner, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom områder.
- Et klimavennlig energisystem som tar hensyn til naturmangfold, lokalsamfunn og andre samfunnsinteresser
- Høy fornybar elektrisitetsproduksjon

Som redegjort for i behovsanalysen vurderer vi at det er forbruksplaner sammen med havvind som er behovene for å gjøre tiltak. Etablering av mye nytt og økt industriforbruk sammen med ny havvind vil gi store flaskehals og økte prisforskjeller mellom NO1 og NO2 uten tiltak.

### **Effektmålene beskriver ønsket oppnådd tilstand for både kundene og Statnett**

Dersom alle kunder som ønsker adgang til nettet skal få tilknytning, må vi legge til rette for økt industriforbruk og havvind.

Vi har på bakgrunn av samfunnsmålene og behovsanalysen definert følgende effektmål:

1. Mulig å gi tilknytning til nytt og økt industriforbruk i Sør og Øst-Norge opp mot Høy-scenario.

2. Mulig å gi tilknytning til havvind fra Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord
3. Øke overføringskapasiteten inn mot Østlandet, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom NO1 og NO2.

Målene skal ikke behandles som absolutte. Det kan være kostbart for samfunnet å gjennomføre konsept som gir full måloppnåelse. Konseptenes grad av måloppnåelse gir likevel verdifull informasjon til relevante beslutningstakere. Forholdsmessigheten mellom måloppnåelse og kostnadene blir vurdert i alternativanalysen som en del av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

### **Mulig å gi tilknytning til nytt og økt industriforbruk i Sør- og Øst-Norge opp mot Høy-scenario**

For å legge til rette for realisering av forbruksplaner opp mot scenario Høy må vi gjøre det mulig å gi tilknytning til forbruk. Måloppnåelsen kan dermed vurderes ut fra om kunder kan knyttes til på det tidspunkt og med den kvaliteten de ønsker. I tillegg har Statnett tilknytningsplikt, dette blir nærmere omtalt som en ramme seinere i vedlegget. Det er dermed sammenfall mellom målet og rammene vi har som nettselskap.

### **Mulig å gi tilknytning til havvind fra Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord**

For å legge til rette for realisering av opptil 4 200 MW fra Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord må vi gjøre det mulig å gi tilknytning av store mengder uregulerbar havvindproduksjon i NO2. Måloppnåelsen kan dermed vurderes ut fra om produksjonen kan knyttes til på det tidspunkt og med den kvaliteten de ønsker.

### **Øke overføringskapasiteten inn mot Østlandet, slik at det blant annet ikke blir langvarige store forskjeller i strømpris mellom NO1 og NO2**

Tilknytning av havvind på Sørlandet sammen med store forbruksøkninger vil gi store flaskehalser inn mot Østlandet og økte prisforskjeller mellom NO1 og NO2. Måloppnåelsen kan dermed vurderes ut fra økt overføringskapasitet inn mot Østlandet samt reduserte prisforskjeller mellom NO1 og NO2.

### **Effektmålene er sammenfallende**

Effektmålene står i prioritert rekkefølge. Samtidig er det ingen motsetninger mellom målene slik at prioriteringen har ingen praktisk betydning. En heving av overføringskapasiteten vil bidra til å nå alle målene.

### **Rammer som begrenser mulighetsrommet til konseptene**

Avveiningene vi gjør må være i tråd med myndighetenes føringer for nettutvikling og i overensstemmelse med gjeldene lover og forskrifter. Absolutte og ufravelige krav, såkalte skal-krav, avgrenser mulighetsrommet vi vil vurdere konseptene innenfor. Statnetts egne standarder og retningslinjer, såkalte bør-krav, legger også føringer for hvilke konseptene som er aktuelle. Statnett omfattes av mange rammer, og rammene som er omtalt under er de vi har vurdert som mest relevant for denne utredningen.

De viktigste rammene for denne KVUen er **tilknytningsplikt, anleggsbidrag, eiermessig skille og spenningsnivå på 420 kV**. Dette er allerede omtalt i kapittel 3.1 og gjengis derfor ikke her.

### **Rammer som gjelder generelt når vi planlegger nettanlegg**

Det finnes også en del rammer som gjelder generelt i planleggingen av nettanlegg som vi beskriver under. Dette er rammer som i hovedsak settes av energiloven med underliggende forskrifter. Flere av disse rammene begrenser imidlertid ikke mulighetsrommet i denne KVUen, men kan legge føringer i videre prosjektutvikling. Disse rammene er nærmere beskrevet i de neste avsnittene.



### **Nettutviklingen skal være samfunnsøkonomisk rasjonell (skal-krav)**

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter, der energiloven er mest sentral. Energilovens formål er å "sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte" (§ 1-2). Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) "Om lov om endringer i energiloven" slår fast at det med uttrykket "samfunnsmessig rasjonelt" menes "samfunnsøkonomisk lønnsomt". Det innebærer at både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som ikke kan verdsettes på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVEs og OEDs vurdering av konsesjonssøknader og vedtak. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale som hovedregel må overstige kostnadene.

Denne formålsparagrafen er altså en generell ramme som vi forholder oss som gjelder hele energisektoren og alle forskrifter under energiloven.

### **N-1 er et planleggingskriterium (bør-krav)**

N-1-kriteriet er utgangspunkt for vår nettplanlegging. Det innebærer at feil på én komponent normalt ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne. Myndighetene slutter opp om N-1-kriteriet som planleggingskriterium for transmisjonsnettet gjennom Energimeldingen (2015-2016) og Nettmeldingen (2011-2012). I Energimeldingen presiserer regjeringen imidlertid at tiltak som er begrunnet i N-1-kriteriet og forsyningsikkerhet også må oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det vil si at det ikke er tilstrekkelig å begrunne et tiltak ut fra deterministiske kriterier slik som N-1 og N-1-1, men at nytten av å øke forsyningsikkerheten må veies opp mot kostnadene dette innebærer.

### **Anleggene skal holdes i driftssikker stand (skal-krav)**

Konsesjonæren plikter til enhver tid å holde anlegget i tilfredsstillende driftssikker stand, herunder sørge for at det gjennomføres vedlikehold og modernisering av anlegget, slik at konsesjonsgitt kapasitet og øvrig funksjonalitet opprettholdes i hele konsesjonsperioden (Energilovforskriften §3-5a). Denne rammen legger føringer for når Statnetts komponenter i nettet må reinvesteres.

### **Plikt til å ta beredskapsmessige hensyn (skal-krav)**

Beredskapsforskriften fastsetter krav og regler for forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen. Forskriften gir blant annet føringer for klassifisering av viktige stasjoner i transmisjonsnettet og krav knyttet til disse. Dette utgjør rammer ved etablering av nye nettanlegg, eller dersom eksisterende nettanlegg får transmisjonsnettfunksjon.

### **Transmisjonsnettet skal i hovedsak bygges som luftledning (skal-krav)**

I Nettmeldingen (Meld. St. 14 (2011-2012)) ble det slått fast at ledninger på 300 kV- og 420 kV-spenningsnivå skal bli bygget som luftledning, bortsett fra i enkelte unntakstilfeller. For denne analysen er dette viktig i mulighetsstudien, hvor vi legger til grunn luftledning som hovedregel i tiltakene som vurderes.

### **Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og areal (skal-krav)**

Nettutviklingen skal ta hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt, i tråd med energiloven § 1-2. Allmenne interesser som søkes hensyntatt er blant annet miljø, klima, landskap, friluftsliv, andre næringer, lokalsamfunnet og storsamfunnet. Også naturmangfoldloven, som har til formål å ta vare på naturen ved bærekraftig vern og bruk, og kulturminneloven, som har til formål å verne om kulturminner, inneholder krav som kan påvirke vurdering av mulige netttiltak. Rammen tilsier at tiltakenes natur- og miljøkonsekvenser bør begrenses dersom det ikke er tungtveiende årsaker som rettfærdiggjør inngrepene.

## V4 Alternativer til nett

Som en del av mulighetsstudien har vi undersøkt om det er aktuelt med tiltak som ikke innebærer investeringer i kraftnettet. Det betyr at vi må få den fleksibiliteten som økt kapasitet i nett gir, på andre måter. Fleksibilitet kan komme fra produksjon, energilager og/eller forbruk. Med fleksibilitet menes evne og vilje til å modifisere produksjons- og/eller forbruksmønster, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift (definisjon hentet fra FME CINELDI).

Alternativer til nett kan altså være at man i stedet for å øke overføringskapasiteten med nettiltak, gjør tiltak for å redusere forbruket eller øke kraftproduksjonen ved ulike markedstiltak, bruk av systemansvarliges virkemidler som systemvern eller ved å endre prisområdegrensene.

### Store deler av forbruket er stedbunden

En måte å redusere nytt forbruk i et område, er å fysisk plassere det et annet sted. Ettersom tilstrekkelig overføringskapasitet i strømmettet er avgjørende for å forsyne et stort industriforbruk, er det en fordel om industrien kan plasseres der det allerede er tilgjengelig kapasitet i nettet.

Statnett forventer samtidig store økninger i forbruket over hele landet, se Figur V- 1. Områder som i dag er overskuddsområder, kan bli underskuddsområder i tiden fremover. Det er derfor ikke like lett å peke på alternative plasseringer for nytt forbruk.



Figur V- 1 Oversikt over tilknytningssaker og volum. (Kilde: Delrapport om forbruksutvikling til langsiktig markedsanalyse 2022-2050)

Områdestudien viser at økt forbruk i Vestfold og Telemark, og lenger øst, gjør at overføringsbehovet inn mot Østlandet øker, spesielt om vinteren. Da er det alminnelige forbruket høyere samtidig som det er mindre tilgjengelig produksjon på Østlandet til å forsyne forbruk.

Dersom vi får en annen fordeling av forbruket med større forbruksøkning på Sørlandet og mindre i Vestfold og Telemark vil dette avlaste flaskehalsen som vi ser gjennom Telemark vinterstid. Isolert sett vil altså en annen geografisk fordeling av forbruket kunne løse deler av behovet.

Herøya i Grenland er allerede en av Norges største industriparkeer. Yara er etablert her allerede og vil alene stå for en økning på opp mot 700 MW. Vi mener derfor at forbruksplanene som vi ser i dette området i stor grad er stedbundne.

### **Redusere eller flytte effekttoppene til forbruket vil ikke være nok til å løse utfordringene vi ser**

Effektutfordringer følger forbrukstoppene fra husholdninger og næringsbygg og oppstår i topplast-timene på morgenen og på ettermiddagen på de kaldeste vinterdagene. Dette betyr at om vi får redusert eller flyttet disse toppene, kan vi utnytte nettet mer effektivt.

I behovsanalysen 2.3 viser vi at det er planer om økt forbruk langs hele kysten fra Agder til Oslo-området. Det er særlig i Grenlandsområdet og rundt Arendal at vi har mottatt mange forespørsler om å tilknytte veldig store volumer med nytt industriforbruk.

### **Vi har lagt til grunn energieffektivisering i forbruksscenarioene vi bruker**

Scenarioene vi bruker for forbruksutvikling baserer seg på Statnett sine forbruksscenarioer<sup>30</sup> og er nærmere beskrevet i kapittel 2.3. Statnett legger energieffektivisering til grunn i alle scenarioene for alminnelig forbruk. Vi legger imidlertid til grunn mer energieffektivisering i Lav og Middels og noe mindre i Høy. For landbasert industri er kjente planer om energieffektivisering inkludert i scenarioene. Dette betyr at energieffektivisering gjenspeiles i forbruksscenarioene som vi har lagt til grunn.

### **Å flytte forbrukstopper fra eksisterende kunder er et viktig bidrag – men vil ikke gi nok**

En måte å gi plass til økt forbruk på, er å flytte effekttopper fra eksisterende kunder. Dersom vi får flyttet forbruk fra topplast til andre tider i døgnet vil vi få plass til mer forbruk samlet sett. For at dette skal være mulig må forbruket i utgangspunktet være fleksibelt. Husholdningskunder og yrkesbygg har til en viss grad denne typen fleksible laster. Eksempler på laster som kan flyttes er elbiler, varmtvannsberedere og oppvarming av bygg. Dersom man flytter disse lastene vekk fra morgen og ettermiddagstoppen vil dette totalt sett gi en bedre utnyttelse av strømmettet.

Forbruket i Oslo-området er i stor grad sammensatt av denne typen fleksible laster. Rapporten "Alternativer til nettinvestering: Eksempler fra Oslo og Akershus" estimerer et potensial for å flytte ca. 500 MW forbruk i Oslo-området vekk fra topplast. Totalt sett i NO1 vil potensiale for å flytte last være noe større. Samtidig illustrerer dette at lastflytting alene ikke kan dekke scenarioene der vi legger til grunn forbruksøkning på hhv 2 000 MW, 3 500 MW og 5 000 MW. Vi vurderer derfor at potensialet for å flytte effekttoppene ikke er stort nok til at det alene kan være et alternativ til nett.

### **Vi tror at industrien som etableres i hovedsak vil ha et jevnt forbruk over året**

Forbruket fra industrien er relativt flatt over året, uka og døgnet. Når aktører søker om tilknytning av nytt forbruk, blir de bedt om å oppgi fleksibilitet i forbruket over året. Vi ser at aktørene selv melder inn at de har lite fleksibilitet i forbruket sitt. En strammere energibalanse som følge av en sterk økning i industriforbruket, flytter hele forbrukskurven oppover og bidrar til at effektutfordringene oppstår oftere. Da øker risikoen for effektutfordringer ved feil i kraftproduksjon eller nett.

Å flytte forbruk vil i denne sammenheng ikke ha så stor effekt da utfordringen i stor grad dreier seg om volumene av industriforbruk, og disse har relativt jevn bruk over året.

Yaras nye ammoniakfabrikk på Herøya i Porsgrunn vil ha et relativt flatt industriforbruk på ca. 600 MW. Dagens makslast i Grenlandsområdet er omtrent 700 MW. Lokalt sett vil man altså få et mindre fleksibelt forbruk i Grenlandsområdet når vi får slike flate industrilaster inn i kraftsystemet. Dette illustrerer at det ikke er gitt at fremtidens forbruk samlet sett er mer fleksibelt enn det vi ser i dag.

---

30

### **Ny produksjon nært forbruket i Telemark eller NO1 kan redusere flaskehalsene inn til Østlandet**

Det er i dag nær 10 000 MW regulerbar vannkraft i NO2, som utgjør omtrent en tredjedel av den regulerbare vannkraftproduksjonen i landet. Den uregulerbare vannkraften utgjør ca. 1 400 MW og er på samme nivå som vindkraften i området. NO1 har til sammenligning ca. 1 400 MW regulerbar vannkraft, 2 500 MW uregulerbar vannkraft og 400 MW vindkraft.

Mer produksjon lokalisert nært forbruket vil generelt gi mindre overføringsbehov og reduserer flaskehalsene i nettet. Særlig NO1 er et stort underskuddsområde i dag. Dersom vi får mye ny produksjon i dette område som kan produsere om vinteren, vil dette dempe flaskehalsene vi ser i Østre korridor. Men motsatt vil det kunne bidra til å øke flaskehalsene ved søroverflyt sommertid.

### **Regulerbar produksjon kan løse deler av behovet**

Økt produksjon i Telemark vil også dempe flaskehalsene når flyten går nordover vinterstid, men kan øke flaskehalsene sørover på sommerstid. Det finnes i dag store vannkraftverk i indre Telemark. En oppgradering av eksisterende vannkraft med tilgjengelig vinterproduksjon vil kunne avhjelpe situasjonen.

Det er noen planer om effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk på Sør-Vestlandet (NO2) og områdestudien gjorde noen analyser for å vurdere effekten av dette. Mer effekt gjør at kraftverkene i enda større grad konsentrerer produksjonen til timene med høyest pris. Dermed reduseres de høyeste kraftprisene i vinterhalvåret. 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 II, 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 effektutvidelser ikke er helt entydige.

Etablering av kjernekraft i Norge diskuteres i offentligheten. I teorien vil et kjernekraftverk i størrelsesorden 1 400 MW på samme måte som en hybrid til Grenland gi betydelig mindre flaskehals nordover på vinteren. I motsetning til vannkraft er konvensjonell kjernekraft mindre fleksibelt og har derfor en relativt jevn produksjon over året. Et stort kjernekraftverk vil dermed forsterke flaskehalsen sørover i Østre korridor i perioder med lavere forbruk i øst. Det er formelt mulig å søke om tillatelse til å etablere kjernekraftverk i Norge, men det er ingen slike søknader til behandling i dag. Det finnes heller ikke detaljert regelverk for kommersielle kjernekraftverk i Norge i dag. Energikommisjonen mener at det trolig må bygges opp vesentlig forvaltnings- og tilsynskompetanse og systemer for avfallshåndtering, dersom det skal bygges kjernekraft i Norge. Se også omtale av kjernekraft i Statnetts *Langsiktig markedsanalyse 2022-2050*.

Vi må også bygge ut svært mye ny produksjon på kort tid for å dekke opp for de store forbruksøkningene vi ser i nær fremtid. Dersom vi får en forbruksøkning i Grenlandsområdet på opptil 1 700 MW, må det etableres produksjon med tilgjengelig vintereffekt i samme størrelsesorden for at dette skal være et reelt alternativ til å bygge nett. Store produksjonsanlegg kan også utløse behov for å oppgradere nettet dersom de ikke kan etableres i direkte tilknytning til store forbrukere.

### **Uregulerbar produksjon kan ikke løse behovet i alle timer**

Det er usikkert hvor mye ny produksjon som kommer i disse områdene i tiden fremover. Energikommisjonene peker på at det må komme ny produksjon i Norge både gjennom oppgradering av eksisterende vannkraftverk, sol- og vindkraft.

Det finnes noen planer om landbasert vindkraft på Sør- og Østlandet som vi beskriver i kapittel 2.3, men disse er usikre. Vi ser økende interesse rundt solkraft og dette er også nærmere beskrevet i kapittel 2.3.

Ny produksjon kan bidra til å redusere timer med flaskehals mellom Østlandet og Sørlandet. Samtidig må vi kunne dekke forbruket også i perioder der det ikke blåser, og solen ikke skinner. Uregulerbar produksjon kan altså ikke alene dekke behovet vi ser.

### **Bedre utnyttelse av dagens kraftsystem**

#### **Tilknytning med vilkår om utkobling av forbruk og produksjon**

I utgangspunktet har alle produsenter og uttakskunder rett på full tilknytning etter tilknytningsplikten. Dersom nettselskapet og kunden er enige om å inngå en tilknytningsavtale med vilkår, kan kunden tilknyttes selv om tilknytning ikke er driftsmessig forsvarlig. Generelt må alle avtaler om tilknytning med enten midlertidige eller permanente vilkår være utformet på en slik måte at tilknytningen med vilkår er driftsmessig forsvarlig og ikke medfører problemer for eksisterende kunder.

Tilknytning av forbruk på vilkår er allerede tatt i bruk for å kunne tilknytte forbruk utover det vi har plass til i dagens nett.

Tilknytning på vilkår gjør at vi kan tilknytte mer forbruk utover det som er driftsmessig forsvarlig i dagens nett. Dette innebærer at nettselskap og kunde inngår en avtale der kunden i perioder må koble ut eller redusere sitt forbruk i henhold til det som står i avtalen.

Både i Agder og i Grenlandsområde inngår Statnett og underliggende nettselskaper slike avtaler i dag. Det er likevel et begrenset potensial i denne typen avtaler. Mange slike avtaler kan bli vanskelig å følge opp i driften av kraftsystemet. Samtidig vil også betingelsene som nettselskapene kan tilby bli dårligere etter hvert som det blir flere slike tilknytninger innenfor samme område med begrenset kapasitet.

#### **Automatisert drift og nye fleksibilitetsmarkeder kan gi økt fleksibilitet i kraftsystemet**

Kraftmarkedet (spot- og intradagmarkedet) sørger for at kraftsystemet er i balanse *før driftstimen*, men det vil alltid oppstå avvik i faktisk produksjon eller forbruk, og det kan inntreffe feil. Dette fører til ubalanser. Denne ubalansen må håndteres av Statnett, som kjøper ulike produkter i sine reserve-markeder. Her får aktørene betalt for å justere sitt forbruk eller produksjon når det er behov for det. Noen markeder krever automatikk, rask respons og kort varighet, mens andre krever leveranse over lenger tid.

I dagens kraftsystem er det i hovedsak vannkraften som er bidrar inn med fleksibilitet i balansemarkedene. Dette skjer ved at regulerbar vannkraft justeres opp eller ned, og på den måten balanserer kraftsystemet til enhver tid. Det er i dag fire kategorier av reserveprodukter som Statnett kjøper med ulik responstid og varighet. De automatiske reservene (FFR, FCR og aFRR) er mer egnet for ubalanser og feil i nettet. Det er i hovedsak tertiærreserver (mFRR) som må brukes for å håndtere flaskehals.

Det er i dag få og store forbruksaktører som tilbyr fleksibilitet i mFRR. I dagens marked er minimumsvolumet 5 MW i NO1 og 10 MW i NO2 for å delta i opsjonsmarkedet for regulerkraft (FRR CM). Dette betyr at det er mange forbrukskunder som ikke har mulighet til å tilby fleksibilitet, fordi de ikke kan tilby store nok volum i dagens marked. I fremtiden skal dette endres til 1 MW.

Statnett automatiserer systemdriften sammen med øvrige nordiske TSOer i Norden gjennom en ny nordisk balanseringsmodell (NBM). Det vil antagelig føre til et fundamentalt skifte i deler av dagens kapasitetsmarker (aFRR og mFRR). Norske og nordiske aktiveringsmarked vil også bli tilkoblet de europeiske plattformene for hhv. aFRR og mFRR (PICASSO og MARI).

Det stilles en del krav til aktører som ønsker å delta i disse markedene som kan være barrierer mot deltakelse, som strengere krav til prekvalifisering, responstid etc. Samtidig vil nye markedsløsninger kreve investeringer i elektroniske systemer hos kundene for å kunne delta i kapasitetsmarkedene fremover.

Vi tror at nye løsninger i fremtiden kan gi mer fleksibilitet i forbruket. Samtidig er det vanskelig å ta hensyn til denne fleksibiliteten i langsiktig nettplanlegging fordi vi ikke vet hvor mye fleksibilitet det gir, eller over hvor store perioder av året, uken eller døgnet vi kan legge til grunn en gitt mengde fleksibilitet i forbruket.

### **Batterier kan bidra med kortvarig fleksibilitet**

Batterier kan levere fleksibilitet ved å lade i timer med lavt forbruk og levere strøm tilbake til markedet når etterspørselen er høy. Batterier vil da bidra både til å redusere de kortsiktige prisvariasjonene og til å gi forbrukerne strøm på de tidspunktene der behovet er størst.

Det finnes ikke stasjonære batterier i transmisjonsnettene i Norge i dag. Vi ser imidlertid at det skjer en utvikling på lavere spenningsnivå. Arva har eksempelvis installert batterier på Senja med kapasitet på 2 MWh. Dette er Norges største batteri av sitt slag. På verdensbasis skjer det en utvikling for store batteriparker. I California bygges det batterier som kan lagre over 3 000 MWh solkraftproduksjon fra timer med lite forbruk for å kunne levere inn i kraftsystemet når det er topplast.

Store stasjonære batteri i kombinasjon med for eksempel vind- eller solkraft, vil kunne bidra til å flate ut prisvariasjoner ved at man får flyttet produksjon fra timer med lavt forbruk og høy produksjon til høylasttimer. Med dagens regelverk har imidlertid ikke nettselskap i Norge lov til å bruke batterier for å løse nettoutfordringer. Batterier kan sammenliknes med en forbruker når det lades opp og som en produsent når energien lades ut. Batterier kan dermed delta i spot- og balansemarkedene. Nettselskap kan derfor bare bruke et batteri til å opprettholde stabil spenning, men har ikke lov til å kjøpe og selge strøm til og fra batteriet.

Investeringskostnaden av slike anlegg er fortsatt høy. Selv om batteriteknologien utvikler seg raskt, vil dette fortsatt være et dyrt alternativ sammenliknet med nettførsterkninger. Dagens batterier kan i hovedsak brukes til å flytte energi innenfor kortere perioder og dette vil ikke å løse utfordringene ved langvarig og sammenfallende produksjonssvikt fra sol- og vindkraft.

### **Reaktiv kompensering gir kun en liten økning av kapasitet over Grenlandssnittet**

Grenlandssnittet er et såkalt spenningsnitt. Det betyr at spenningsforhold begrenser hvor mye som kan overføres samlet over ledningene som inngår i snittet før man når termisk kapasitet. Reaktiv kompensering kan i noen tilfeller være et rimelig og raskt tiltak for å øke kapasiteten på spenningsnitt opp mot termisk grense. Reaktiv kompensering kan vi få fra f.eks. kondensatorbatterier og SVS-anlegg.

Vi har vurdert om reaktiv kompensering i stasjonene rundt Grenlandssnittet kan bidra til å øke kapasiteten her, men selv den best mulige plasseringen av kompenseringsanleggene gir lite økt kapasitet. 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.<sup>31</sup>

### **Systemansvarliges virkemidler vil ikke løse behovet vi ser på lengre sikt**

Systemansvarlig har en rekke virkemidler for å løse problemer i kraftsystemet på kort og lang sikt. Noen kan være aktuelle på kort sikt, men erstattes med nettiltak på lengre sikt der det er rasjonelt. I hovedsak er de mest aktuelle virkemidlene bruk av: belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), prisområder, spesialregulering og endringer i koblingsbilder.

Bruken av systemansvarliges virkemidler kan bidra til å gjøre en tilknytning, som ellers ikke ville vært det, driftsmessig forsvarlig. Dette omfatter blant annet bruk av belastningsfrakobling (BFK) og produksjonsfrakobling (PFK).

### **Flytte prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 fra Flesaker- til Grenlandsnittet**

Vi har i dag fem prisområder i Norge. Prisområder skal tas i bruk ved store og langvarige flaskehalsen og ved forventet energiknapphet i et område (fos § 5). Markedet løser da flaskehalsen ved at prisen øker i ett område og reduseres i et annet. Det skjer inntil produksjon og forbruk i de to områdene er endret så mye at flyten på flaskehalsen går under kapasitetsgrensen. Vi kan spesialregulere mindre flaskehalsen innenfor et prisområde, men er i utgangspunktet avhengig av å ha fungerende prisområder og en avtalt flyt som er innenfor sikre grenser gjennom markedet.

Strømnettutvalget anbefalte at Statnett utreder flere prisområder, innenfor rammene av dagens regelverk. Utvalget viser til at det også i kortere perioder kan gi en bedre utnyttelse av nettet at flaskehalsen reflekteres i prisene. Det kan for eksempel ha stor merverdi i kalde, men korte, vinterperioder når nettkapasiteten er fullt ut utnyttet. Utvalget anbefaler at energimyndighetene undersøker handlingsrommet for, og virkningen av, at prisområder også kan brukes for situasjoner med kortvarige flaskehalsen.

Områdestudien viste at den mest krevende flaskehalsen oppstår ved flyt mot nordøst over Grenlandsnittet. Studien viser videre at den blir håndtert mer effektivt hvis vi flytter prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 til dette snittet. Trolig er en slik utvidelse av NO1 nødvendig for å kunne håndtere selv en relativt moderat forbruksvekst i Grenland og Vestfold, før vi får på plass nettforsterkninger.

Flaskehalsen i søroverretning blir værende på Flesakersnittet, som i dag, 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 flaskehalsen lengre unna prisområdegrensene slik som i dette tilfellet.

Vi mener derfor at å endre prisområdegrensen er et tiltak som gjør at vi kan tilknytte mer forbruk på kort sikt. Samtidig vil ikke dette tiltaket alene være nok til å kunne gi tilknytning til de mengdene forbruk som det er planer om.

---

<sup>31</sup> 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 Grenlandsnittet 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.

### **Økt bruk av systemvern vil ikke være et alternativ til å forsterke nettet**

Systemvern er et av virkemidlene som systemansvarlig kan bruke for å øke kapasiteten i et overføringsnett. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på mellomlandsforbindelsene. Slike systemvern sørger for at feil på en forbindelse ikke medfører overlast på en annen, ved å koble ut forbruk eller produksjon umiddelbart. Bruken av systemvern kan dermed bidra til å gjøre en tilknytning, som ellers ikke ville vært det, driftsmessig forsvarlig.

Statnett har systemvern (nødeffekt) på mellomlandforbindelsene NSL, NorNed og Skagerak. 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. Dette betyr at vi allerede bruker systemvern for å gi økt kapasitet i dagens nett.

For at et systemvern skal fungere etter intensjonen, må vi på forhånd bestemme hvilke overlaster eller feilhendelser som skal utløse systemvernet. I et stort masket nett er det vanskelig å stille inn slike systemvern riktig fordi det er mange ulike kombinasjoner av utfall som kan gi overlast på en ledning. Vedlikehold blir også mer komplisert å planlegge fordi nettet er enda høyere utnyttet i normal drift.

Dersom vi prøver å utnytte dagens nett hardere ved å sette belastningsfrakobling på nytt forbruk i Grenland er det ikke sikkert at vi får ønsket virkning når vernet aktiveres. Dette kan også føre til en krevende og uoversiktlig driftssituasjon, der det kan oppstå uforutsette feilsituasjoner som kan gi langvarige utfall. Dersom vi planlegger for utstrakt bruk av systemansvarliges virkemidler vil det også være mindre handlingsrom i selve driftstimen når uforutsette situasjoner dukker opp. Automatisering av driften kan gjøre at vi i fremtiden kan ta høyere risiko i driften og enklere å håndtere systemvern. Statnett legger vekt på å utvikle løsninger fremover som skal gjøre dette lettere.



## V5 Verdsetting av virkninger

I dette vedlegget beskriver vi nytte- og kostnadsvirkninger for konseptene vi analyserer. For konsept 1 Østre korridor ser vi også på ulike undervarianter.

I alternativanalysen sammenligner vi følgende konsepter mot nullalternativet:

- Konsept 1A – Forsterkninger i Østre korridor via Arendal
- Konsept 1B – Forsterkninger i Østre korridor til Skåreheia
- Konsept 3 – Hybrid forbindelse fra SNII til Grenlandsområdet

### Verdsetting av virkninger

Når vi ser på virkningene av konseptene, deler vi dem ofte inn i prissatte og ikke-prissatte virkninger. De virkningene som kan verdsettes i kroner omtaler vi som prissatte virkninger. Noen virkninger er imidlertid vanskelige å prissette på en allment akseptert måte. Disse virkningene verdsettes derfor ikke i kroner og øre. Vi verdsetter disse virkningene basert på følgende skala: 0 - liten – middels – stor. I tillegg viser vi retningen på virkningen med (+) for nytte og (-) for kostnad.

Alle nåverdier er oppgitt i 2023-kroner og en diskonteringsrente på 4 % er lagt til grunn. Alle tall er rundet av til nærmeste 5 MNOK. Vi legger videre til grunn en analyseperiode på 40 år, altså fra 2023-2062.

Når vi har verdsatt de ulike virkningene har vi utarbeidet forventningsverdier i nåverdi. Mange av de viktigste forutsetningene som ligger til grunn for analysen er usikre. Vi er derfor opptatt av å omtale usikkerhet i våre anslag.

Idriftsettelsestidspunkt påvirker beregning av nåverdi. Innenfor konsept 1, forsterkninger i Østre korridor enten via Arendal (1A) eller nye Skåreheia-stasjon (1B), antar vi i våre analyser idriftsettelse i henholdsvis 2030 og 2031. For konsept 3, som innebærer hybrid forbindelse til Grenlandsområdet, er tidligste tidspunkt vi kan forvente idriftsettelse 2032. Dette er basert på at fase 1 lyses ut i 2023 med ambisjoner om at idriftsettelse i 2032. Hvis fase 2 lyses ut 2 år senere, slik regjeringen har planlagt, vil den tidligst være ferdig i 2032. Dette er et meget optimistisk anslag og senere idriftsettelse av konsept 3 diskuteres i usikkerhetsanalysen, se kapittel 4.2.

Dette betyr at kontantstrømmer knyttet til både kostnader og nytte vil komme tidligere i konsept 1.

Ledetider og faktisk idriftsettelsestidspunkt er generelt usikre og vil avhenge av flere forhold, som myndighetsprosesser, anleggsbidrag, byggetider og hvilken prioritet tiltaket blir gitt i Statnetts prosjektportefølje.

### Investeringskostnader

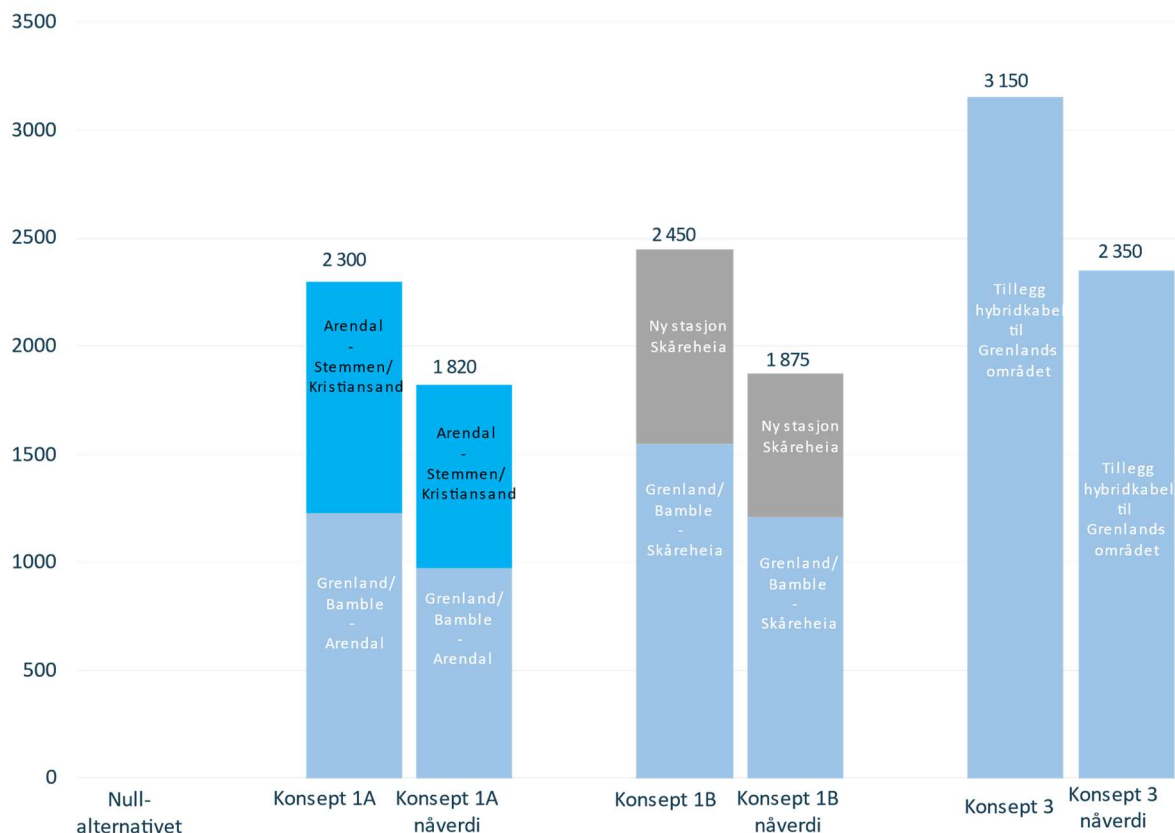
Investeringskostnadene i de ulike konseptene påvirkes av antall km ledning eller HVDC-kabel, prisene på ledning og kabel og om det må investeres i ny stasjon.

Nullalternativet innebærer i våre analyser ingen investeringskostnader. Reinvesteringer som uansett vil skje i alle konsepter er ikke tatt med, da det er sammenligningsgrunnlaget som er relevant i analysen. Kostnader for omformeranlegg og HVDC-kabel fra SNII mot land som uansett må bygges er heller ikke med i beregningene.

Kostnadene som presenteres her er altså ment for å gi et sammenligningsgrunnlag.

### Ny ledning i Østre korridor via Arendal har lavest investeringskostnader

Av utbyggingskonseptene er det konsept 1 som kommer best ut med lavest investeringskostnader.



Figur V- 2 Investeringskostnader (MNOK) i de ulike konseptene både i faste kroner og som nåverdi (NNV).

I Figur V- 2 viser vi investeringskostnadene i konseptene både i reelle kroner og nåverdi. I Tabell V- 1 har vi satt opp investeringskostnadene i nåverdi.

Tabell V- 1 Investeringskostnader (MNOK) i nåverdi 2023-kr for de ulike konseptene. Tallene er avrundet til nærmeste 5 MNOK.

	Nullalternativet	Konsept 1A Østre korridor via Arendal	Konsept 1B Østre korridor til Skåreheia	Konsept 3 Hybrid fra SNII til Grenlandsområdet
<b>Trinn 1</b>	0	-970	-1 875	-2 350
<b>Trinn 2</b>		-850		
<b>Totalt</b>	<b>0</b>	<b>-1 820</b>	<b>-1 875</b>	<b>-2 350</b>

### Usikkerhet i pris på HVDC-kabel og idriftsettelsestidspunkt kan gjøre konsept 3 mindre lønnsomt

For prisen på HVDC-kabel er estimatene mye mer usikre enn for ledning. Både teknologivalg og dagens leverandørmarked med få leverandører og stor etterspørsel vil kunne påvirke lønnsomheten.

Forventningsestimatet vårt er basert på at en hybrid kan bygges som et bipol HVDC-system uten metallisk returleder. Både NordLink og NSL er bygget som bipol uten metallisk returleder. En metallisk

returleder vil gi opp mot 1 mrd. høyere investeringskostnader for HVDC-anlegget, men kan ha noen fordeler ved utfall av en HVDC-kabel. Vi har ikke avklart om metallisk retur kan bli nødvendig i dette tilfelle. Dette er et valg som må gjøres i videre prosjektutvikling av en eventuell hybridkabel, men det er samtidig viktig å være klar over at dette har stor innvirkning på lønnsomheten.

For trasévalg er det gjort grove vurderinger, og nærmere undersøkelser er nødvendig for å finne beste trasé, enten det gjelder havbunnen eller terrenget.

Nåverdiene til investeringskostnadene blir påvirket av når vi forventer at konseptene kan stå ferdig. Ny ledning i Østre korridor via Arendal kan bygges i trinn til Kristiansandsområdet. Oppdatert informasjon kan endre lønnsomheten av de ulike trinnene. Dette ser vi nærmere på i kapittel 4.3.

### **Sparte regionalnettkostnader og nyttevirkninger for regionalnettet**

I konsept 1B er det muligheter for å gjøre besparelser i regionalnettet. Dersom Statnett bygger en ny stasjon ved Skåreheia mener Glitre Nett AS at det kan redusere reinvesteringsbehovet deres betydelig. I brev sendt til Statnett 26.03.2023 peker de på at ved reinvesteringstidspunkt kan 132 kV-ledningen mellom Brokke og Vegusdal reduseres til enkel-linje som tilsvarer en besparelse på 250 MNOK. Disse besparelsene er tatt med i våre beregninger.

Videre viser de til besparelser på om lag 170 MNOK fordi deler av regionalnettet i området potensielt kan saneres, men dette avhenger antagelig av at det gjøres tiltak i Statnetts stasjon Brokke. Ettersom Brokke er en stasjon som ligger i fjellandskap og det ikke nødvendigvis er plass til utvidelser, vil dette antagelig føre til kostnader her. Det er derfor usikkerhet knyttet til hvor store besparelsene kan bli i sum.

Besparelsene på 250 MNOK er ikke nok for å fullt ut veie opp for kostanden av å bygge en ny stasjon i Skåreheia mot å gå via Arendal i seg selv. Glitre Nett peker imidlertid på flere andre nyttevirkninger av å gå til Skåreheia:

- **Reduserte nettap**  
Kraftproduksjonen fra Brokke-området kan gå via kortere 132 kV-ledninger mot transmisijsnettet i stedet for via lange 132 kV- ledninger langs kysten.
- **Legger til rette for økt produksjonsinnmating i regionalt distribusjonsnett**  
Dagens nett er høyt utnyttet og uten tiltak vil det ikke kunne kobles på mer produksjon. Tidligere analyser har pekt på ny stasjon ved Skåreheia som det som kan gi mest kapasitet til ny produksjon.
- **Økt leveringskapasitet og leveringspålitelighet til kystområdene mellom Kristiansand og Arendal**  
De lange ledningene i dagens regionalnett gir begrensninger med tanke på spenningsfall.
- **Forenkler/muliggjør oppdeling av eksisterende 132 kV nett**  
Kraftflyten i dagens 132 kV-nett mellom Kristiansand, Brokke og Arendal blir påvirket av transittflyt, spesielt fra Skagerak-kablene, som beslaglegger kapasitet i nettet.
- **Muliggjør/forenkler eventuell overgang fra spolejordet nett til direktejordet eller lavimpedansjordet nett på sikt**  
Det er utfordrende å endre systemjording i et stort, sammenhengende nett som i dagens nett.
- **Gir større fleksibilitet i nettviklingen i området**  
Ny tansmisijsnettstasjon muliggjør enklere/rimeligere videreutvikling av regionalnettet enn med dagens struktur.

For å konkretisere nytteverdiene for regionalnettet og eventuelle kostnader for tiltak i Statnetts stasjoner som følge av dette kreves det videre utredninger og analyser.

Tabell V- 2 under viser nåverdien av de sparte reinvesteringstkostnadene.

Tabell V- 2 Nåverdien av besparelser i regionalnettet oppgitt i MNOK.

	Konsept 1A	Konsept 1B	Konsept 3
Nullalternativet	Østre korridor via Arendal	Østre korridor til Skåreheia	Hybrid fra SNII til Grenlandsområdet
0	0	+ 115	0

Her ser vi bare på de prissatte virkningene som kan realiseres uten større tiltak fra Statnett. Vi tar ikke med oss de ikke-prissatte virkningene beskrevet over videre i analysen. Det er naturlig at disse utredes videre i modningen mot løsningsvalg.

### Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene vil øke i begge konseptene sammenlignet med nullalternativet fordi vi bygger ut transmisjonsnettet og vi får en større anleggsmasse å vedlikeholde. Kostandene for dette viser vi i Tabell V-3.

Tabell V- 3 Drifts- og vedlikeholdskostnader nåverdi for de ulike konseptene.

	Konsept 1A	Konsept 1B	Konsept 3
Nullalternativet	Østre korridor via Arendal	Østre korridor til Skåreheia	Hybrid fra SNII til Grenlandsområdet
0	-25	-105	-145

Ny ledning i Østre korridor via Arendal har de laveste drifts- og vedlikeholdskostnadene, mens konsept 3 er det dyreste.

Konsept 1A og 3 innebærer omtrent like lange ledninger. I konsept 1B er ledningen om lag 40 km kortere, men konseptet inkluderer en ny stasjon som vil innebære økte kostnader. Konsept 3 omfatter HVDC-kabel til havs, dette er dyrere å vedlikeholde per km enn luftledning.

Drifts- og vedlikeholdskostnader er utarbeidet basert på erfaringstall. Vi har mange færre erfaringer og basere oss på når det kommer til HVDC-kabler. Det er derfor størst usikkerhet knyttet til disse kostnadene, men de utgjør en liten del av det totale kostnadsunderlaget.

### Verdien av nytt forbruk

Som beskrevet i behovsanalysen står vi ovenfor et grønt skifte som gjør at etterspørselen etter kraft er stor sammenlignet med tidligere. I denne KVUen planlegger vi derfor for vårt Høy-scenario med 5 000 MW økt forbruk i NO2<sup>32</sup> sammen med 2 800 MW havvind fra Sørlege Nordsjø II.

I nullalternativet blir det høyere priser i NO1 og markedet vil etter hvert kunne hindre nye etableringer. Nullalternativet, slik vi har beskrevet det i kapittel 3.2, innebærer avvisning av forbruk opp mot Middel-

<sup>32</sup> Se kapittel 2.3 for nærmere beskrivelse av den geografiske plasseringen av forbruket.

scenarioet. Omfanget av avvist forbruk vil avhenge av hvor stor forbruksveksten faktisk blir, og hvilken geografisk plassering forbruket vil ha.

Både ny ledning i Østre korridor og hybridforbindelse til Grenlandsområdet gjør det mulig å tilknytte mer forbruk, opp mot vårt Høy-scenario. Samtidig innebærer konseptene investeringskostnader. Verdien av det avviste forbruket er derfor en sentral nyttevirkning i analysen for å vurdere om konseptene er lønnsomme.

Det er utfordrende å gi et anslag på hva som vil være den reelle verdien for samfunnet av å muliggjøre tilknytning av forbruket. Verdien vil blant annet avhenge av:

- Hvilket forbruk som faktisk ender opp med å etablere seg eller øker uttaket sitt
- Investeringskostnader forbundet med etablering av det nye forbruket
- Verdiskapingen det nye/økte forbruket bidrar med
- Om forbruket vil eller kan etablere seg på alternative lokasjoner hvis de ikke får nettilknytning der de ønsker
- Om forbruket som etableres medfører andre positive nyttevirkninger som reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp

### **Verdien av ny næringsvirksomhet er vanskelig å anslå**

I denne KVUen er aktørbildet sammensatt av ulike typer industriaktører. Mange av aktørene har søkt om tilknytning i underliggende nett. Vi har dermed lite konkret informasjon om forretningsgrunnlaget til de enkelte industriaktørene. Det gjør det vanskelig å si noe eksakt om den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket. Av den grunn behandler vi dette som en ikke-prissatt virkning.

Vi regner imidlertid med at aktørene kun vil etablere seg dersom de forventer positiv avkastning på sin investering. Det er derfor rimelig å anta at nytt forbruk vil øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene. Som vi ser av oppsummeringstabellen i kapittel 4, Tabell 4-1, bør det nye forbruket ha en verdi som overstiger investeringskostnadene på omtrent to milliarder kroner i nåverdi for at tiltakene skal være lønnsomme. Flere av aktørene som ønsker å etablere seg skal investere store beløp. Eksempel på dette er Elkem, Hydro og Altor som skal investere 2 milliarder i Vianode batterifabrikk på Herøya. Fabrikken planlegger å bruke omtrent 150 MW. Dette er den første av flere investeringer, der et fullskalaanlegg kan utgjøre investeringer på ca. 10 milliarder kroner.

### **Deler av forbruksveksten er elektrifisering som gir sparte klimagassutslipp**

Statnetts investeringer påvirker klimagassutslipp indirekte via endringer i forbruk og produksjon av ulike typer energi. Kostnader ved klimagassutslipp er i stor grad reflektert i kvotepriser, og dermed i prisene som styrer produsentenes og forbrukernes markedsadferd. Samtidig er det slik at kvotemarkedet ligger an til å gå mot null i 2040. Dette innebærer i så fall at bedrifter må kutte utslipp. Dette henger tett sammen med EUs klimamål.

Grenlandsområdet står i dag for omtrent 20 % av CO<sub>2</sub>-utslippene fra norsk industri med totalt ca. 2,4 millioner tonn årlig. Det er i dag flere planlagte elektrifiseringstiltak blant de største industriaktørene for å få ned CO<sub>2</sub>-utslippene. Dersom manglende kapasitet i overføringsnettet gjør at industrien ikke kan kutte sine utslipp som planlagt, vil kapasiteten bli en barriere som hindrer industrien i å gjennomføre utslippskutt. Dette kan igjen påvirke om Norge når sine klimamål. Dette er derfor en viktig virkning i denne KVUen.

I Grenlandsområdet har følgende bedrifter planer om store kutt i utslipp frem mot 2030:

- Norcem Brevik, 0,4 millioner tonn CO<sub>2</sub>

- INOVYN/INEOS, 0,27 millioner tonn CO<sub>2</sub>
- Fullelektrifisering av Yara Herøya 0,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>

Yaras prosjekt HEGRA kommer til å gi det største utslippskuttet, med en reduksjon på 0,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Dette prosjektet har fått tilknytning med vilkår. Øvrige prosjekt slik som INOVYN kan imidlertid få forsinkelser i sine utslippskutt om de ikke får komme på nett i tide.

Det er mulig å verdsette klimagassutslipp ved å bruke finansdepartementet sine CO<sub>2</sub>-prisbaner. Gitt en fremtidig CO<sub>2</sub> pris på 2 000 NOK/tonn vil INOVYN/INEOS alene få en årlig besparelse på 0,5 mrd. NOK ved å kutte utslippene. Dette illustrerer at det er store besparelser for industrien forbundet med å kutte utslipp.

Vi behandler likevel klimavirkninger som en ikke-prissatt-virkning i denne KVUen. Vi kan verdsette nyttesiden av å kutte utslipp gjennom å verdsette klimagassutslippene, men vi kjenner ikke investeringskostnadene forbundet med utslippsreduksjonen. I tillegg mottar flere av disse bedriftene støtte fra blant annet Enova. Dette påvirker også investeringsbeslutningene som industriaktørene tar.

### Vi vurderer at verdien av ny verdiskapning og reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp er stor

Antall MW forbruk som ønsker å etablere seg sier imidlertid lite om størrelsen på det bedriftsøkonomiske overskuddet og derfor heller ikke noe om den samfunnsøkonomiske verdien av forbruket. I fravær av mer konkret informasjon anser vi verdien av forbruket i Høy-scenariet som stor i alle utbyggingskonseptene.

Det er altså lite som skiller de ulike konseptene fra hverandre her. Et aspekt som blir viktig er når forbruket kan etablere seg. Det har derfor betydning når forbruket kan få tilknytning til nettet. I begge utbyggingskonsept kan det oppstå forsinkelser som gir tapte verdier, men vi anser det som mer sannsynlig med lenger ledetid i forbindelse med bygging av en hybrid forbindelse enn ved ledning på land. Dette omtaler vi nærmere i kapittel 0.

I Tabell V- 4 oppsummerer vi hvordan vi har verdsatt nytt forbruk for konseptene. Ettersom vi kan knytte til omtrent like mye forbruk i konseptene settes denne til Stor (+) for alle.

Tabell V- 4 Oppsummering av verdien av nytt forbruk

	Konsept 1A	Konsept 1B	Konsept 3
Nullalternativet	Østre korridor via Arendal	Østre korridor via Skåreheia	Hybrid fra SNII til Grenlandsområdet
0	Stor (+)	Stor (+)	Stor (+)

### Usikkerheten rundt forbruket trekker i samme retning

Dersom forbruksveksten ikke kommer, eller forbruket etablerer seg andre steder enn der det nå er søkt om tilknytning kan den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av tiltakene bli lavere.

I begge konseptene kan det oppstå forsinkelser som kan virke inn på når man kan kutte i CO<sub>2</sub>-utslipp. Vi mener imidlertid at det er mer sannsynlig med lenger ledetid i forbindelse med bygging av en hybrid forbindelse enn ved ledning på land.

Dersom havvindfeltene ikke bygges ut, ser vi fortsatt et behov for en sterk forbindelse mellom Sør- og Østlandet. Da vil vi antagelig måtte importere mer kraft fra Europa for å dekke opp underskuddet og det kan bli behov for andre tiltak på sikt. Dette vil ha stor effekt på prisene.

Vi tror likevel, slik vi har argumentert for gjennom behovsanalysen, at det er rimelig å anta at forbruksveksten kommer, men hvem som etablerer seg og hvor er usikkert. Dette vil igjen påvirkes av hvor vi setter inn nye netttiltak og når de kan stå ferdig.

Det er vanskelig å si noe om verdiskapningen til de ulike industriaktørene som har søkt om tilknytning. Vi regner imidlertid med at aktørene kun vil etablere seg dersom de forventer positiv avkastning på sin investering. Det er derfor rimelig å anta at nytt forbruk vil øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene.

Selv om det er mye usikkerhet rundt dette mener vi likevel vi kan sannsynliggjøre at verdien av nytt forbruk vil overstige investeringskostnadene. Vi kan ikke gå inn i hvert enkelt forretningsgrunnlag hos de som søker tilknytning, men vi har innhentet informasjon fra regionalnettseier som tilsier at investeringer i Grenlandsområdet alene vil ligge i titalls milliarder-klassen for de mest modne aktørene blant de som har søkt tilknytning.

### Miljøvirkninger

#### Konseptene har negativ konsekvens for naturvirkninger og miljøinngrep

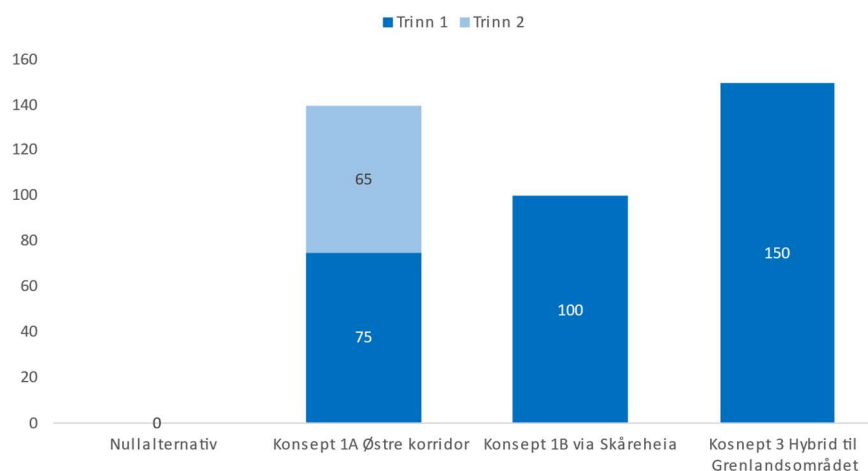
Vi verdsetter natur- og miljøvirkninger basert på en økosystemtilnærming. Som bakgrunn for samlet virkning ligger en vurdering av konseptenes omfang og verdien av området som blir berørt. I kombinasjon utgjør omfang og verdi en konsekvens.

Miljøvurderingene i konseptvalgutredningen er overordnede og ikke til erstatning for konsekvensutredningsprogrammet, men er innrettet som en grov økosystemtilnærming for å kartlegge de samfunnsøkonomiske virkningene.

#### Vi vurderer omfanget som middels for konseptene vi utreder

Med omfang menes hvilke endringer på miljøet tiltaket kan ha. Antall kilometer ny ledning og/eller hvor mange mennesker som berøres av konseptene er avgjørende for omfangsvurderingen. For en ny forbindelse i Østre korridor, som innebærer mange kilometer ny luftledning og berører mange mennesker, vurderer vi omfanget som middels. Hybridkabel innebærer også mange kilometer med kabel, men da på havbunnen. Omfanget settes også her til middels.

I Figur V- 3 under viser vi antall km forbindelse som må bygges i de ulike konseptene.



Figur V- 3 Antall km forbindelse i utbyggingskonseptene.

## Verdier i de berørte områdene

Alle konseptene er omfattende. Vi har tatt utgangspunkt i kjente opplysninger som er hentet fra nasjonale databaser som ligger tilgjengelig i kartløsninger.

### *Konsept 1 Østre korridor*

Konsept 1A og 1B skiller seg lite fra hverandre når det kommer til miljø- og arealvirkninger.

Konsept 1B vil kreve en ny transformatorstasjon eller koblingsanlegg ved Skåreheia. Dette er et svært viktig friluftslivsområde og det er myrlendt. Det kan imidlertid være mulig å finne en plassering i dette området der vi unngår å påvirke verdifulle områder.

Konsept 1A med ny ledning parallelt med eksisterende ledning krever færre nye adkomster til master og ledningstrase. Det antas at adkomstene som ble benyttet for 10 år siden kan benyttes i stor grad.

Verdiene for natur og miljø ser ut til å være noe mindre i områdene der ny ledning mellom Grenland/Bamble-Skåreheia kan bygges i konsept 1B. Samtidig vurderer vi verdiene for friluftsliv til å være større for konsept 1B. Vi mener likevel at parallell ledning fra Bamble/Grenland-Arendal i konsept 1A fremstår som alternativet med minst naturinngrep hvis det kun blir behov for trinn 1. Når vi tar hensyn til at konsept 1A mest sannsynlig må helt til Kristiansandsområdet vil omfanget øke noe. Ledningen blir lengre og vil påvirke større og flere verdifulle arealer enn konsept 1B, der vi stopper i Skåreheia. Samtidig er miljøvurderingene overordnede på dette stadiet slik at vi vurderer at både konsept 1A og 1B har middels negativ konsekvens. Dersom vi utreder disse konseptene videre kan ny kunnskap endre denne vurderingen.

### *Hybrid til Grenland har mindre miljømessige konsekvenser*

Hybrid til Grenland har et helt annet konsekvensbilde enn konsept 1, og ser ut til å ha små konsekvenser. De største konsekvensene ved dette alternativet vil være å legge sjøkabel inn til Bamble eller Grenland. Vi har ikke gjennomført en komplett sjekk av miljøtema i sjøområdene, men generelt er det små konsekvenser ved å legge kabel på havbunnen. Kablene spyles ned i bunnsedimentene, om det er mulig. Dersom det ikke er mulig å spyle ned kabler på grunnen av hardt substrat eller fjell, blir kablet dekket med stein for å hindre skader på kablet og for å kunne opprettholde kommersielt fiske. Dersom kablet må krysse andre kabler bygges det opp puter med stein mellom kablet.

### *Konsept 1B åpner for mulig sanering av regionalnett*

Ledning til Skåreheia vil kreve en ny transformatorstasjon eller koblingsanlegg i et konfliktfylt område. Samtidig åpner denne varianten for at Glitre Nett kan gjøre forenklinger i sitt regionalnett. I dag går det to doble 132 kV ledninger mellom Brokke og Vegusdal på omtrent 80 km. Glitre Nett mener at de kan unngå å reinvestere den ene ledningen. Glitre peker også på at det kan være mulig å sanere ytterligere 29 km i samme regionalnett.

På bakgrunn av det vi har beskrevet over verdsetter vi miljøvirkningene i konsept 1 til å være noe større enn i konsept 3, dette har vi oppsummert under i Tabell V- 5.

*Tabell V- 5 Oppsummering av verdsetting av natur- og miljøvirkninger i konseptene.*

	Konsept 1A	Konsept 1B	Konsept 3
Nullalternativet	Østre korridor via Arendal	Østre korridor til Skåreheia	Hybrid fra SNII til Grenlandsområdet
0	Middels (-)	Middels (-)	Liten (-)



**Usikkerhet i miljøvurderingene er stor, men vi tror ikke at det endrer rangeringen av hovedkonseptene**

Det faglige grunnlaget for vurderingene er utelukkende basert på søk i nasjonale databaser og datasett. Dette gir en god oversikt, men det kan finnes verdier i analyseområdet som ville ha endret konklusjonene. Det varierer fra område til område hvor mye kunnskap som er registrert, og derfor vil det bli en viss usikkerhet i vurderingene. Det er mest kunnskap om området rundt Grenland/Bamble.

Vurderingene av verdi er også usikker, hovedsakelig på grunn av det overordnede nivået på miljøvurderingen og at det ikke er besluttet hvilken trasé forbindelsene skal gå i. Eksempelvis er det forskjell på hvilken type områder konseptet med ny forbindelse berører. Usikkerheten kan trekke i positiv eller negativ retning, uten at vi kan si hvilken retning som er sterkest. Med den informasjonen vi har nå, mener vi derfor det ikke endrer rangeringen av konseptene.

Miljøvirkninger vil være gjenstand for en grundig myndighetsbehandling og en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt. Som en del av prosessen med eventuelle melding(er) og søknad(er) etter energiloven vil konsekvensene av de ulike tiltakene bli utredet og vurdert. Myndighetene vil så avgjøre om natur- og miljøvirkningene av tiltakene er akseptable, sett opp mot øvrige kostnader og nytte tiltakene gir.

**Restverdi**

Vi har satt en analyseperiode på 40 år. Ledninger har ofte en teknisk levetid på mellom 80 og 100 år, mens HVDC-kabel har derimot en levetid på 40 år. Stasjoner kan ha en levetid opp mot 55 år.

Vi tenker her ikke på restverdi i form av skrapverdien til stasjoner, master og ledninger, men verdien som ligger i å drifte anleggsdelene utover de 40 årene vi ser på. Restverdien skal gi et anslag på samlet samfunnsøkonomisk nåverdi for konseptene etter utløpt analyseperiode.

Analyseperioden går fra 2023-2062. Ettersom vi setter av minst 5 år til planlegging og konsesjonsprosess betyr det at konseptene har en restverdi etter endt analyseperiode. Konsept 1 har en større restverdi enn konsept 3 grunnet lenger levetid på ledning.

Utbyggingskonseptene skaper altså nytte utover de 40 årene vi ser på. Det er imidlertid beheftet stor usikkerhet med å verdsette denne nytten så langt frem i tid, og det kan kreve reinvestering i andre komponenter for å oppnå denne restverdien. Det er altså ikke nødvendigvis kun snakk om restverdier, men også at det finnes realopsjoner til å investere videre i nettet i fremtiden.

I Tabell V- 6 har vi oppsummert vår verdsetting av restverdien. Vi har her verdsatt restverdien i konsept 1A og 1B til positiv fordi luftledningene i konsept 1 har lengre levetid enn HVDC-kabel i konsept 3. Det er likevel snakk om reinvesteringer veldig langt frem i tid og vi verdsetter den til liten. Vi velger å ikke skille på de to variantene i konsept 1 selv om variant B innebærer en stasjon med en mulig levetid på 55-60 år. Her vet vi lite om hvor mye av stasjonen som må reinvesteres ved endt levetid.

*Tabell V- 6 Restverdien over de ulike konseptene.*

	Konsept 1A	Konsept 1B	Konsept 3
Nullalternativet	Østre korridor via Arendal	Østre korridor via Skåreheia	Hybrid fra SNII til Grenlandsområdet
0	Liten (+)	Liten (+)	0

### **Det er stor usikkerhet i restverdi**

Størrelsen på restverdiene vil avhenge av om det må reinvesteres i andre komponenter for å kunne realisere restverdien. Fremtidig utvikling av forbruk, både forbruksvekst og geografisk plassering, vil påvirke restverdiene. I Lav- eller Middels-scenario vil restverdiene mellom konseptene og nullalternativet reduseres.

### **Markedsnyttens indikerer nytten av økt nettkapasitet – men er i dette tilfellet vanskelig å beregne**

En flaskehals betyr at det ikke er nok kapasitet i nettet til å overføre ønsket mengde kraft fra et område til et annet. Da oppstår det en prisforskjell mellom de to områdene. Prisforskjellen sier noe om størrelsen på den samfunnsøkonomiske kostnaden med flaskehalsen, og dermed potensialet for samfunnsøkonomisk nytte som kan realiseres av mer kapasitet i nettet.

Normalt bruker vi simuleringer med vår marked-nett modell Samnett til å beregne den samfunnsøkonomiske markedsnyttens av økt kraftutveksling både internt og til andre land. Og i hovedsak gir dette et relevant bilde av hvorvidt den samfunnsøkonomiske nytten er større enn kostnaden av å øke nettkapasiteten. I tilfellet vi ser på i denne KVUen medfører imidlertid fordelingsvirkninger med landene rundt oss, dynamiske markedsvirkninger og utfordringer med å finne et relevant markedsmessig nullalternativ – at det er krevende å beregne den reelle markedsnyttens. Vi har derfor valgt å ikke vektlegge beregnet markedsnyttens med og uten tiltaket direkte i denne KVUen.

### **Mer kapasitet i nettet gjør at kraftverkene kan utnyttes bedre og forsyne forbruk til en lavere kostnad**

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.

Nytten som oppstår i kraftmarkedet når man bygger ned en flaskehals består av endringer i:

- Konsumet- og produsentoverskudd i Norge og utlandet
- Flaskehalsinntekter på mellomlandsforbindelsene
- Overføringstap i transmisjonsnettet

En flaskehals i Østre korridor gjør at vi ikke fullt ut får utnyttet vindkraftproduksjonen og mulighetene for billig import for å forsyne forbruket på Østlandet. I stedet må man ta i bruk regulerbare vannkraftressurser som har langt høyere verdi fordi vannet ellers kunne blitt spart og brukt når prisene er høyere.

Det motsatte er også tilfelle i sommerhalvåret når flaskehalsene typisk er fra Østlandet mot Sørlandet. Da fører disse flaskehalsene til at uregulert kraft i mange timer ikke kan bli eksportert. Konsekvensen er at vannkraft med høyere alternativ verdi på Sørlandet (NO2) produserer mer, eller at prisene i NO2 blir like som i utlandet slik at eksporten reduseres.

Etter hvert som forbruket øker betydelig på Østlandet, samtidig som det knyttes til havvind på Sørlandet, vil forbruket i flere timer måtte koble ut for å skape balanse i markedet. Nyttens er en funksjon av hvor mye forbruk som må kobles ut, hvor ofte det skjer, betalingsvilje og hvor mye av kapasiteten inn til området øker. Den største nytten av nettiltak oppstår når kapasitetsøkningen gjør at forbruket ikke må koble ut. Omfanget vil også avhenge av for eksempel mulighetene for import til NO1 fra Sverige (SE3). De siste årene har kapasiteten her vært sterkt redusert.

For å finne de reduserte flaskehalskostnadene tar vi differansen i samfunnsøkonomisk overskudd fra simuleringer med og uten nettiltaket. Dette er altså summen av endringer i produsent- og konsumentoverskudd per område i modellen og endringer i flaskehalsinntekter på alle forbindelser

mellom områder over alle værårene vi simulerer<sup>33</sup>. I tillegg kommer endrede tapskostnader og verdien av disse. I disse beregningene har vi normalt ingen andre endringer enn endringene i nettet vi ønsker å beregne nytten av. I tilfeller der den økte nettkapasiteten gir andre priser, vil det oppstå markedsmessige endringer som gjør at denne måten å beregne nytten på blir mindre relevant.

### **Økt intern nettkapasitet mellom Sør- og Østlandet gir første ordens fordelingsvirkninger med utlandet**

Det oppstår fordelingsvirkninger og endringer i nyttevirksomheter både mellom ulike aktører og områder når vi fjerner en flaskehals mellom prisområder. Dette skjer typisk hvis nytten av en innlands flaskehals i stor grad realiseres som økte flaskehalsinntekter mot utlandet – slik tilfellet er med tiltakene vi ser på i denne KVUen.

Flaskehalsinntekter på en forbindelse til et annet land deles normalt likt med TSOen (transmission system operator) på den andre siden. Når vi bygger ned en flaskehals på en intern prisområdegrensning vil Statnetts flaskehalsinntekter bli betydelig mindre. Nedgangen i interne flaskehalsinntekter er kun en omfordeling mellom Statnett og norske produsenter og konsumenter<sup>34</sup>, men prisvirkningene gir også opphav til første ordens fordelingsvirkninger mellom Norge og utlandet.

Kort fortalt vil en reduksjon i en intern flaskehals i Norge kunne gi økt flaskehals på forbindelsene til utlandet. Dette er særlig relevant for forsterkningene vi ser på i denne KVUen. Samlet sett for hele det europeiske systemet blir den samlede markedsnyttens av økt nettkapasitet alltid større. Men siden vi i dette tilfellet går fra å ha høye interne flaskehalsinntekter, der Statnett får hele inntekten, til å ha større flaskehalsinntekter på forbindelsene mot utlandet, der vi må dele disse med partneren på andre siden, kan vi få en reduksjon i den norske andelen av den samlede samfunnsøkonomiske markedsnyttens. Dette gjelder når vi gjør beregningene med modellsimuleringer med og uten tiltakene, uten andre endringer. Dette må ikke tolkes som at det ikke er en norsk samfunnsøkonomisk nytte av å bygge ned norske flaskehals – i dette tilfellet mellom Sør- og Østlandet – men at denne formen for direkte beregning med og uten tiltaket uten andre tilpasninger i dette tilfellet ikke fanger den samlede nytten for Norge over tid.

Dette er lettest å illustrere med to eksempler der vi viser hvordan nytten fordeler seg når vi bygger ned flaskehalsen mellom NO2 (Sørlandet) og NO1 (Østlandet). De norske prisområdene er illustrert i Figur V- 4.

I første eksempel tar vi utgangspunkt i timer med import på mellomlandsforbindelsene. Om vinteren vil det i mange timer være flaskehals ut av NO2 mot NO1 og NO5 (Vestlandet). Uten nettførsterkning vil vi i timer med mye vind i Nordsjøen og lave priser i Europa få samme lave pris i NO2. I resten av Sør-Norge (NO1 og NO5) er prisene høyere fordi det er vannverdien i regulert vannkraft som setter prisen her.

Når vi simulerer med økt kapasitet mellom NO2 og NO1 går prisen i NO2 fra å være lik prisen i utlandet til å være lik prisen i NO1. Konsumentene i NO1 får da lavere pris og produsentene i NO2 får høyere pris. Samtidig reduseres konsumentoverskuddet i NO2. Dette gir fordelingsvirkninger mellom ulike aktører internt i Norge, men også mellom Norge og utlandet. Den økte prisen i NO2 fører til at produsentene i utlandet kan selge sin kraft til en høyere pris enn uten nettiltaket. Og flaskehalsen vil i mange timer flyttes fra å være mellom NO2 og NO1 internt i Norge til i større grad å være på mellomlandsforbindelsene ut fra NO2 der flaskehalsinntektene deles mellom Norge og utlandet.

<sup>33</sup> Vi bruker 29 historiske værår fra 1988 til 2016.

<sup>34</sup> Flaskehalsinntektene som tilfaller Statnett, videreføres til Statnetts kunder gjennom reduksjon i tariffer.

I timer der økt kapasitet i Østre korridor gjør at man unngår veldig høye kraftpriser på i NO1, realiseres nytten i stor grad som økt konsumentoverskudd på Østlandet. I disse timene tilfaller typisk mye av markedsnytten i Norge.

I det andre eksempelet tar vi utgangspunkt i timer der det er stor eksport på forbindelsene fra NO2 til utlandet uten at det oppstår flaskehals. Det siste betyr at prisen i NO2 er lik med minst et av landene vi har HVDC- forbindelse til. Samtidig er det flaskehals fra NO1 og NO5 mot NO2, og dermed lavere pris i disse områdene.

Statnett gjennomfører så et tiltak som øker kapasiteten fra NO1 til NO2. Økningen er nok til at det oppstår flaskehals på alle forbindelsene mellom NO2 og utlandet. Prisene i NO2 faller da ned til nivået i NO1 og NO5. Konsekvensen er at det oppstår mye større flaskehalsinntekt på forbindelsene ut av NO2. Samtidig faller prisen på det som selges til utlandet for produsentene i NO2<sup>35</sup>. Prisnedgangen på det de selger til norske konsumenter er kun en fordelingsvirkning i Norge, mens lavere priser på det som selges til utlandet gir et norsk samfunnsøkonomisk tap. Dette er imidlertid kun førsteordens virkninger der vi ikke tar med markedsmessige tilpasninger som følge av endrede kraftpriser over tid. Det siste vil i sum gi økt norsk markedsnytte i sum av tiltakene – men er vanskelig å beregne. Våre statistiske beregninger med og uten de interne netttiltakene viser i alle tilfeller en økt samlet samfunnsøkonomisk nytte for hele det europeiske systemet.



Figur V-4 Illustrasjon av de norske prisområdene.

### Markedsnyttens vurderes ikke som et godt mål på samfunnsøkonomisk nytte i denne KVUen

Det er flere grunner til at vi mener det er lite formålstjenlig og upresist å bruke en statisk beregnet markedsnytte med og uten tiltaket inn i en beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet når vi ser på tiltak for å forsterke eller avlaste Østre korridor<sup>36</sup>.

Den viktigste grunnen er at det er vanskelig å sammenlikne med et konsistent nullalternativ etter hvert som forbruket på Østlandet (inkludert Grenland) øker. Når forbruket på Østlandet øker, oppstår det stadig flere timer med flaskehals på Grenlandsnittet. I vinterhalvåret blir prisene på Østlandet betydelig høyere enn i områdene rundt. Samtidig er det, som beskrevet i kapittel 3.2, lite trolig at forbruket på Østlandet fortsetter å vokse når prisene etter hvert ligger betydelig høyere alle andre områder. Et nullalternativ med mye forbruk på Østlandet blir dermed stadig mer teoretisk. Når vi simulerer med og uten nettforsterkningene i scenarier med høy forbruksvekst får vi en høy beregnet markedsnytte som følge av at forbruket da får en lavere kraftpris – men uten tiltakene ville det samtidig trolig ikke vært realistisk med så mye forbruk. Vi mener derfor at den sentrale nyttevirkingen av tiltaket er at det kan etableres mer forbruk på Østlandet, uten at det etableres ny produksjon i området.

Den andre hovedgrunnen er at mer kapasitet i nettet mellom NO2 og NO1 påvirker lønnsomheten av andre investeringer i kraftsystemet. Dette endrer fordelingen av markedsnytten mellom Norge og utlandet, men er vanskelig å estimere. To aktuelle eksempler er havvind tilknyttet i sør og utvekslingskapasitet mellom Norge og Europa. Med netttiltakene vi ser på i denne KVUen vil

<sup>35</sup> NO2 er så å si alltid et betydelig overskuddsområde i disse timene. Det betyr at eksporten ut av området til utlandet er høyere enn flyten inn fra NO1 og NO5.

<sup>36</sup> Generelt mener vi modellen gir logiske svar, det gjelder også dette spesifikke tiltaket

havvindprodusentene kunne produsere til en høyere pris fordi også konsumentene i NO1 kan kjøpe kraften. Uten netttiltak er det ikke sikkert at havvindprodusenter er villige til å etablere seg grunnet lav inntjening i timer det blåser. Og hvis vi lar en større intern flaskehals mellom NO2 og NO1 vedvare, der prisene i NO2 er mer like prisene i våre naboland time for time, blir det også mindre nytte av å eventuelt etablere nye hybridforbindelser til andre land.

Når vi tar med markedsvirkningene som følger av økt intern nettkapasitet i Østre korridor vil den samlede norske samfunnsøkonomiske markedsnytten være høy. Vi har imidlertid ikke tilstrekkelig dataunderlag til å kunne beregne de dynamiske markedsvirkningene mellom nettutviklingen internt i Norge og hvorvidt dette utløser mer forbruk på Østlandet inkludert i Telemark, og hvordan dette påvirker både utviklingen av havvind og eventuelle nye hybride forbindelser. I sum gjør dette at det er vanskelig å beregne den reelle markedsnytten i dette tilfellet.

Alle disse faktorene bidrar i sum til at vi mener det er lite hensiktsmessig å bruke simulert markedsnytte direkte inn i de samfunnsøkonomiske beregningene.

### **Forsyningssikkerhet**

Forsyningssikkerhet er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft til sluttbrukerne. Utgangspunktet for denne KVUen, i motsetning til flere andre større analyser fra Statnett, er ikke i hovedsak å bedre forsyningssikkerheten for konkrete kunder. Nettet er masket og å regne på forsyningssikkerheten blir en omfattende øvelse som vi ikke mener gir så stor merverdi. Det er likevel potensielt noen forskjeller på konsept 1 og 3 og disse er omtalt under. Forsyningssikkerhet er derfor ikke med som en egen virkning av konseptene.

### **Ledning på land gir oss mer fleksibilitet og robusthet, vi vil ikke være like sårbare for utfall**

En ledning på land gir et mer robust transmisjonsnett, vi har flere ledninger å bruke i drift av systemet og vi vil ikke være like sårbare for feil som vi er i dag. Det vil også være mer fleksibelt hvor kraften kommer fra. Den kan komme både fra produsenter i Norge, via import på en hybrid forbindelse med havvind eller via en av de andre utlandsforbindelsene i Sør-Norge. Når det ikke blåser gjør konsept 3 oss avhengige av kraftsituasjonen i et spesifikt land og hvordan de velger å drifte sitt nett og hvordan de gir kapasiteter. Ved feil på forbindelsen i konsept 3 mister vi både produksjonen og forbindelsen.

### **Feilraten på HVDC-forbindelser er lavere enn ved luftledning, men varigheten på feilene er lenger**

Gjennomsnittsverdiene for feilrater på 420 kV-ledninger er én feil per år per 100 km ledning. Varigheten er i gjennomsnitt 8 timer per feil. Ledningene i konsept 1, forsterke Østre korridor, antas å bli mellom 100 og 140 km lange. Dette gir en forventning på 1,0-1,4 feil per år med en forventet utetid på 11 timer.

HVDC-forbindelser kan på lik linje med luftledninger ha utfall. HVDC-anlegg har lavere feilsannsynlighet, men varigheten kan bli veldig lang. Ved feil på kablen kan utetiden være på flere måneder. Statnett erfarer også at det er stor forskjell på kabelanleggene, noen er mer feilutsatt enn andre. Dette vet man ikke før anlegget er satt på drift.

Norge har i dag 7 HVDC-forbindelser til utlandet. For HVDC-anlegg har vi ikke samme datagrunnlaget for å vurdere feilsannsynlighet og varighet som vi har for ledninger. Vi bruker derfor tilgjengelig europeisk feilstatistikk. Tall fra 2021<sup>37</sup> viser at europeiske HVDC-forbindelsene totalt var utilgjengelige 18 % av året grunnet feil og vedlikehold. Blant de norske forbindelsene var NorNed, mellom Norge og Nederland, begrenset 27 % av året grunnet en feil.

---

<sup>37</sup> [Europeisk feilstatistikk for HVDC-forbindelser.](#)

### **Usikkerhet**

Det er usikkerhet knyttet til feilsannsynligheten på en forbindelse både på land og i havet. Noen ledninger har mange "barnesykdommer" som gjør at de får utfall oftere enn andre. Denne usikkerheten er mindre når man bygger tett på en eksisterende ledning der vi har erfaringer med klima og terreng.

For HVDC-forbindelser ser vi at det er stor forskjell på kablene som har blitt satt i drift de siste årene. NSL til UK har få feil, mens NordLink til Tyskland har mange feil både på forbindelsen og omformeranlegget.

### **Beregning av avbruddskostnader vil ikke fortelle oss om vi løser behovet**

Generelt er det mulig å prissette reduserte avbruddskostnader. Reduserte avbruddskostnader brukes ofte som effektmål når behovet primært handler om å øke forsyningssikkerheten til et avgrenset område. Når målet er å øke kapasiteten gjennom en transportkorridor, slik som vist i behovsanalysen, viser ikke reduserte avbruddskostnader hvorvidt vi faktisk oppnår dette.

Området vi ser på i utredningen omfatter et masket nett som påvirkes av forbruk og produksjon både i analyseområdet og utenfor, samt import og eksport på utenlandsforbindelsene. Dette gir et robust nett der vi i utgangspunktet har N-1 forsyningssikkerhet.

Dersom vi skal beregne avbruddskostnader må vi lage et scenario der vi fortsetter å tilknytte forbruk opp mot intaktnettgrensen, omtalt som N-0. Dette gjør at vi kan prissette deler av ulempen til kundene dersom vi ikke bygger nett, men heller drifter nettet med høyere risiko for avbrudd. I et oversiktlig nett er dette mulig fordi vi på forhånd har en viss formening om hvilke utfall som kan føre til avbrudd. Da har vi et begrenset antall case vi må analysere for å kunne beregne avbruddskostnadene.

I et veldig masket nett, slik vi ser på i denne KVUen, blir det svært mange utfall og ulike flytsenarioer vi må analysere. Vi må også analysere ulike scenarioer for fordeling og størrelse av nytt forbruk.

Til sammen betyr dette at avbruddskostnader ikke er det som er relevant for å si noe om i hvilken grad vi møter behovene eller ikke for denne KVUen.

## V6 Fordelingsvirkninger

I en samfunnsøkonomisk analyse tillegges nytte- og kostnadsvirkninger like stor vekt uavhengig av hvilken gruppe eller aktør som oppnår nytten eller belastes for kostnaden. Det er likevel nyttig å beskrive fordelingsvirkningene av tiltaket fordi det gir en bedre beskrivelse av beslutningssituasjonen og kan tillegges vekt i myndighetsbehandlingen. Fordelingsvirkninger oppstår når ulike grupper i samfunnet berøres ulikt av et tiltak. Tiltakene vi har utredet i denne KVUen vil innebærer flere og komplekse fordelingsvirkninger.

Nytten av tiltaket er i første omgang knyttet til muligheten til å forsyne nye forbruksaktører samtidig som prisforskjellene i det norske kraftmarkedet ikke skal bli for store mellom områdene. Videre er noen av forbruksplanene utløst av ønske om å redusere utslipp av klimagasser. Dette har en global effekt.

Utjevning av prisforskjeller mellom to områder vil føre til at produsentene i området som i utgangspunktet har lave kraftpriser, får høyere kraftpriser og tjener mer. Forbrukerne i det samme området må betale mer enn de gjorde i utgangspunktet. I nullalternativet vil vi få et kraftoverskudd i NO2 og prisen vil i perioder bli svært lave eller null. Motsatt vil vi ha et økende kraftunderskudd i NO1 som gir høyere priser og dermed lavere konsumentoverskudd. Den økte kapasiteten vi får gjennom Konsept 1 eller 3 gir mindre prisforskjell mellom NO1 og NO2. Dette betyr at produsentene i NO2 vil få økt sin inntjening, mens konsumentene i NO1 betaler mindre og får økt sitt overskudd. Motsatt vil produsentene i NO1 og forbrukerne i NO2 få redusert sitt overskudd. Vi får altså fordelingsvirkninger i form av endringer i konsument- og produsentoverskuddet dersom vi forsterker nettet mellom NO1 og NO2.

Tiltaket som er anbefalt i denne konseptvalgutredningen er omfattende. De innebærer store investeringskostnader og har negativ påvirkning på areal og miljø. Videre vil areal- og miljøkostnaden ved tiltakene falle på de som bor, bruker eller har et ønske om å bevare mest mulig urørt natur. Det vil sannsynligvis i større grad være enkeltpersoner (lokale, turister, etc.) og interessegrupper. Miljøvirkninger vil være gjenstand for en grundig myndighetsbehandling og en sentral del av konsesjonsprosessen for tiltakene som blir vurdert omsøkt.

Som hovedregel blir kostnader i transmisjonsnettet fordelt på kundene via nettleien, hvorav forbrukerne betaler størst del. Fra 1. januar 2019 skal nettkunder som utløser investeringer betale anleggsbidrag, også i regional- og transmisjonsnettet. Vi har ikke grunnlag for å hevde at det er enkeltkunder som utløser tiltaket og vi vurderer derfor at nettfosterkning ikke er anleggsbidragspliktig. Kostnaden vil dermed bli fordelt over nettleien.